

GEOCIENCIAS´2015

V CONGRESO CUBANO DE PETRÓLEO Y GAS

TRABAJOS Y RESUMENES

V Convención Cubana de Ciencias de la Tierra

4 al 8 de mayo, Palacio de Convenciones, La Habana, Cuba

METODOLOGÍA PARA LA INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN DADA POR LAS EMANACIONES DE HIDROCARBURO COSTA AFUERA

Julio Ernesto Gómez Herrera, Lourdes Jiménez de la Fuente, Carlos Manuel Valdivia[(1)], Lorenza Mejías, Osvaldo Rodríguez Moran

Centro de Investigaciones del Petróleo, Churruca No.481 esq. Washington. Cerro, La Habana. Cuba., email: juliog@ceinpet.cupet.cu

RESUMEN

Esta metodología se utiliza para determinar, el origen, de las emanaciones de hidrocarburo que aparecen en la superficie marina y que son producidas por escapes de hidrocarburos a través de microfiltraciones de posibles prospectos gasopetrolíferos. Se comprueba la existencia de Sistemas Petroleros Activos, en áreas de frontera como es la Zona Económica Exclusiva de Cuba en el Golfo de México, lográndose reducir el riesgo geológico y permite calibrar los modelos geológicos en la exploración petrolera. Esta metodología consta de un análisis multidisciplinario para el procesamiento y clasificación de estas emanaciones, mediante la utilización de imágenes satelitales de Apertura Sintética de Radar (SAR), meteorológicas y oceanológicas, procesadas por modelación matemática, calculándose el riesgo de los escenarios geológicos donde se encuentran los posibles prospectos, visualizados en Sistemas de Información Geográficos. Fueron analizadas 466 imágenes SAR en las cuales se identificaron 179 anomalías texturales atribuibles a emanaciones de hidrocarburos; de ellas 16 poseen un alto grado de confianza, 8 confianza media, 114 confianza baja y 41 de naturaleza antrópica.

ABSTRACT

This methodology is used to locate origin of the seepage slick that appear on the sea surface. There are existed by hydrocarbon outflow through micro fracture from oil and gas potential prospects. Is checked the existence of Active Petroleum Systems in the Gulf of Mexico and be able to reduce the geological risk in oil and gas exploration and contributed allowing calibration of geological models. This methodology involves of a multidisciplinary analysis for the processing and classification of these emanations, using images from Synthetic Aperture Radar (SAR), weather and oceanology satellite, applying mathematical modeling and processed in Geographic Information Systems. Were analyzed 466 SAR textural images where 179 anomalies were attributable to emissions of hydrocarbons reservoirs; 16 had a high degree of confidence, 8 medium confidences, 114 low confidence and 41 of anthropic nature.

INTRODUCCION

Este trabajo consiste en el desarrollo de una metodología capaz de comprobar la existencia de Sistemas Petroleros Activos áreas de frontera costa afuera, para tratar investigar los procesos de migración que ocurren en el presente, la reducción del riesgo geológico en la exploración y ayudar a delimitar y avalar en el área con nuevos prospectos, en la búsqueda de hidrocarburos.

La metodología pertenece a la categoría de tarea inversa en la exploración, que consiste en determinar, con un determinado grado de confiabilidad el lugar de origen (en profundidad), de las emanaciones de hidrocarburo que aparecen en la superficie del mar, presuntamente producidas por escapes espontáneos e inevitables de hidrocarburo en los prospectos a través de fallas o micro filtraciones en sus sellos, denominados como (oilseeps o seepage slicks), recorriendo aproximadamente el camino inverso al de la mancha detectada por satélite.

Con la utilización de las imágenes satelitales han sido identificadas por las compañías petroleras más del 40% de los yacimientos gigantes, como ya se dijo en el Golfo de México, Mar del Norte, Este de

África, Golfo Pérsico y otras regiones del planeta. El índice de acierto se comporta entre un 20% a 40%. La empresa Petrobras de Brasil, perfeccionó y es la más desarrollada en esta tecnología, ha logrado reducir hasta 75 veces el tamaño del área a investigar. Ejemplo, del súper gigante campo petrolero Tupi en la cuenca de Santos, considerado como el campo petrolero más grande descubierto en el Hemisferio Occidental de los últimos 30 años (8 mil millones de barriles de petróleo recuperables aprox.) (Figura 1 y 2).



Figura 1. Imágenes donde se aprecian visualmente las manchas de hidrocarburo en el área de Cantarell.

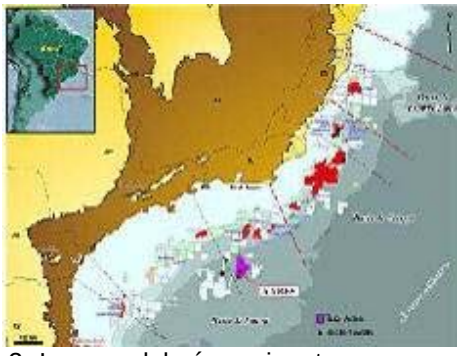


Figura 2. Imagen del súper gigante campo petrolero Tupi en la cuenca de Santos de Petrobras.

Además con esta tecnología se es capaz de determinar si la mancha es de origen natural o antrópica (provocada por el hombre), lo que aporta un valor agregado al monitoreo ambiental.

Este sistema presupone un análisis interdisciplinario con la utilización de una metodología, para el procesamiento y clasificación de estas emanaciones, mediante el monitoreo por satélite de imágenes de Apertura Sintética de Radar (SAR), imágenes meteorológicas y oceánicas que son procesadas mediante los Sistemas de Información Geográficos (GIS), modelación matemática, reconocimiento de patrones, análisis difuso y cálculo del riesgo geológico.

Un análisis preliminar con la participación de una asociación de empresas se cubrió la parte Noroeste de Cuba mediante 465 imágenes de los satélites ERS, ENVISAT y una imagen RADARSAT las que fueron analizadas para detectar emanaciones naturales de petróleo. Se encontraron 179 manchas de petróleo posiblemente producidas por emanaciones de hidrocarburo provenientes del fondo del mar.

En el momento actual, el descubrimiento de grandes acumulaciones con hidrocarburo en aguas someras, medias, profundas y ultra profundas es necesario y altamente atractivo, para las compañías petroleras y los estados que se benefician con este recurso. La organización CUPET considera de gran importancia estratégica la exploración en la Zona Económica Exclusiva de Cuba en el Golfo de México, contando con un escenario muy favorable en el área, debido a los grandes recursos energéticos que son explotados por los países limítrofes como los EE. UU y México en sus plataformas.

ASPECTOS FISIOGRAFICOS – OCEANICOS

El área de estudio se encuentra situado geográficamente, en el Golfo de México, que es un mar de tipo mediterráneo que limita al norte con los Estados Unidos (ZEE-EU) (Florida, Alabama, Mississippi, Luisiana, Texas), la isla de Cuba al sureste (ZEE-CU) y con cinco estados de México al oeste ZEE-MX (Tamaulipas, Veracruz, Tabasco, Campeche, Yucatán). Tiene un área aproximada de más de 1,5 millones de km^2.Se extiende unos 1770 km de este a oeste y unos 1300 km de norte a sur. Se une con el Atlántico por el angosto estrecho de Florida y con el mar Caribe a través del Canal de Yucatán. (Figura 3).

El objeto de estudio se encuentra ubicada en la llamada ZEE-CU o Zona Económica Exclusiva Golfo de México (ZEEGoM), que abarca un área de aproximadamente 130000 km2 o sea representa un 9 % del área total del Golfo. La empresa CUPET en colaboración con compañías foráneas ha perforado cuatro (4) pozos exploratorios Yamagua y Jagüey 1X (REPSOL), Catoche 1 (PC-GULF) y Cabo de San Antonio 1 (PDVSA). Aunque estos no reportaron acumulaciones económicamente significativos si evidenciaron que existe un sistema petrolero activo y zona con alto potencial productivo. Según la United Kimdom Geological Survey (UKGS) la expectativa o riesgo geológico de encontrar prospectos económicamente productivos varía entre un 5% y un 40% a nivel mundial, valores que corroboran estadísticamente nuestra perspectividad. (Tabla 1.)

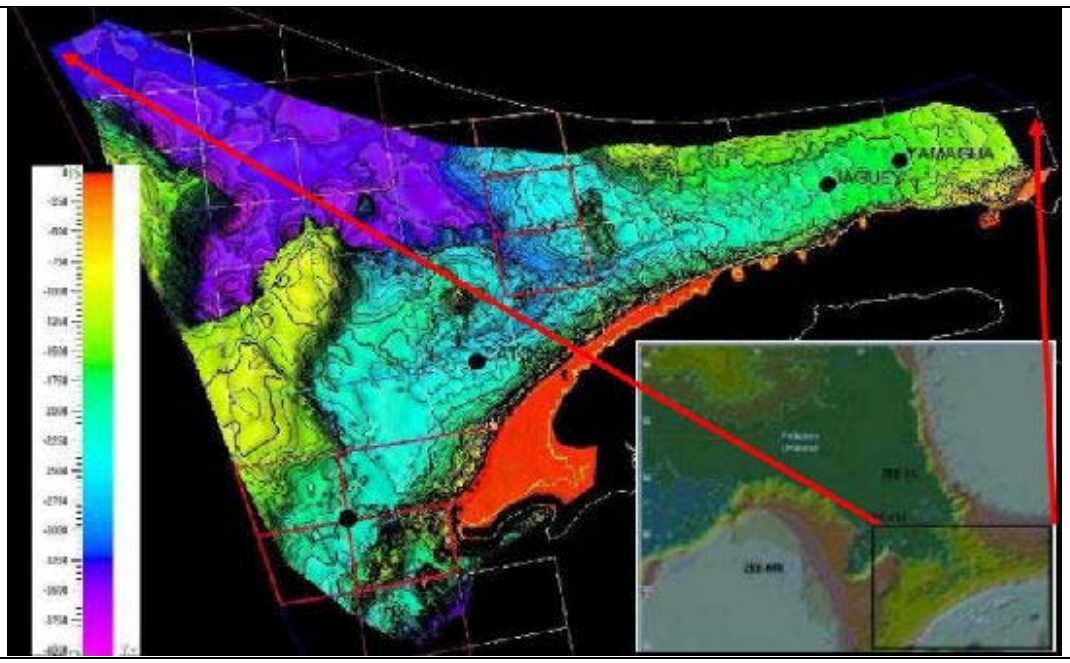


Figura 3. Ubicación del área de estudio, las ZEE de los países limítrofes y pozos perforados.

Los eventos climatológicos extremos y meteorológicos (frentes fríos y huracanes) como oceanográficos (mareas de tormenta y oleaje) en el Golfo de México ha llegado a ser, un asunto muy serio debido a la pérdida de vidas, daños severos a las actividades humanas y a la infraestructura oceánica y costera. Cada año el Golfo de México es escenario en promedio, de 25 tormentas tropicales (entre Junio y Octubre) y 40 frentes fríos (entre Noviembre y Abril). Por esta razón y por la densidad de producción petrolera en el área constantemente se verifican mediante modelos numéricos de simulación, los parámetros para estimar la climatología y varios parámetros estadísticos para poder pronosticar los valores extremos y su ocurrencia en tiempo y espacio.

La cuenca del Golfo de México se asemeja a un hoyo grande con bordes poco profundos. Aproximadamente el 38 % del golfo tiene una profundidad < 20 m en las periferias costeras, las áreas de *shelf* < 180 m (aguas someras), plataforma continental de 180 - 3,000m que representan 22 % y 20 % respectivamente, y las áreas de abisales muy profundas de 3,000m (aguas profundas y ultra profundas), o más de profundidad que comprenden los 20 % finales (Gore, 1992). (Figura 4). Por ejemplo el área de Sigsbee, ubicado en el cuadrante suroeste, es la región ms profunda del Golfo de México. Su profundidad máxima exacta es polémica, considerándose profundidades máximas que se extienden 3,750m a 4,384m.

ASPECTOS GEOLOGICOS

En función de las características geológicas se han establecimiento de los seis (6) principales escenarios para la exploración petrolera en el sector de la ZEEGoM (López, 2011), donde se ubican 28701.0 km lineales de sísmica 2D y 13004.0 km^2 de sísmica 3D. (Figura 4), (Tabla 1);

1. Cinturón Cabalgado o Plegado (CP)
2. Cuenca de Antepaís (CA)
3. Basamento Elevado (BE)
4. Cuenca Central (CC)
5. Knoll Jordán (KJ)
6. Knoll Pinar (KP)
7. Plataforma de la Florida (PF)
8. Plataforma de Yucatán (PY)
9. Zona de Sigsbee (ZS)

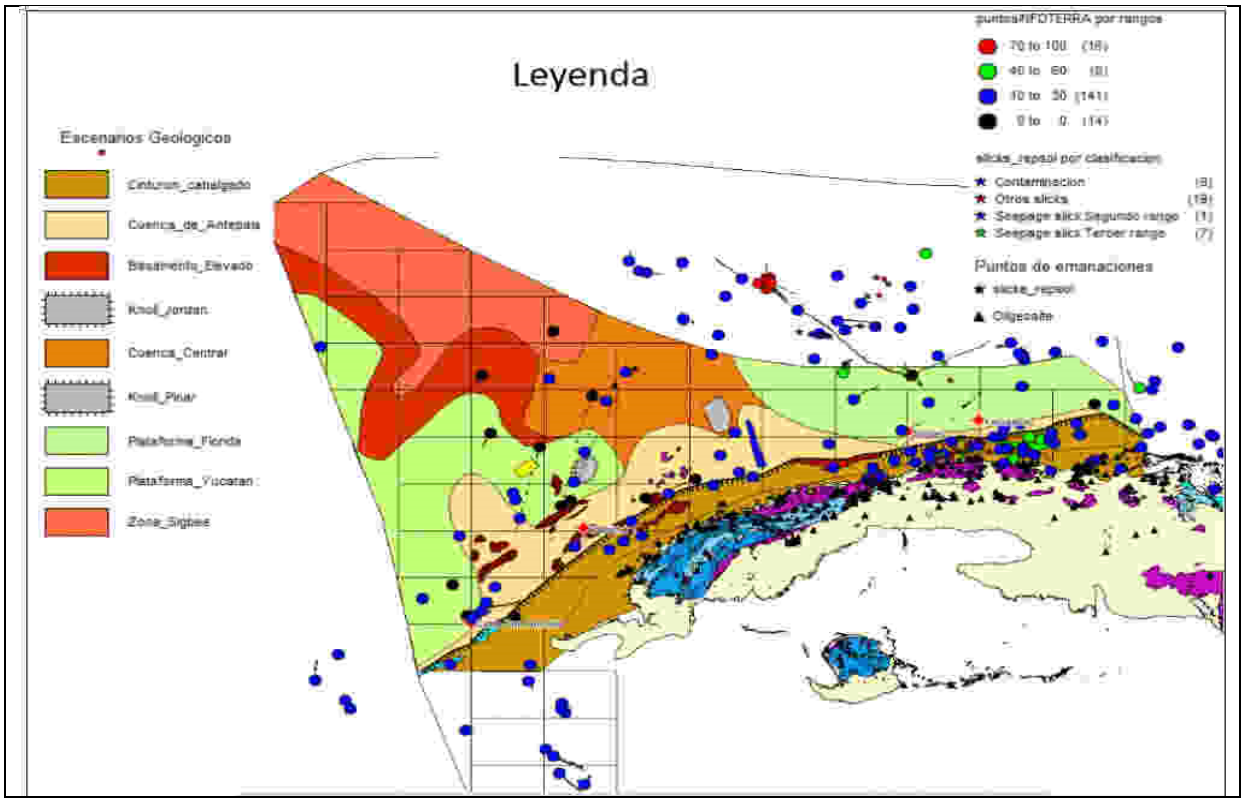


Figura 4. Escenarios geológicos, líneas sísmicas e ubicación de pozos perforados en la ZEE de Cuba.

TECNOLOGÍA DE DETECCIÓN DE MANIFESTACIONES NATURALES DE HIDROCARBURO EN EL MAR UTILIZANDO LOS SATELITALES DE APERTURA SINTÉTICA

La mayor parte de las cuencas petrolíferas en el mundo tienen manifestaciones superficiales de hidrocarburos en diferentes, pero detectables medidas. Las emanaciones de hidrocarburos pueden ser reveladas en diferentes lugares a lo largo de las vías de migración y fundamentalmente se concentran en las fracturas o fallas activas e incluso en litologías impermeables como cuerpos salinos (Figura 5).

El estudio de las emanaciones naturales de hidrocarburo en áreas costa afuera (*offshore*), así como su distribución, implica el reconocimiento de patrones específicos que caractericen y discriminen la emanación natural de otras como contaminación o contenido de biomasa.

Tabla 1. Caracteristicas geológicas de los escenarios en el área de estudio

Escenario	Contexto geológico	Rango de profundidad (m) Media	Niveles de Sistema Petrolero
Cinturón Cabalgado (CP)	Carbonatos fracturados y con huellas de disolución, del Jurásico Superior y Cretácico Inferior. Arcillas del Paleógeno, único demostrado. Incluye toda la FNCP. Se localizan domos salinos (costa adentro), relacionados a la deformación en el cinturón plegado. Las evaporitas que existen en la base del Kimmeridgiano y Caloviano, pueden constituir importantes sellos. Existe correlación geoquímica entre la roca madre y las acumulaciones de petróleo.	-2600 a 620 -650	Conocido o Demostrado (!)
Cuenca de Antepaís (CA)	Carbonatos del Tithoniano con disolución (por migración de HC). Sello de carbonatos compactos. Barras oolíticas del Kimmeridgiano. Sello de carbonatos arcillosos de la base del Tithoniano. Carbonatos de aguas someras y arenas del Oxfordiano. Sello de anhidritas de la base del Kimmeridgiano. Clásticos del syn-rift. Sales del Caloviano. La información geoquímica demuestra la existencia de una roca madre, pero no existe correlación geoquímica entre la roca fuente y el petróleo de los yacimientos existentes.	-3000 a -1000 -2220	Hipotético (.)
Basamento Elevado (BE)	La existencia de roca madre y acumulaciones de petróleo es postulada completamente sobre la base de evidencia geológica o geofísica y expertos.	-4000 a -1200 -3220	Especulativo (?)
Cuenca Central (CC)	IDEM Cuenca de Antepais	-3500 a -1530 -2790	Especulativo (?)
Knoll Jordán (KJ)	Montes submarinos relictos de viejos sistemas arrecifales.	-2300 a -1380 -1930	Especulativo (?)
Knoll Pinar (KP)	IDEM Knoll Jordán	-2370 a -1090 -1640	Especulativo (?)
Plataforma de la Florida (PF)	Dolomitas porosas. Sello ? Carbonatos de aguas someras y arenas del Oxfordiano. Sello de anhidritas de la base del Kimmeridgiano. Clásticos del syn-rift. Sales del Caloviano.	-2100 a -900 -1670	Especulativo (?)
Plataforma de Yucatán (PY)	IDEM Plataforma de la Florida	-3600 a -875 -1620	Especulativo (?)
Zona de Sigsbee (ZS)	Sedimentos finos generalmente provenientes del rio Mississippi.	-3700 a -2900 -3360	Especulativo (?)

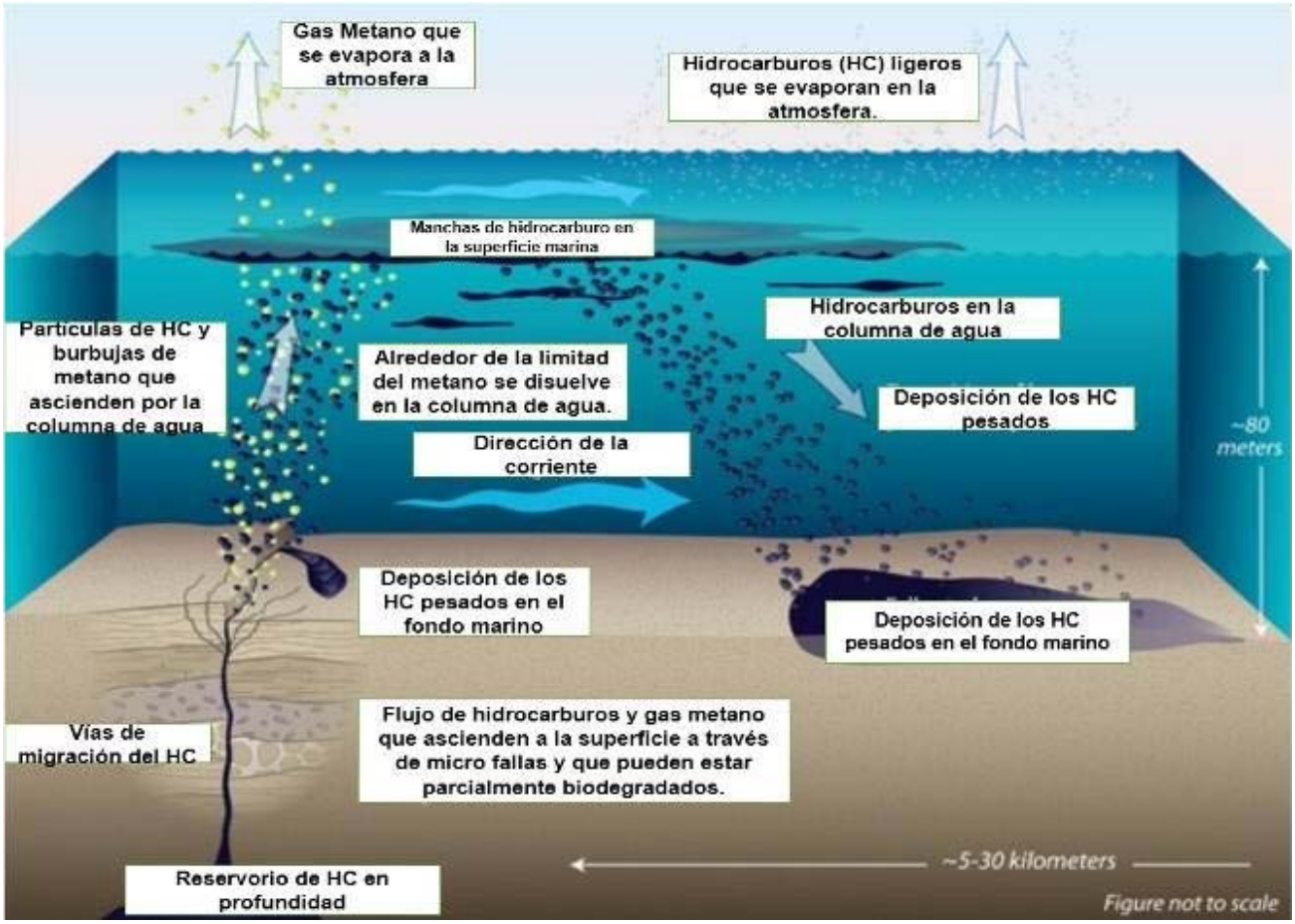


Figura 5. Ciclo de formación de las emanaciones de hidrocarburo en la superficie marina.

Para esto se utilizan a nivel mundial la tecnología de satélites de Apertura Sintética de Radar (SAR) en análisis multitemporales, que por sus características son idóneas para esta investigación y con la ventaja de que aportan información en áreas poco conocidas y de difícil acceso

Los satélites de la serie **European Remote Sensing Satellite (**ERS) y RADARSAT con la tecnología SAR ha probado ser muy efectivos en el mapeo de derrames y emanaciones en ambientes marinos a diferentes profundidades debido a su principio físico de diferenciar rugosidades en la superficie del agua. (Figura 6).

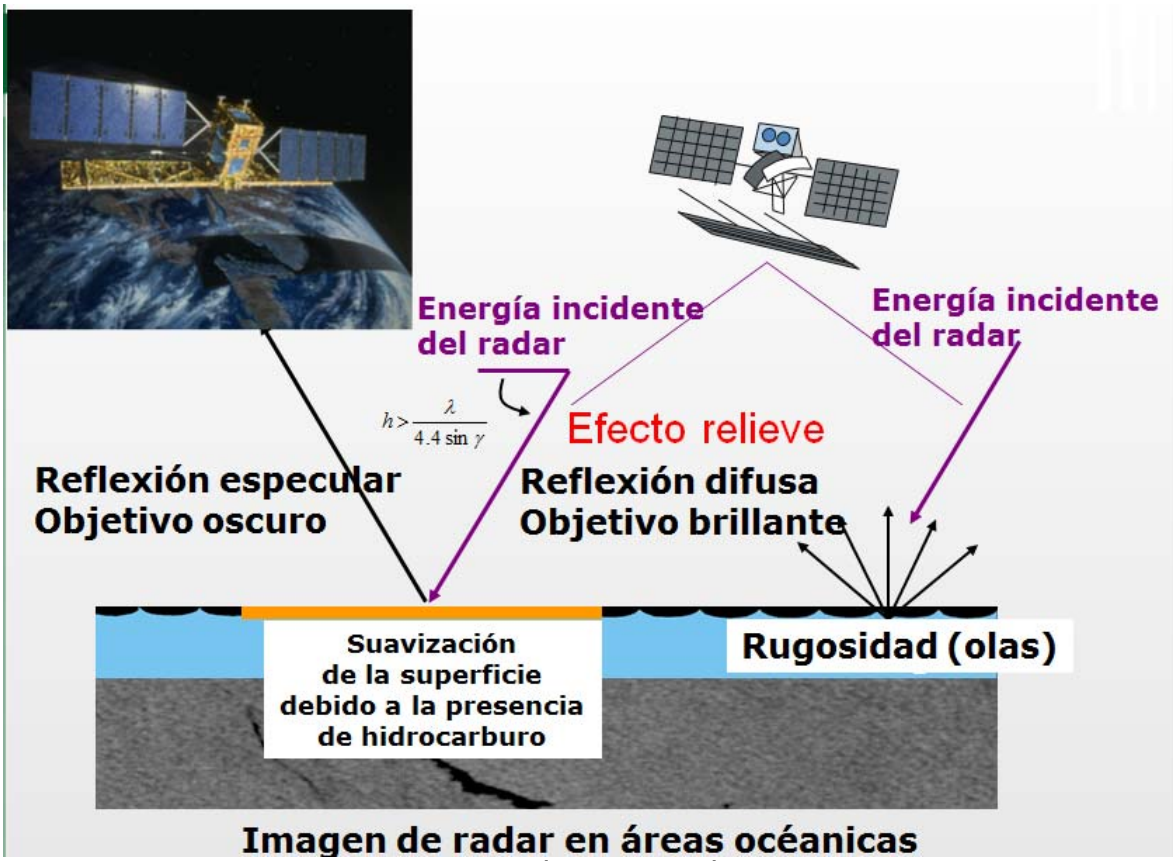


Figura 6. Principio físico de las imágenes SAR.

Las ventajas de las imágenes SAR ante las demás imágenes de satélites son:

1. Poseen una alta resolución espacial.
2. Análisis multitemporales.
3. Sensibilidad a la estructura de los objetos (uso de la polarimetría)
4. Capacidad polarimetría.
5. Detección de cambios a escala métrica usando los datos de amplitud y a escala de centímetros usando datos de fase.
6. Son independientes de la luz solar (imágenes día y noche).
7. Son prácticamente independientes de las condiciones meteorológicas (la señal atraviesa las nubes, la lluvia, la niebla y el polvo).
8. Sensibilidad para detectar barcos, infraestructuras marinas y artificiales.
9. Permite supervisar áreas extensas (mayores de 50 000 Km2).
10. Permite la vigilancia periódica y constante (frecuencias de días).
11. Costo notablemente inferior ante otras opciones convencionales (vuelos aéreos, etc.).
12. Sensibilidad las propiedades dieléctricas (contenido de agua, biomasa, hielo)
13. Sensibilidad a las superficies rugosas (velocidad del viento en los océanos)
14. Medida muy precisa de Distancias (interferometría)
15. Cierta penetración en superficies

Sus desventajas radican en:

1. Procesos de procesamiento muy complejos
2. Efectos del *speckle* (moteado)
3. Dificultad en la interpretación visual
4. Los efectos topográficos

5. Los efectos de la rugosidad de las superficies

Las emanaciones de hidrocarburos de forma natural se manifiestan como formas oscuras (texturas) en las imágenes radar, sin embargo existen manchas de otras fuentes que pueden dificultar la interpretación. Derrames de crudo de embarcaciones, manchas formadas por material biogénico pueden crear confusiones a la hora de interpretar.

Es necesario considerar y tener en cuenta otros factores que determinen con seguridad las verdaderas emanaciones y poderlas discriminar de otras manchas producidas por diferentes fuentes. Para esto se utilizan para la corrección una serie de imágenes auxiliares y se sigue una secuencia de procesamiento (Figura 7).

1. Imágenes de Satélites de la serie NOAA/AVHRR (térmicas).
2. Imágenes de Satélites de la serie GOES (meteorológico).
3. Imágenes de Satélites de la serie TOPEX POSEIDON (campo de altura de las olas).
4. Imágenes de Satélites de la serie MODIS (concentración de clorofila).
5. Imágenes de Satélites de la serie QUIKSCAT (campo de vientos).
6. Imágenes de Satélites de la serie SeaWifs (campo de corrientes marinas).
7. Imágenes de Satélites de la serie ALOS (imágenes ópticas y de radar) y ASTER (multiespectrales).

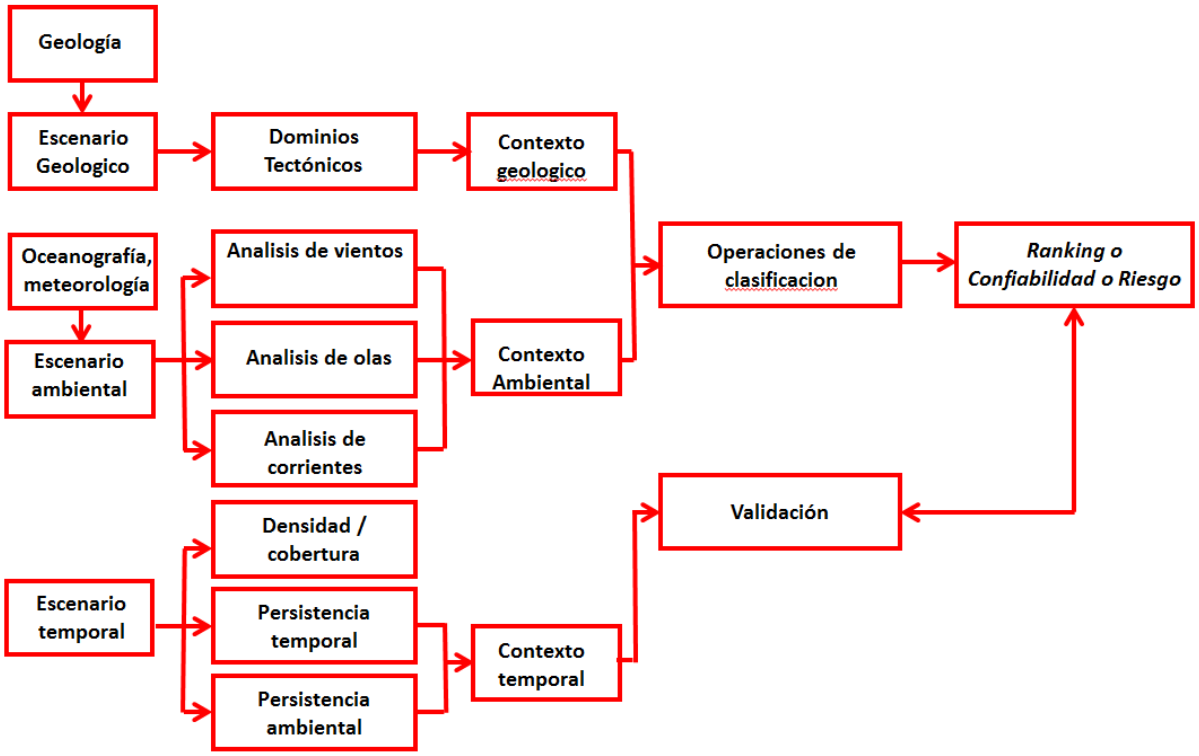


Figura 7. Secuencia de procesamiento de la metodología

PROCESAMIENTO DE IMAGENES CON LAS IMÁGENES DE LOS SATELITALES DE APERTURA SINTÉTICA DE RADAR Y AUXILIARES.

Fueron seleccionadas 466 escenas de los satélites ERS y ENVISAT-SAR (Tabla 2) y una escena de Radarsat para cubrir el área del offshore de Cuba (Figura 8). Las imágenes de ERS fueron recibidos desde la estación en tierra ubicada en Cotopaxi, Ecuador y desde la estación de Gatineau en Gabón.

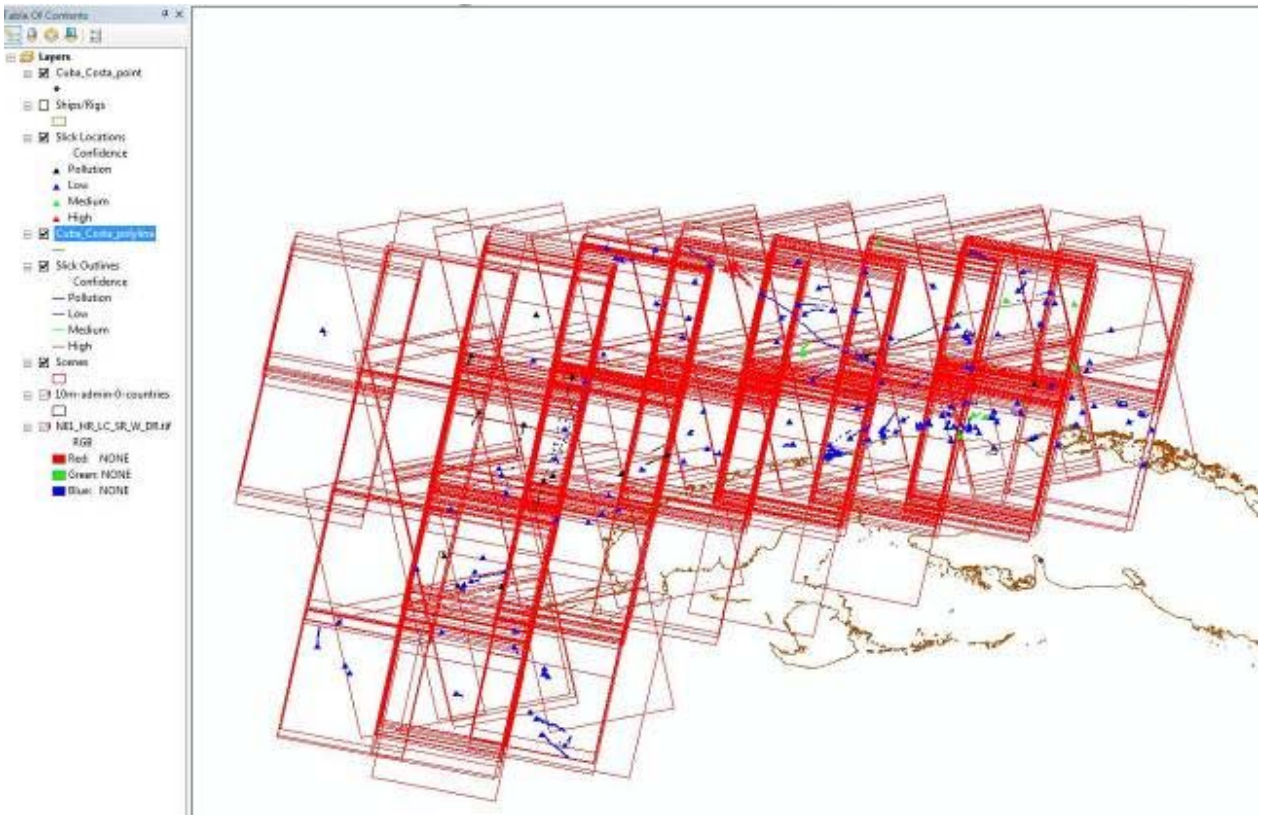


Figura 8. Detalle de la localización de las 466 escenas de SAR analizadas.

Tabla 2. Modos de operación de los satélites SAR y resolución de sus imágenes.			
Satélite	**Tipo de dato**	**Tamaño de la escena**	**Números de escenas**
European Remote Sensing (ERS) satellites 1 and 2	25m SAR	100km x 100km	459
RADARSAT Satélite	25m W1 SAR	165km x 165km	1
ENVISAT ASAR	30m SAR	100km x 100km	6
Total de escenas			**466**

Las imágenes fueron rectificadas utilizando la información de las efemérides de la siguiente proyección: Proyección: Geográfica Lat/Long, Esferoide: WGS84, Datum: WGS84

ANALISIS DE RIESGO Y RESULTADOS OBTENIDOS

Posterior a la adquisición y correcciones radiométricas y texturales de las imágenes SAR y determinar las presuntas anomalías indicadoras de manchas de hidrocarburo, es necesario dotarlas de un grado de confiabilidad a partir de un análisis de riesgo. Este análisis de riesgo en estos momentos está determinado por tres (3) factores fundamentales, aunque esto no quiere decir que en un futuro cercano se introduzcan otros. Al existir en todo momento un factor de incertidumbre se utilizara una métrica de probabilidades con sus reglas matemáticas de operación.
Se utilizan los siguientes factores probabilísticos:

1. Evaluación del contexto ambiental (P1):
2. Evaluación del contexto temporal (P2):
3. Evaluación del contexto geológico (P3):

1. Evaluación del contexto ambiental (P1).

Las condiciones oceanográficas y meteorológicas, distorsionan en gran medida las respuestas de las imágenes SAR pudiendo contribuir a la interpretación errónea y la visualización de falsos indicios de emanaciones de hidrocarburo. Estas correcciones toman un valor relevante en el área del Golfo de México donde las condiciones hidrometeorológicas alcanzan valores extremos. Está estipulado hacer las siguientes correcciones o procesamiento a las imágenes:

- ✓ Corrección por morfología de la mancha.
- ✓ Corrección por el campo superficial de intensidades de dirección del viento
- ✓ Corrección por la altura de las olas.
- ✓ Corrección por la temperatura de la superficie del mar.
- ✓ Corrección por la temperatura de alturas de las nubes.
- ✓ Corrección por la concentración de clorofila.

Por razones de logística, conocimiento e infraestructura en estos momentos es imposible la obtención de imágenes originales y su interpretación, por lo que la evaluación del contexto ambiental se adoptará íntegramente a los resultados interpretados por la Agencia Espacial Europea (ESA),donde solo se hicieron correcciones por morfología de la mancha y velocidad de los vientos:

Para la selección de las imágenes se utilizaron modelos meteorológicos proporcionados por la Oficina Meteorológica del Reino Unido (UK), Las escenas fueron categorizadas dependiendo de los modelos de vientos y olas en el momento de la adquisición y en un periodo anterior a este.

Las condiciones óptimas según los modelos de vientos y de olas deben ser aquellas en que la velocidad del viento esté entre 6-15 nudos (velocidades menores de 3 nudos son insuficientes para crear ondas capilares, causando un efecto de suavizado provocado por el agua en calma, por el contrario si la velocidad del viento es mayor de 15 nudos provoca un efecto de oleaje que causa ruidos en la imagen) y la alturas de las olas sean menores de 1m.

Considerando solamente esta evaluación de contexto ambiental, de las 466 escenas de SAR analizadas para este proyecto (Figura 9), se clasificaron con buena confiabilidad para ser consideradas manchas de hidrocarburo 329, confiabilidad media 117 y mala confiabilidad o pobres 20.

Las escenas con buena calidad tienen generalmente una señal uniforme de retorno a lo largo de la imagen completa y está libre de fenómenos meteorológicos, efectos de la batimetría o celdas de lluvias y dentro de las velocidades adecuadas del viento.

Escenas con mediana calidad contienen efectos meteorológicos, batimetría y celdas de lluvias lo que reduce el área de interpretación dentro de la imagen y en algunos casos los modelos de velocidades del viento y de las olas cayeron fuera del umbral requerido.

Las escenas con mala calidad fueron aquellas en las que al igual que el caso anterior se dificulta la interpretación pero en mayor por ciento, dejando una ínfima porción de la imagen utilizable. Las imágenes satelitales fueron procesadas utilizando rutinas semiautomáticas desarrolladas por la ESA dentro del software ERMapper.

La fase de procesamiento apuntó a dos direcciones fundamentales:

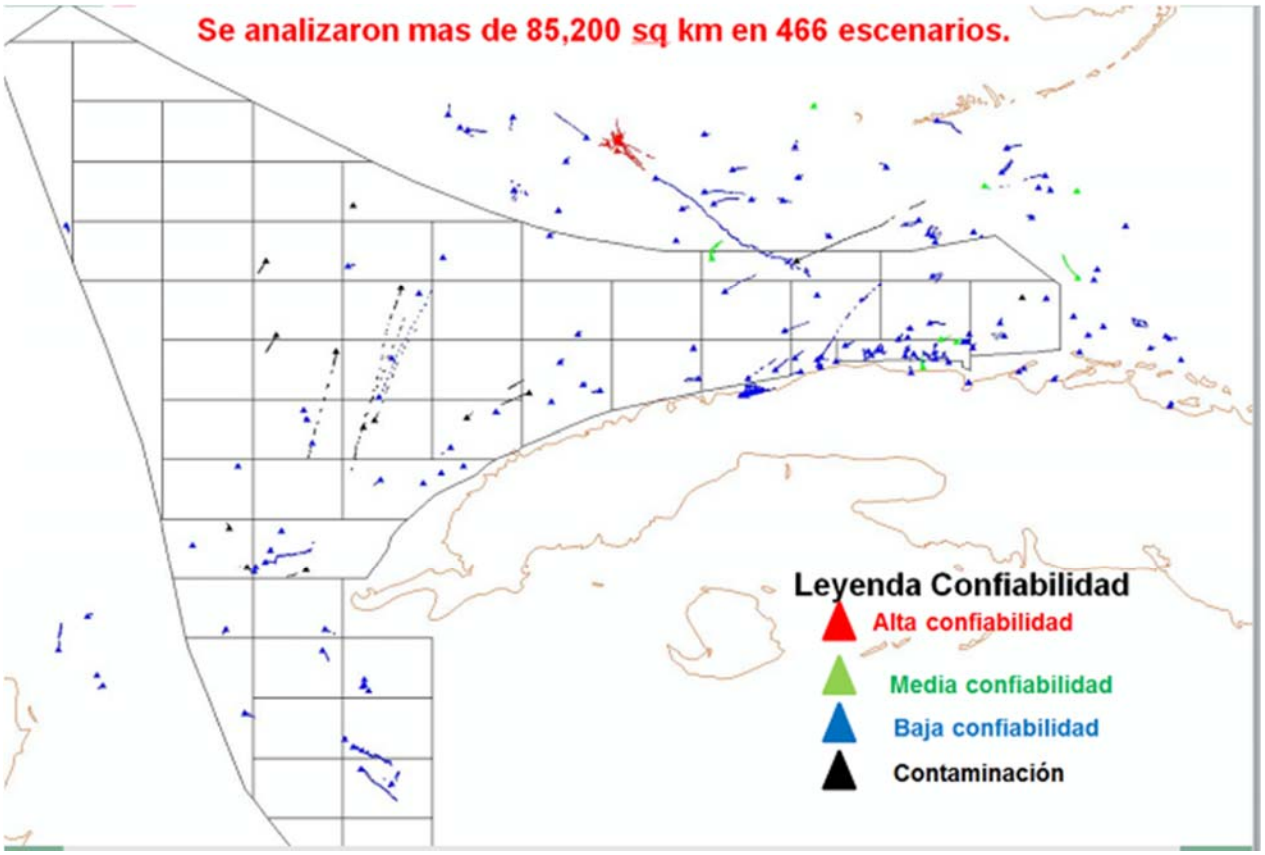


Figura 9. Muestreo de las 466 escenas de SAR analizadas para este proyecto.

- ✓ Analizar las características de las escenas para valorar su calidad. En este sentido se analizaron condiciones hidrometeorológicas, tales como velocidad del viento, altura de las olas, áreas de agua en calma, celdas de lluvia, frentes de vientos, oleajes etc. Estos fenómenos naturales pueden reducir el área de interpretación o crear falsos indicios.
- ✓ Identificación e inicial caracterización de las posibles emanaciones naturales de hidrocarburo. Las potenciales emanaciones fueron identificadas mediante un riguroso escaneo de cada escena a una alta resolución, técnicas de procesamiento de imágenes como filtrado, ajustes de contraste que facilitaron la interpretación. Además también se tomó en cuenta el contexto y la morfología de la mancha.

Los atributos utilizados por la compañía ESA para la identificación y precisión de las emanaciones naturales de hidrocarburo fueron:

a) Localización
b) Morfología de la mancha
c) Dimensiones
d) Efecto de *Backscatter*
e) Características de los bordes
f) Dirección del flujo

Basados en los modelos de velocidad del viento y del oleaje, la repetición del análisis de los datos y el contexto espacial que se ubica, la Compañía ESA le asignó a cada mancha un grado de confiabilidad. Estas se definirán como ***escenario o contexto ambiental*** y se muestra en la tabla 3

Las manchas fueron catalogadas según rangos de confiabilidad, como de alta confiablidad (70-100%), confiabilidad media (30-60%) y de confiabilidad baja (10-30%), a esta categoría también se le adiciono con un nivel de confiablidad 0% a las manchas asociadas a contaminación.

Las emanaciones clasificadas como de alta confiabilidad son aquellas que ocurren multitemporalmente, por lo general tienen un buen *backsactter* (señal que llega al radar), una morfología adecuada y son consistentes con los modelos de corrientes.

Tabla 3. Determinación de los grados de Confiabilidad de las manchas.

Grado de confiabilidad (%)	**Backscatter y principales características**	**Forma y persistencia de la mancha en la imagen.**	**Contexto**	**Comentarios**
0	Pobre	Pobre	Pobre	Polución
10	Pobre	Pobre	Pobre	Posible contaminación o película de petróleo natural
20	Pobre	Pobre	Pobre	Posible contaminación o película de petróleo natural. Pobre característica de origen natural.
30	Pobre	Regular -Bueno	Regular-Bueno	Posible contaminación o película de petróleo natural con buena característica de origen natural.
40	Generalmente Bueno	Regular-Bueno	Regular-Bueno	Buena característica de origen natural.
50			**No definido**	
60	Generalmente Bueno	Generalmente Bueno	General-mente Bueno	Probable emanación natural
70	Bueno	Bueno	Bueno	Alta probabilidad de ser de origen natural Multi-temporal
80	Bueno	Bueno	Bueno	Alta probabilidad de ser de origen natural Multi-temporal
90	Bueno	Bueno	Muy bueno	Alta probabilidad de ser de origen natural Multi-temporal
100	Bueno	Bueno	Bueno	Seguridad del origen natural de la mancha

Las manchas clasificadas con un rango de confiabilidad medio por lo general tienen una morfología adecuada, un buen contraste a la hora de la identificación pero no se observan en el transcurso del tiempo. Estas características permiten clasificar la mancha como una probable emanación natural de hidrocarburo (60% de confiabilidad) o una posible emanación de hidrocarburos (40% de confiabilidad).

Las emanaciones probables son categorizadas como emanaciones naturales, con todas sus características pero que no se repiten en el tiempo. Posibles emanaciones tienen similares características a las probables pero no son interpretadas como emanaciones naturales ya que no se corresponde con el contexto, la forma o con el modelo de las corrientes.

Las manchas categorizadas con baja confiabilidad por lo general son clasificadas como tal por no cumplir con la morfología adecuada, ser inconsistente con los modelos de corrientes, no tener un *backscatter* y generalmente tienen bordes difusos. La mayor parte de estas manchas son asociadas a contaminación producidas por barcos en zonas de trafico marino o por natural film (acumulaciones de

biomasa tales como algas que se manifiestan en la imágenes de forma alargada similares a las emanaciones de hidrocarburos). Fueron interpretadas 41 mancha clasificadas como contaminación.

2) Evaluación del contexto temporal (P2).

El valor de este parámetro debe ser determinado por el análisis de otras imágenes satelitales ya sean SAR u otra tecnología. Su complejidad radica en que es necesaria una fuente de imágenes adicionales. Por lo tanto solamente serán considerados:

- ✓ Repetividad de las manchas en tiempo.
- ✓ Localización de las manchas a una región buffer con radio de aprox. de 5-10 km dado por un determinada anomalía geológica.

Las escenas analizadas tienen un rango de fechas de adquisición que oscila entre los años 1992 al 2011, con una frecuencia mayor entre los años 2007-2011. El periodo entre Octubre y Febrero contiene la mayor parte de las escenas, mientras que entre los meses de Julio a Septiembre es donde mayor número de manchas se identificaron (Figura 10).

Como resultados de la interpretación se pudo confirmar que en solo 107 de las escenas analizadas se concentran 179 manchas determinadas. El análisis multitemporal es de gran importancia ya que ayuda a confirmar las anomalías y permite monitorear su comportamiento a través del tiempo.

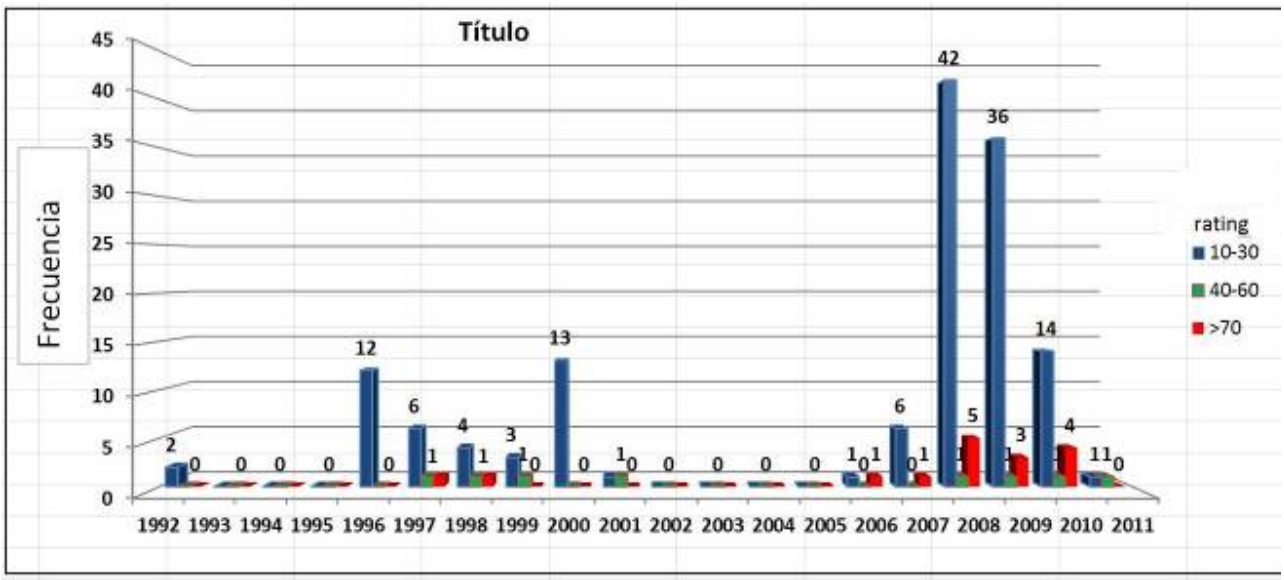


Figura 10. Según el análisis realizado de 466 escenas detectadas como anomalías en las imágenes, posterior a las correcciones, fueron clasificadas 179 manchas de hidrocarburo en las imágenes SAR de ENVISAT de la ZEEGoM, en el periodo 1992 - 2011.

Los barcos y las plataformas son descritos como puntos brillantes en las imágenes SAR; con los barcos aparecen de forma común anomalías lineales que se corresponden con el comportamiento de sus trayectorias. Fueron identificados un total de 1275 barcos y 5 plataformas de perforación.

3) Evaluación del contexto geológico (P3).

El valor de este parámetro debe ser determinado por el análisis de los parámetros de control geológico del sistema petrolero, escenarios geológicos (Tabla 4), *play* y prospectos o lead (Figura 11).

Tabla 4. Niveles de confiabilidad de los escenarios geológicos.			
Escenario	**Nivel de Confiabilidad**	**Grado de confiabilidad**	**Niveles de Sistema Petrolero**
Cinturón Cabalgado (CP)	Regular -Bueno	1.0 - 0.6	**Conocido o Demostrado (!)**
Cuenca de Antepaís (CA)	Regular	0.6 – 0.3	**Hipotético (.)**
Basamento Elevado (BE)	Pobre	0.3 – 0.1	**Especulativo (?)**
Cuenca Central (CC)	Pobre. Asociada con contaminación ambiental (transportes, etc.)	0.3 – 0.1	**Especulativo (?)**
Knoll Jordán (KJ)	Pobre.	0.3 – 0.1	**Especulativo (?)**
Knoll Pinar (KP)	Pobre	0.3 – 0.1	**Especulativo (?)**
Plataforma de la Florida (PF)	Pobre. Asociada con contaminación ambiental (transportes, etc.)	0.3 – 0.1	**Especulativo (?)**
Plataforma de Yucatán (PY)	Pobre	0.3 – 0.1	**Especulativo (?)**
Zona de Sigsbee (ZS)	Pobre	0.3 – 0.1	**Especulativo (?)**

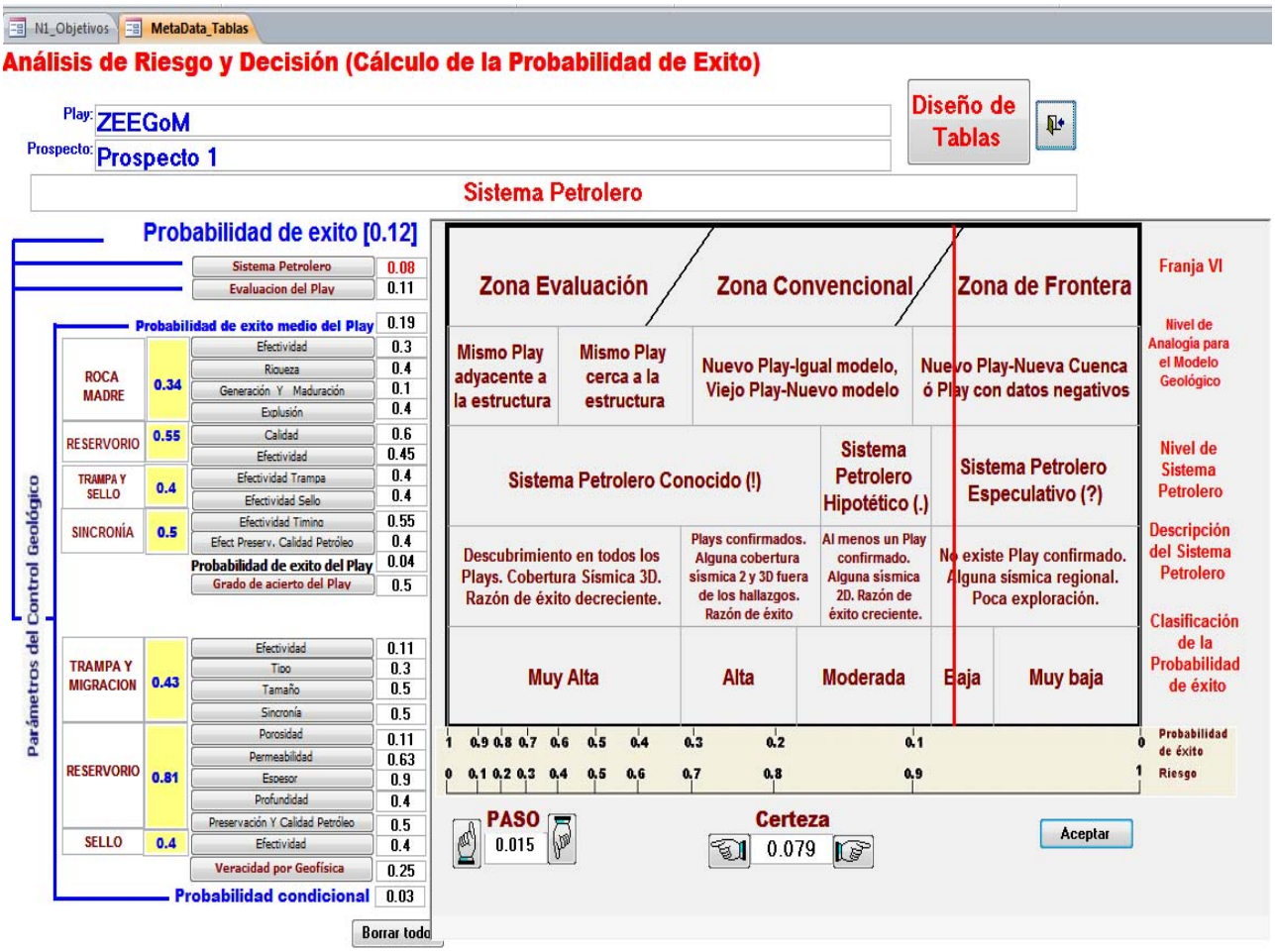


Figura 11. Ejemplo de evaluación del contexto geológico para el Sistema perolero, play y prospecto en la ZEEGoM.

CORRELACIÓN DE LAS MANCHAS CON LOS PRINCIPALES AMBIENTES GEOLÓGICOS EN LA ZEEGoM

Según estadísticas mundiales (Figura 12), las escenas geológicas de cabalgamiento son las que poseen una mayor incidencia en la proliferación de manchas de hidrocarburo, seguidas de las escenas de antepaís. (Figura 13).

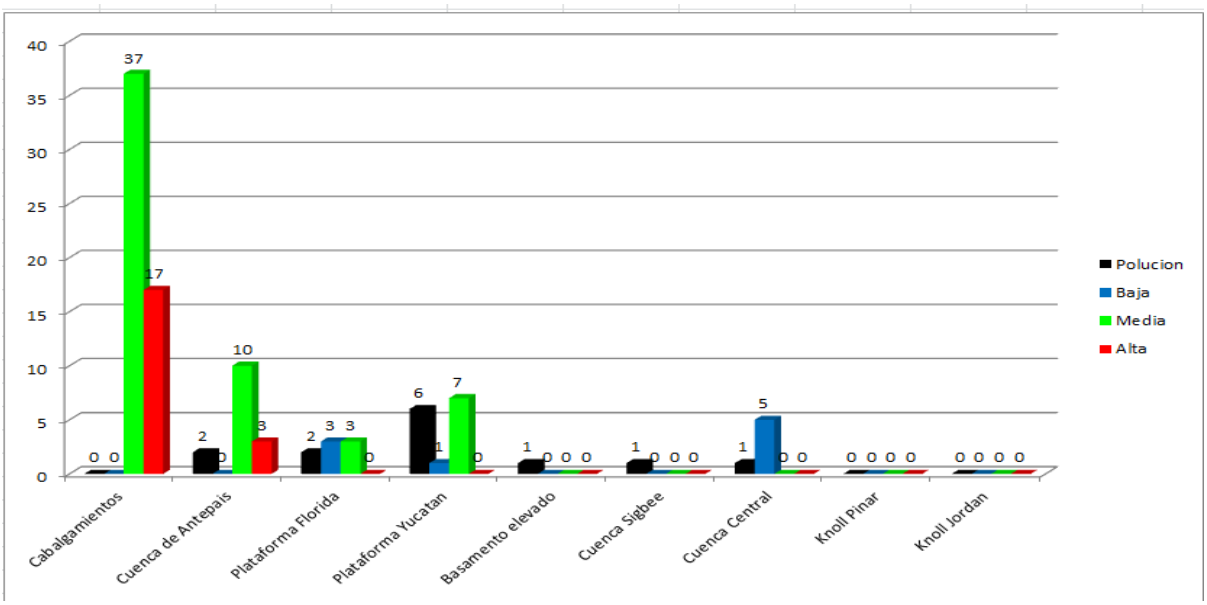


Figura 12. Estadística mundial entre cantidad de manchas y calidad de escenarios geológicos.

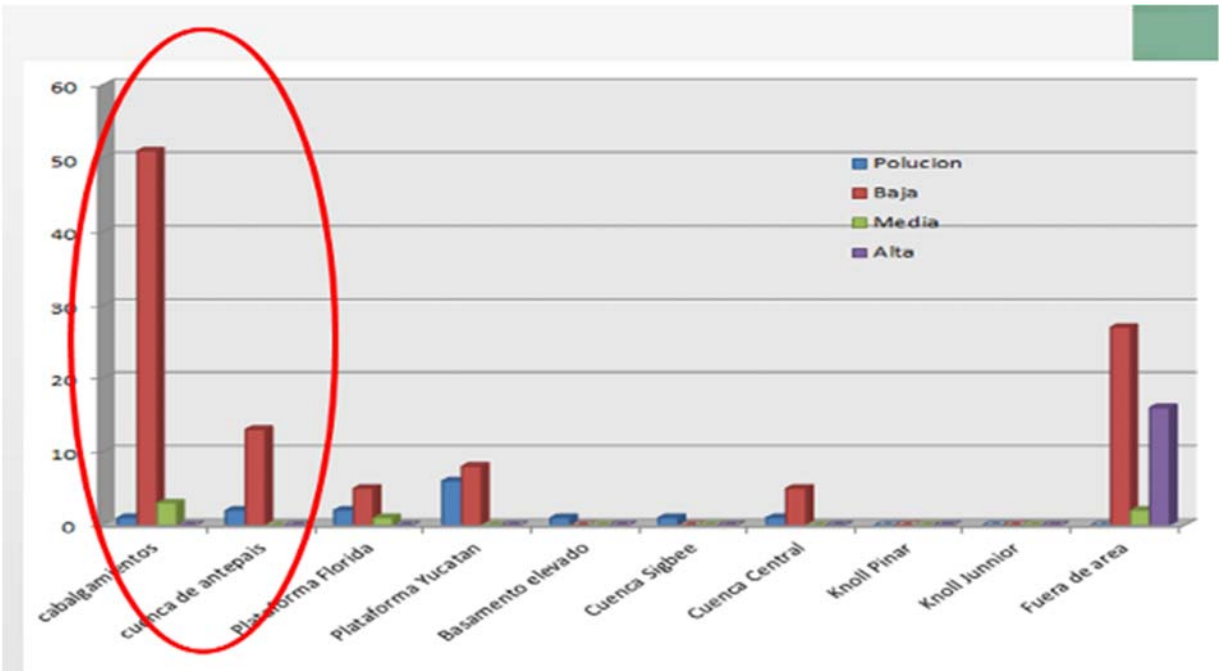


Figura 13. Estadística en la ZEEGoM de Cuba entre la cantidad de manchas y los escenarios geológicos.

Dentro de los escenarios geológicos, mediante la información sísmica principalmente, los expertos han determinado distintas oportunidades estructurales o anomalías geológicas indicadoras de zonas de

escape de hidrocarburo desde las profundidades acompañadas de sus áreas buffer (ver contexto temporal), en torno a las estructuras más importantes. (Figura 14).

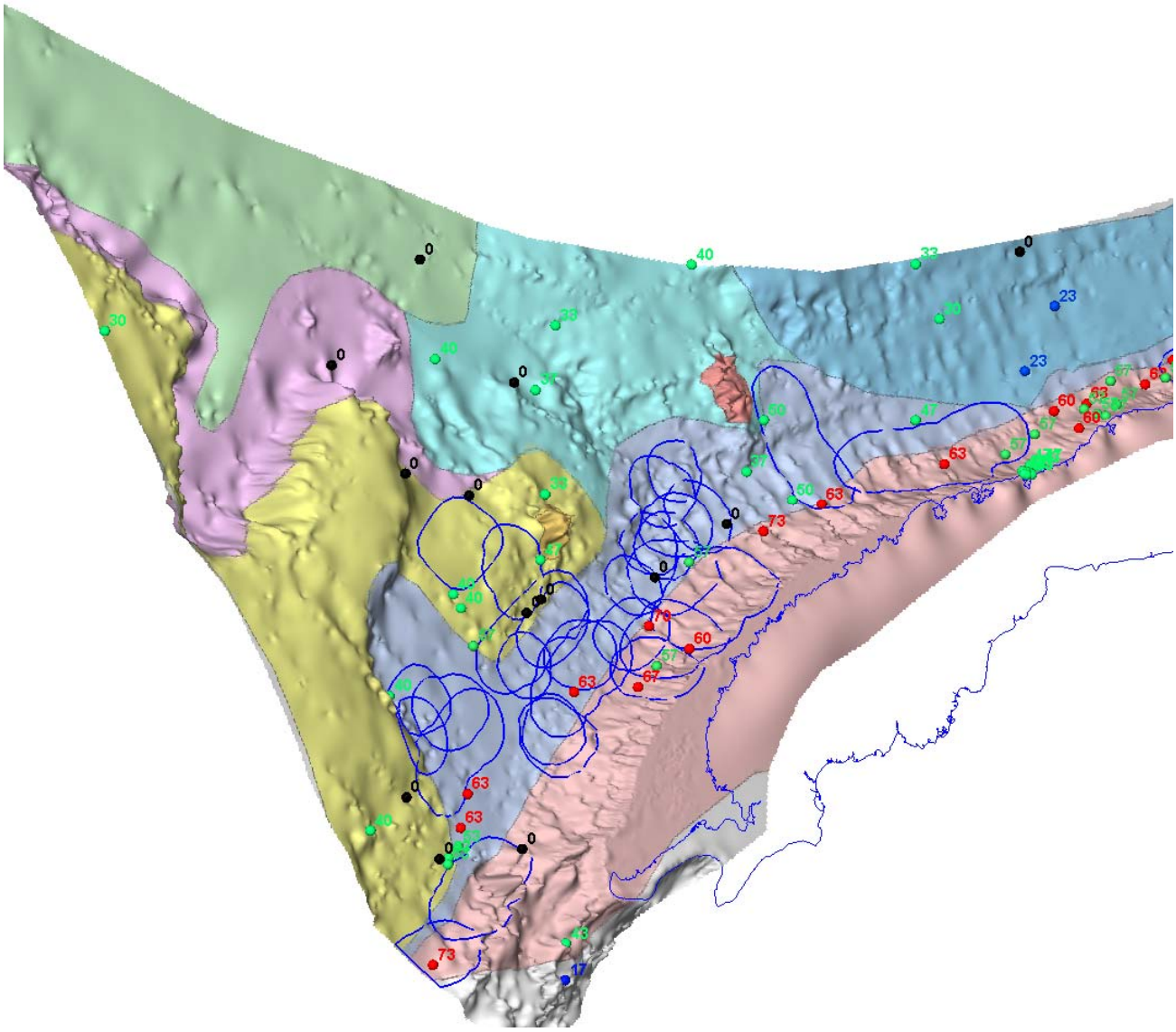


Figura 14. Mapa de con las principales oportunidades estructurales detectadas (prospectos, leads mas buffer de 10km), escenarios geologicos perfiles sismicos y puntos de manchas de hidrocarburo..

A continuación se mostrará un perfil sísmico interpretado con los puntos de coincidencia entre las manchas y las estructuras (Figura 15).

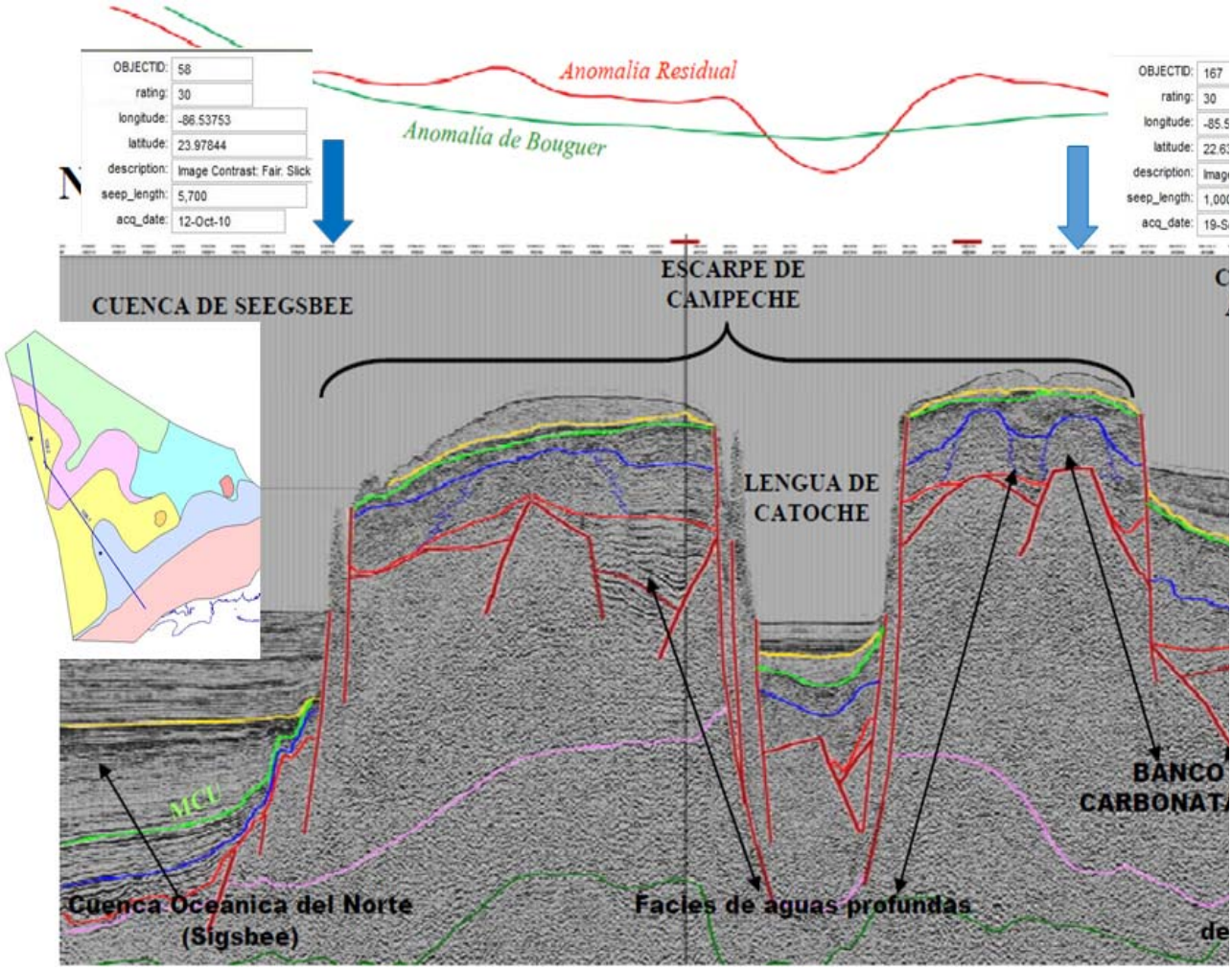


Figura 15. Interpretación de una línea Sísmica 108 y relación de *slicks* con objetos geológicos

CONCLUSIONES

1) Por primera vez se aplica esta tecnología a gran escala en la ZEEGoM de Cuba, aclarando que la tecnología no elimina ninguna de las etapas convencionales de un trabajo de prospección de petróleo. “Sirve para optimizar y aumentar la tasa de éxito de la exploración.
2) Según el análisis realizado a las 466 escenas de SAR, estas no han sido suficientes para evaluar objetivamente el Sistema petrolero de la ZEE de Cuba por el marcado sesgo en la periodicidad de la toma de las imágenes.
3) El procesamiento digital y textural e interpretación de las imágenes SAR indica fehacientemente que existe un Sistema Petrolero activo, con procesos de generación y migración de hidrocarburo que contribuyen a la disminución del riesgo geológico del área.
4) Después de aplicar la evaluación del contexto ambiental, temporal y geológico se logra un reordenamiento de los valores de confiabilidad de las manchas, que hace que se pueda valorar mejor los accidentes o anomalías estructurales y disminuyendo el riesgo ante nuevos elementos de análisis, para la toma de decisiones.
5) Con este método se reafirma la hipótesis de que los escapes temporales de hidrocarburo de un prospecto no son invalidantes para este de contener recursos suficientemente rentables.

RECOMENDACIONES

Debe de seguirse trabajando en el mejoramiento de esta metodología, con la combinación de los contextos, las correcciones oceanológicas – meteorológicas necesarias, con la incorporación de la información geológica, geofísica, geoquímica y otras imágenes satelitales.

BIBLIOGRAFÍA

Pedroso, E., *et al*.	2004	Satellite environmental monitoring of oil spills in the South Gulf of Mexico". In: *Offshore Technology Conference*, Houston - Texas. Offshore Technology Conference
Miranda, F .P., *et al*.	1998	Application of the unsupervised semivariogram textural classifier USTC) for the detection of natural oil seeps using RADARSAT-1 data obtained offshore the Amazon River mouth, Brazil". In *Extended Abstracts Volume of the 1998 AAPG International Conference & exhibition*, 8–11 Nov., Rio de Janeiro, Brazil. pp. 198 - 199.
Gore, R.H.	1992.	"The Gulf of Mexico". Pineapple Press, Inc. Sarasota Florida. 384p.
Lopez, J., *et al.*	2011	Escenarios Conceptuales y Potencial para la Exploración Petrolera en el sector Golfo de México de la ZEE de Cuba, Archivo CEINPET.
Pedroso, E.	2009	*Ranking* de exsudações de óleo como suporte à exploração Petrolífera em águas ultra-profundas:Estudo de caso no Golfo do México. Tesis PhD. COPPE, Brasil.
Colectivo de autores	2009	Presentación ante la comisión de límites de la plataforma continental de Naciones Unidas del Golfo de México, 2009, CUB-DOC-002_04-2009
Almeida Filho, et, al	2004	Exploration assessment in a petroleum frontier area offshore the Amazon River mouth using RADARSAT-1 images". In: International Geoscience and Remote Sensing Symposium, Anchorage - Alaska. Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE.
Schumacher, D, et, al	2005	Surface exploration case histories: Applications of geochemistry, magnetics, and remote sensing, 1a ed., chapter 2, Oklahoma, USA, The American Association of Petroleum Geologists.
Gómez, J. , et, al.	2014	Informe Etapa 2.1. Sistema Integral para la exploración de los sistemas petroleros en la ZEEGoM. Archivo CEINPET.
Miranda, F .P., *et al*.	1998	Application of the unsupervised semivariogram textural classifier USTC) for the detection of natural oil seeps using RADARSAT-1 data obtained offshore the Amazon River mouth, Brazil". In *Extended Abstracts Volume of the 1998 AAPG International Conference & exhibition*, 8–11 Nov., Rio de Janeiro, Brazil. pp. 198 - 199.
Gore, R.H.	1992.	The Gulf of Mexico". Pineapple Press, Inc. Sarasota Florida. 384p.
Lopez, J., *et al.*	2011	Escenarios Conceptuales y Potencial para la Exploración Petrolera en el sector Golfo de México de la ZEE de Cuba, Archivo CEINPET.

MODELO DE RECLASIFICACIÓN EFECTIVA DE HIDROCARBUROS PRODUCTIVOS Y NO PRODUCTIVOS. "HERRAMIENTA EFICAZ EN LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS". CASO DE ESTUDIO. POZO VD-1000

Julio Antonio del Puerto Sánchez [(1)], Jessica Pedre Castro [(2)], Osvaldo López Corzo [(2)], Elio Delfín Elégiga Fernández [(3)], Orestes Díaz Valdés [(4)]

1. Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (ISPJAE), Calle 114 No.11901, e/ Ciclovía y Rotonda, Marianao. La Habana, Cuba, e-mail: japuertos@quimica.cujae.edu.cu
2. Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET). Washington y Churruca. Cerro. La Habana. Cuba, e-mail: jessica@ceinpet.cupet.cu
3. Empresa de Perforación y Reparación Capital de Petróleo y Gas (EMPERCAP). Carretera Las Guásimas. Cárdenas. Matanzas. Cuba, e-mail: elio@empercap.cupet.cu
4. Universidad de Pinar del Río ¨ Hermanos Saíz Montes de Oca¨. Calle Martí # 270 Final. Pinar del Río. Pinar del Río. Cuba, e-mail:odiaz@geo.upr.edu.cu

RESUMEN

A traves del análisis y la interpretación de los registros de hidrocarburos, las relaciones entre alcanos livianos a partir de los datos cromatográficos de gases de hidrocarburos, constituye una de las bases para la evaluación integral de los yacimientos fracturados en el mundo, principalmente cuando se estudian las fracturas naturales en reservorios carbonatados. La pobre utilización y aplicación de los datos obtenidos por los registros de hidrocarburos corridos durante la perforación de los pozos, así como la interpretación parcial de las relaciones cromatográficas apoyadas en la evaluación efectiva de zonas de hidrocarburos productivos, no productivos y la presencia de fracturas asociadas a agua, constituye el principal problema de esta investigación. Estas relaciones de cromatografía gaseosa son utilizadas para la caracterización de los yacimientos carbonatados fracturados y están estrechamente relacionadas a datos que pueden evaluarse a través de los registros geofísicos de pozos.
La investigación está basada principalmente en el método de la perforación rotativa con motores de fondo, el cual constituye un método dentro de los materiales y métodos del trabajo investigativo. A traves de él, se realiza un análisis integral del pozo, consistente en la interpretación de los registros convencionales de la geofísica de pozo y el registro de hidrocarburos (Masterlog), datos de calcimetría y relaciones de gases (humedad/balance/carácter), evaluando las diversas zonas de hidrocarburos que podemos encontrar en el yacimiento.
La aplicación de una metodología apoyada en la interpretación de la data de los gases de hidrocarburos, demuestra la efectividad del método de la cromatografía gaseosa de alta velocidad en la caracterización de yacimientos de tipo fracturado carbonatado, el cual es validado durante la perforación del pozo en tiempo real, obteniéndose los siguientes resultados:

- Tabla del modelo discriminante de fluidos.
- Modelo de relaciones cromatográficas de gases.
- Modelo de reclasificación de zonas de hidrocarburos productivos y no productivos.

Demostrando la veracidad de los resultados de esta investigación, se define como el objetivo principal:
Modelar de forma efectiva la reclasificación de hidrocarburos productivos y no productivos como herramienta eficaz en la caracterización de yacimientos. Como caso de estudio se tiene el pozo Varadero 1000.

PALABRAS CLAVES: Cromatografía gaseosa, fracturado carbonatado, peroración, modelo discriminante de fluidos, modelo de reclasificación de hidrocarburos productivos y no productivos.

ABSTRACT

Across of analisys and interpretation the mudlogging, The relationships between light alkanes to base of hydrocarbon the cromatographic dates, constitutes a base for the integral evaluation of fractured reservoirs in the world, principally when study the naturals fracture in carbonate reservoirs. The application and using of the obtain dates for the mudlloging to run during the drilling wells, This like the partial of cromatographics relationship support in the efective evaluation the non productive and productive hydrocarbon region and the fractures to be associated presence to water, constitutes the problem principal this research. This

relationship of Gaseous Chromatography are use for the characterize of the fracture carbonate reservoirs and are to making narrow related to date what have evaluating across of geophysics well logs.
The research are based principally in the rotative drilling method with bottom motors the wich constitute a method inside of methods and materials the researched work. Across the, to be achieve a integral analisys of well, consisting in the interpretation of conventional logs the well geophysic and mudlloging, calcimetry and gases relationship (wet/balance/character), evaluating the different hydrocarbon regions what have to find in the reservoir.
The application of an methodology supported in the interpretation data of hydrocarbon gas, showed the efficient of method gaseous Chromatography the high speed in to characterize reservoirs the carbonated fracture type, the wich is validate during the drilling well in real, to obtain the results following:

- Chart for Fluids Discrimination Model.
- Gas Chromatographics of relationship Model.
- Non productive and productive hydrocarbon reclassification Model.

Showing the results true of this research, are define how the principal objective:
To Model of efficient form the non productive and productive hydrocarbon reclassification how eficiente tool in the characterize reservoirs. How the study case is have the Thousand Varadero Well.
KEY WORDS: Chromatography of gas, carbonate fractured, drilling, fluids discriminations model, non productive and productive hydrocarbon reclassification model.

INTRODUCCIÓN

La unidad de registros de lodo desde hace mucho tiempo constituye un accesorio común de la localización del pozo. Introducidos comercialmente en el año 1939, estos laboratorios móviles transportaban algo más que una cafetera, un microscopio para examinar los recortes de formación y un sensor de hilo caliente para detectar la cantidad de gas de hidrocarburo encontrado durante la perforación.

La tarea del analista de registro de lodo consistía en registrar la profundidad y describir la litología de las formaciones que encontraba la barrena de perforación y luego determinar si esas formaciones contenían petróleo o gas.

Fuera de la unidad de adquisición, el dominio del analista de registros de lodo se extendía desde la zaranda vibratoria hasta el piso de la perforación. Esta zaranda entregaba los recortes de formación y el gas, ambos liberados por la barrena que eran transportados a la superficie a través del fluido de perforación. El analista recolectaba los recortes para su examen microscópico, en tanto que una línea de succión que se extendía entre la zaranda y la unidad de adquisición de registros transportaba el gas desde la trampa hasta el sistema de detección de hilo caliente de dicha unidad.

Durante décadas, las mediciones de gas, la litología y la velocidad de penetración (ROP) proporcionaron las primeras indicaciones del potencial de los yacimientos. Antes de la introducción de las mediciones durante la perforación (MWD) y de adquisición de registros durante la perforación (LWD), los analistas de registros de lodo podían obtener datos valiosos de las formaciones, a partir de pozos en que las condiciones de perforación, las características de las formaciones o la trayectoria, conspiraban contra el despliegue de herramientas de adquisición de registros operadas con cable.

El registro de lodo cumple con una diversidad de funciones. Como herramienta de correlación, las curvas de ROP y gas total de este registro exhiben una correspondencia notable con las curvas de resistividad y rayos gamma, respectivamente.

Los avances en materia de computación y tecnología de redes, diseño de sensores de superficie y análisis de muestras están llevando la unidad de registros de lodo al siglo XXI. Las imágenes digitales de las muestras vistas con el microscopio pueden ser transmitidas desde la localización del pozo hasta la oficina del cliente. Se han desarrollado nuevos métodos de muestreo y análisis de gas para extraer las propiedades geoquímicas en el sitio del pozo.

En este trabajo se examinan las técnicas de adquisición y análisis de datos utilizadas en la evaluación de formaciones, donde se analizan los métodos básicos de monitoreo de las presiones así como la evaluación de los gases presentes en el lodo por los geólogos y los servicios de integridad de pozos para los perforadores. [1]

La planeación y construcción de estos proyectos requiere de la integración de grupos multidisciplinarios, formados por ingenieros petroleros de perforación, geólogos, petrofísicos y expertos de las compañías de servicios. En éstos se contemplan no sólo los planeamientos en la perforación y terminación sino también los requerimientos de la perforación direccional, horizontal y multilateral, así como la etapa de terminación y futuras intervenciones de reparación del pozo. [2]

La perforación horizontal es el proceso de dirigir la barrena durante la perforación de un pozo en una dirección y orientación aproximada de 90^0con respecto a la vertical, para lograr extenderse varios cientos de metros dentro del yacimiento con el fin de alcanzar el incremento de la producción primaria y secundaria, tratando de reducir el número de pozos verticales requeridos para el desarrollo del campo. [2]

La aparición de nuevos métodos y técnicas para perforar pozos petroleros han puesto en segundo plano la tecnología convencional como es la perforación vertical. La construcción de pozos horizontales ha tomado un impresionante auge en los últimos años para la explotación de yacimientos hidrocarburíferos, debido a que se logra incrementar significativamente la tasa de producción. [3]

El análisis y la interpretación de las relaciones entre alcanos livianos a partir de los datos cromatográficos de gases de hidrocarburos, constituye una de las bases para la evaluación integral de los yacimientos de petróleo y gas en el mundo. La utilización y aplicación de las relaciones de cromatografía de gas puede normalizar y estimar las lecturas de éstas, sirviendo de complemento la influencia de los datos en tiempo real de los parámetros que se obtienen durante la perforación, como la velocidad de penetración, flujo de entrada y salida, entre otros. [4]

Los registros obtenidos por medio de servicios de cable, han sido utilizados extensamente en los pozos para la localización de hidrocarburos. Constituyen una información esencial en cuanto a la determinación de las propiedades petrofísicas de las rocas y su capacidad de producción. Estas mediciones están basadas principalmente sobre registros de tipo electromagnético, nuclear y sónico. Intervienen en varias etapas de la realización de los pozos: Durante su perforación, su terminación y finalmente durante el proceso de producción. [5,6]

Estos registros son corridos en agujero abierto proporcionando información sobre parámetros tales como el espesor del yacimiento, porosidad, saturación de fluido, litología, ambiente geológico de deposición, presión y permeabilidad. [7]

La interpretación de los registros de hidrocarburos, muestran con claridad la identificación de zonas del reservorio de gran perspectividad, así como las zonas de fracturas que pueden asociarse con la presencia de agua. [8,9].

El objetivo fundamental de este trabajo se basa en la modelación de forma efectiva a través de la reclasificación de hidrocarburos productivos y no productivos como herramienta eficaz en la caracterización de yacimientos, para evitar ensayos innecesarios en el mismo.

Para efectuar este tipo de investigación, se han analizado diversas bibliografías que guardan relación con la temática de estudio, el presente trabajo tiene como antecedentes, Panfet Valdés, J. M. “Integración de los métodos geoquímicas y geofísicos para la revelación y estudio de los reservorios”. Tesis de Maestría. Cuba, 2003. Colectivo de autores. Artículo “Análisis del método de

modelos discriminantes para la obtención de resultados de predicción en los pozos Varadero 732, 720, 722". Congreso 2007. Otros antecedentes los constituyen García Rubio N. "Análisis de modelos de discriminación de fluidos. Pozo Cojímar 100".Tesis en opción al grado de Especialista en Postgrado de Perforación y Producción de Petróleo y Gas, Cuba, 2003; Sánchez del Puerto, J.A, 2007 y Colectivo de autores. Gil J, Riegstra D, Taha M. Colectivo de autores, 2009.

MATERIALES Y MÈTODOS

Para realizar esta investigación, la cual está basada principalmente en el método de la perforación rotativa con motores de fondo, constituyendo un método dentro de los materiales y métodos de este trabajo investigativo. A partir de él, se realiza un análisis integral del pozo, consistente en la interpretación de los registros convencionales de la geofísica de pozo y el registro de hidrocarburos (Masterlog), datos de calcimetría y relaciones de gases (humedad/balance/carácter), evaluando las diversas zonas de hidrocarburos que podemos encontrar en el yacimiento. Para ello fue necesario trabajar en:

Etapa no.1. Recopilación y análisis de la información documentaria.
Etapa no.2. Procesamiento y análisis digital.
Etapa no.3. Evaluación integral del yacimiento o reservorio. (Construcción de los modelos de fluidos y de hidrocarburos productivos y no productivos.)

Etapa No.1: Recopilación y análisis de la información documentaria:

En esta etapa se analizaron diversas fuentes de información sobre la temática de identificar zonas de hidrocarburos en los yacimientos. Para esta investigación se consultaron varios artículos sobre la ingeniería de yacimientos de hidrocarburos en carbonatos fracturados, uno de ellos lo constituyen los estudios que se han realizado acerca de las facies del subsuelo, donde son utilizadas las imágenes eléctricas de las paredes del pozo, las mediciones de la intensidad de corriente eléctrica reflejan variaciones de microresistividad. Las investigaciones realizadas involucran diversas clases de datos y requieren múltiples metodologías, las cuales se basan a partir de extraer la máxima información provenientes de los registros de pozos. [10, 11, 12]

Para realizar una metodología que permita la caracterización integral del pozo, esta consiste en la evaluación e interpretación de los registros de hidrocarburos, geofísicos de pozos, calcimetría y las relaciones de humedad, balance y carácter. Se demuestra la efectividad de la metodología, pues se obtienen modelos de reclasificación de hidrocarburos productivos y no productivos con el objetivo de incrementar el potencial productivo del mismo.

Se supone que el análisis integral del yacimiento se ha basado principalmente en la evaluación del método de la perforación rotativa con motores de fondo. A partir de la interpretación de las bases de datos existentes (registros geofísicos y de hidrocarburos, calcimetría y relaciones de humedad, balance y carácter) se logra caracterizar integralmente el yacimiento, a través de la modelación de forma efectiva a través de la reclasificación de hidrocarburos productivos y no productivos en el pozo Varadero 1000, cumpliéndose el objetivo de esta investigación.

Para realizar este trabajo investigativo, se ha realizado un análisis crítico de las metodologías existentes, basadas en la metodología inicial publicada en el sitio web: www.red/ciencia [13]. A partir de esta se han propuesto otras metodologías, dentro de ellas se encuentra:

1. Análisis de resultados de predicción en el Pozo Cojímar 100.

La metodología basada en cuatro etapas de trabajo, consiste en:

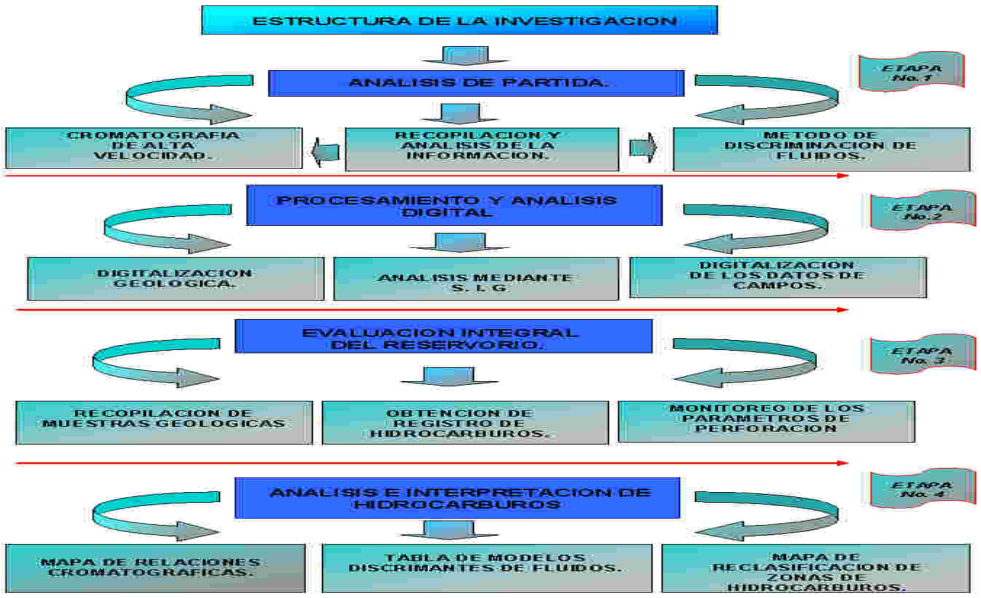


Fig.1. Esquema o Estructura de la Investigación en el pozo Cojímar 100.

Para desarrollar la estructura de esta investigación, basada en una metodología que integra varias ramas del sector petrolero como son: Ingeniería de yacimiento o reservorio, geología, geofísica de pozos, geoquímica e ingeniería de perforación, después de ello se ha realizado el análisis de la información consultada, basada en los registros de hidrocarburos y geofísicos de pozos. Posteriormente se realiza el procesamiento digital de toda la data, dando continuidad a la segunda etapa de la investigación que consistió fundamentalmente en el análisis integral del yacimiento (Evaluación del método de perforación rotativa con motores de fondo, interpretación de los registros de hidrocarburos y geofísicos de pozos, calcimetría y relaciones humedad/balance y carácter).
Después de interpretada toda la información se procede a ejecutar la tercera etapa de la investigación, basada en la caracterización integral del yacimiento utilizando herramientas de modelación para simular los modelos discriminantes de fluidos, reclasificación de hidrocarburos productivos y no productivos así como las relaciones cromatográficas de gases. A continuación se muestra el flujograma de la estructura de la investigación. Ver figura no. 2

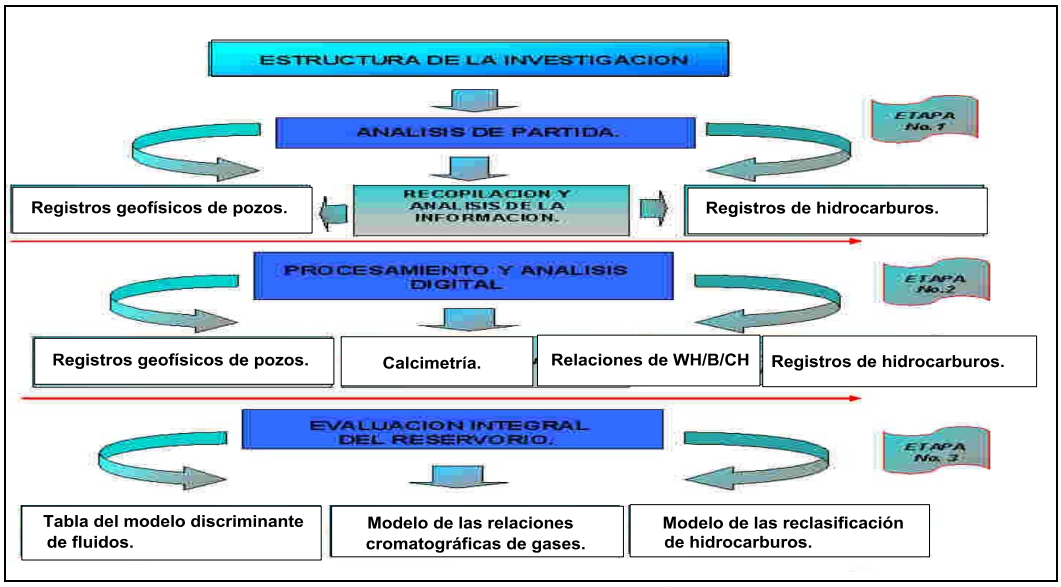


Figura. 2. Flujograma de la estructura de la investigación.

Etapa no.2. Procesamiento y análisis digital (Método de perforación rotativa con motor de fondo)

El método de perforación rotatoria trajo innovaciones que difieren radicalmente del sistema de perforación a percusión, que por tantos años había servido a la industria petrolera. Hasta hoy, no obstante a los adelantos en sus componentes y nuevas técnicas de perforación, el principio básico de su funcionamiento es el mismo. Las innovaciones más marcadas fueron: el sistema de izaje, el sistema de circulación del fluido de perforación y los elementos componentes de la sarta de perforación.

El sistema de circulación del fluido de perforación es parte esencial del taladro. Formado por una serie de equipos y accesorios que permiten el movimiento continuo del eje principal de la perforación como lo es el fluido de perforación. Para su óptimo funcionamiento se deben tener en cuenta varios principios básicos:

- Capacidad adecuada de los tanques de reserva.
- Disposición de equipos auxiliares para mantener la circulación cuando la bomba este fuera de uso.
- La bomba auxiliar debe estar conectada en forma tal que pueda usarse para mezclar lodo mientras la bomba principal trabaja en la perforación.
- Debe proveerse tanques para la sedimentación de arena, para evitar la acumulación de este material abrasivo en los tanques de lodo. [14].

Descripción del proceso:

Un sistema típico de circulación parte de la bomba de lodo, que con una presión de descarga dada impulsa el fluido a través del equipo hacia las líneas de descarga, para seguir por el interior de la sarta de perforación. Finalmente el lodo sale por las boquillas de la barrena y regresa a superficie por el espacio anular.

Del espacio anular, el fluido de perforación sale por el tubo de descarga hacia el área de acondicionamiento, donde pasa por la zaranda o cernidor, que separa del fluido la roca desmenuzada (ripio) por la barrena. De allí sigue a los desarenadores para separar la arena. Ver figura no.3

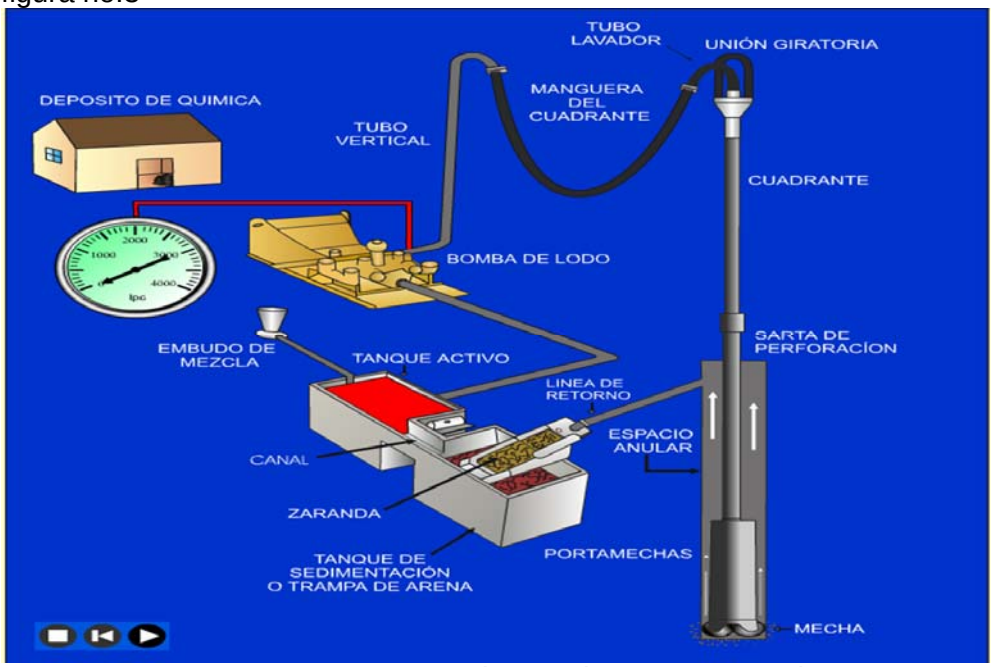


Figura. 3. Circuito o ciclo del lodo a través del método de perforación rotativa con motor de fondo.

2.1. Análisis de las complejidades geológicas

El pozo VDW-1000 fue para proyectado para perforarse durante los meses de Enero y Agosto del 2009, en el sector más Occidental del campo Varadero Oeste (Figura 4). El principal objetivo geológico era encontrar los carbonatos de Veloz saturados de petróleo, responsables de altas producciones de hidrocarburos en pozos ubicados al este, dentro del bloque operado por la compañía canadiense Sherritt Oil&Gas. En esta área se habían descubierto muy buenas

acumulaciones de petróleo en los tres últimos años, con pozos productores de más de 1500 b/día. El Varadero 1000 se proyectó buscando una prolongación de estos mantos hacia el oeste, pero la baja calidad de la imagen sísmica en esta área, así como la geología encontrada en los pozos verticales de Camarioca (sin rocas de Veloz), incrementaban el riesgo para desarrollo del área. Para esto era necesario desde el inicio de la perforación del VDW-1000, conocer las complejidades tecnológicas que se presentarían para su consecución, siendo las principales su gran desplazamiento desde la boca del pozo en dirección N-NE, el emplazamiento de camisas de revestimiento de grandes diámetros (sin experiencias anteriores) y sobre todo el significativo tramo a perforar con ángulos mayores de 60°. Por tanto el pozo Varadero-1000, desde su proyección, constituía un reto para todo el personal involucrado en el proyecto. Era la primera vez en Cuba que se alcanzaría una profundidad cercana a los 6000 m, con un desplazamiento de aproximadamente 5000 m, implicando que una gran parte del pozo tuviera más de 30° de inclinación, con evidente incidencia sobre la limpieza del caño. En desplazamiento constituiría ambas récord en la perforación del país [15].

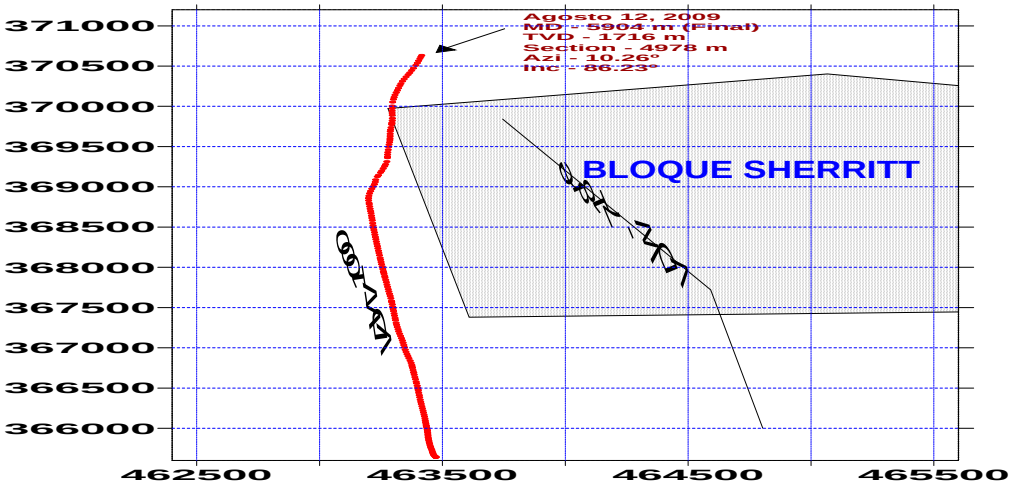


Figura. 4. Proyección en panta de pozo VDW 1000.

Existe un grupo de complejidades las cuales pueden dividirse en:

- Presencia de gran espesor de arcillas o lutitas (estrechamiento del caño, pega de tubería y derrumbe).
- Zonas con manifestaciones de gas (gasificaciones, arremetidas, inestabilidad de hoyo).
- Presencia de fallas, fracturas y grietas (Pérdidas de circulación, inestabilidad de hoyo y breakouts u ovalización).
- Heterogeneidad de las unidades geológicas y contrastes bruscos de formaciones (cambio natural en el azimut, pandeo de revestimientos al ser emplazados)

Presencia de arcillas o lutitas.

Han sido las arcillas o lutitas las causantes de las mayores complejidades en os pozos anteriormente descritos, estas son abundantes en los intervalos 770 – 1303 m (dentro de las serpentinitas), 1303 – 1840 m, 2200 – 2445 m y 3022 – 3975 m. En total existen más de 2260 m con abundante contenido arcilloso en todo el caño, constituyendo el 38% de toda su longitud (Figura 5). Esto complica en extremo la perforación del pozo. Las arcillas aparecen en mayor o menor cuantía, incluso con algunas diferencias unas de otras, pero todas contribuyen a la inestabilidad del pozo, estrechamientos y derrumbes. Existen muchos tipos de arcillas que sólo pueden ser clasificadas por análisis químicos especiales, las más comunes son las de los tipos caolinita, illita y montmorillonita, esta última también conocida como esmectita o bentonita. En general en las formaciones arcillosas cubanas las arcillas más comunes son la illita y montmorillonita. Los continuos viajes en el pozo han demostrado que un volumen considerable de estas rocas se recirculan dentro del lodo, se derrumban parcialmente y forman parte de una capa de cortes en el lecho del pozo. Además se han encontrado numerosos puntos de resistencia asociados a las zonas arcillosas durante los recorridos, por lo que es evidente el hinchamiento de estas arcillas por hidratación. Es necesario señalar que

los puntos de resistencia no siempre han sido los mismos en diferentes recorridos, por lo que la interacción roca fluido ha variado con el tiempo.

Otro elemento a considerar dentro de los espesores de arcilla es que estas no deben presentar una mineralogía uniforme, se han detectado zonas de arcillas bentoníticas muy plásticas, mientras que otras son más estables, debido tal vez al mayor contenido de cemento entre sus granos y a una diagénesis distinta de los minerales arcillosos. La diagénesis en las arcillas puede además influir directamente en la presión de poros que estas presentan en el subsuelo, pero hasta el momento no se tienen mediciones de laboratorio que cuantifiquen dicha presión [15].

2.2. Columna estratigráfica propuesta del pozo VDW 1000.

1.2.1 Caracterización de las secuencias de rocas presentes en el corte de los pozos del yacimiento

En base a las informaciones aportadas por el análisis de núcleos cortados, los registros geofísicos y los registros de imágenes, se identificaron una serie de secuencias de rocas que van a caracterizar el corte de los pozos. Destacándose los sedimentos carbonatados del Grupo Veloz de la Unidad Tectóno-Estratigráfica de Placetas, estableciéndose las siguientes formaciones:

Sedimentos Pre-orogénicos

- **Grupo Veloz (vz). [Jurásico Superior (Tithoniano)-Cretácico Inferior (Barremiano)].**

El Grupo Veloz, perteneciente a la Unidad Tectóno - Estratigráfica de Placetas, encierra las formaciones Cifuentes, Ronda y Morena. En el caso particular de los pozos estudiados para establecer la estratigrafía del sector de estudio, solo se evidenció la Formación Cifuentes.

Formación Cifuentes (J3 th). La misma se caracteriza por la presencia de calizas bioclásticas (wackestone) y mudstone calcáreo argiláceos de color carmelita claro, en la parte inferior del corte dichos mudstone alcanzan colores negro oscuro. La caliza puede presentarse recristalizada, con bandas laminares de argilita y materia orgánica. También son muy frecuentes los pedernales de diferentes tonalidades, destacándose los de color carmelita, negro, ámbar y traslúcidos, con presencia de arcillas y argilitas en pequeñas cantidades.

En esta Formación, con frecuencia, la parte inferior de las rocas cambian de tonalidades, siendo más oscuras hacia la base, apareciendo calizas de colores negro, gris, etc. La argilita y a veces lutita están asociadas a materia orgánica. Generalmente esta Formación representa buenos reservorios y sus parámetros colectores son superiores a los de las formaciones Ronda y Morena.

- **Formación Constancia (cnt). [Jurásico Superior (Oxfordiano-Kinmeridiano**)].

Esta Formación se caracteriza por su composición heterogénea, constituida fundamentalmente por areniscas cuarcíferas, con muy poca matriz argilácea, de color negro. Además se observan granos de cuarzo de buena selección, muchos de ellos sub-redondeados. Existen escasos granos de moscovita, abundantes agregados de pirita. También se ven argilitas pardo oscuras y negras, con tonalidades verdosas, de fina laminación y con abundante pirita. Las calizas presentes son blancas y amarillas muy clara, con pocas fracturas e impregnación de petróleo.

Secuencias de Ofiolitas. [Cretácico Inferior (Aptiano-Albiano)]. Esta secuencia corresponde al manto ofiolítico y está conformada por guijas de peridotitas serpentinizadas, de color verde muy oscuro y negro, raras veces manchadas por pátina de metálico (pirita). Además presenta abundante serpentinita verde oscura y clara, con escasos cristales sueltos de crisotilo. Dentro de los paquetes de serpentinas compactas, más o menos fracturados, aparecen intercalaciones de areniscas con granos poco seleccionados, dentro de una matriz arcillosa de color gris plomo, blanda y pastosa (arcilla serpentinítica). También se ven escasas limolitas calcáreas de color gris-crema y verde muy claro. Estas rocas del manto, se encuentran sobre-empujadas en la parte alta de la sección del corte cuando y yacen discordantes sobre las rocas de la Formación Vía Blanca, y en ocasiones están presentes entre los mantos de la Formación Carmita. En el área estudiada esta secuencia presenta espesores que pueden alcanzar los 600m de profundidad por la vertical (True Vertical Depth TVD).

- **Formación Carmita (cr). [Cretácico Superior (Cenomaniano-Santoniano**)].

La composición litológica predominante en esta Formación es la caliza bioclástica (wackestone), en menor grado están presentes los mudstones calcáreos, argiláceos, de colores carmelita, gris y blanco. Se observan microfracturas rellenas de petróleo y pedernales de colores oscuros a negro.

También son frecuentes las calizas microfragmentarias, bien recristalizadas, con porosidad intercristalina y las calizas criptocristalinas de color crema. En su base pueden ser observadas calizas fracturadas de color negro y argilitas negras. Dicha Formación yace sobre las rocas de la Formación Vega Alta.

Sedimentos Orogénicos

Están representados en el área por:

- **Formación Vía Blanca (vb). [Cretácico Superior (Campaniano - Maestrichtiano)].**

Esta Formación está presente en todos los pozos del área. En su composición litológica predominan, argilitas gris oscura y areniscas silíceas de color verde y gris claro, con cemento calcáreo. Además se observan fragmentos de areniscas, calizas blancas y amarillas y algunos granos de pirita, moscovita y feldespatos. Las arcillas de color gris y verde claro, las calizas rosadas, criptocristalinas, micro-fragmentarias y los pedernales verdes claro y blanco, también son comunes.

Formación Angelita-Amaro (am). [Cretácico Superior (Campaniano- Maestrichtiano)]. Estas formaciones están dominadas por una composición litológica de fragmentos de diferentes tipos de caliza, destacándose las calizas fragmentarias, recristalizadas, de varios colores (crema, blanco, gris, carmelita y negro). También son frecuentes los fragmentos de pedernales de colores grises y verdes, de rocas silíceas, de arcillas de variados colores (negro, gris y verde) fundamentalmente, de calcita, entre otros. En las calizas y pedernales principalmente, suele observarse poros y microporos, donde en ocasiones hay petróleo denso.

- **Formación Vega Alta (va). (Eoceno Inferior-Medio**).

En su composición litológica predominan los pedernales de diferentes colores, verdes, grises, naranja, traslúcidos, carmelita, blancos y menos frecuentes los negros, aunque también pueden observarse. La presencia de arcillas de colores verdes y gris-verdosa, de areniscas silíceas y de fragmentos de calizas de diferentes tipos, tanto de la Formación Carmita, como del Grupo Veloz., se observan con regularidad, pero en menor cuantía. Esta Formación yace discordante sobre los depósitos carbonatados del Grupo Veloz de la Unidad Tectóno– Estratigráfica de Placetas.

Sedimentos Post-orogénicos

Estos depósitos se encuentran representados en el área por la siguiente Formación:

- **Formación Güines (gn). (Mioceno).**

En su composición litológica se describen calizas fosilíferas de color blanco y amarillo muy claro, en ocasiones compuestas casi totalmente por bioclastos. Estos carbonatos están poco consolidados debido a su elevada porosidad interpartícula y por su disolución. También se observan calizas arrecifales, de color blanco, cristalinas, con frecuencia son grandes fragmentos de macrofósiles, algas y corales calcáreos. Además están presentes, dolomitas de grano fino, de color amarillo y carmelita, con alguna impregnación de bitumen y las coquinas de color blanco, crema y algunas grises oscuras, estas últimas son rocas muy friables y porosas, formadas completamente por caparazones de microorganismos. [16]

La principal zona de interés gasopetrolífero en el pozo varadero 1000, está relacionada con el Grupo Veloz, perteneciente a la Unidad Tectóno-Estratigráfica de Placetas, encierra las formaciones Cifuentes, Ronda y Morena. Caracterizado por la presencia de calizas bioclásticas (wackestone) y mudstone calcáreo argiláceos de color carmelita claro, en la parte inferior del corte dichos mudstone alcanzan colores negro oscuro. La caliza puede presentarse recristalizada, con bandas laminares de argilita y materia orgánica. También son muy frecuentes los pedernales de diferentes tonalidades, destacándose los de color carmelita, negro, ámbar y traslúcidos, con presencia de arcillas y argilitas en pequeñas cantidades. (Ver figura 5).

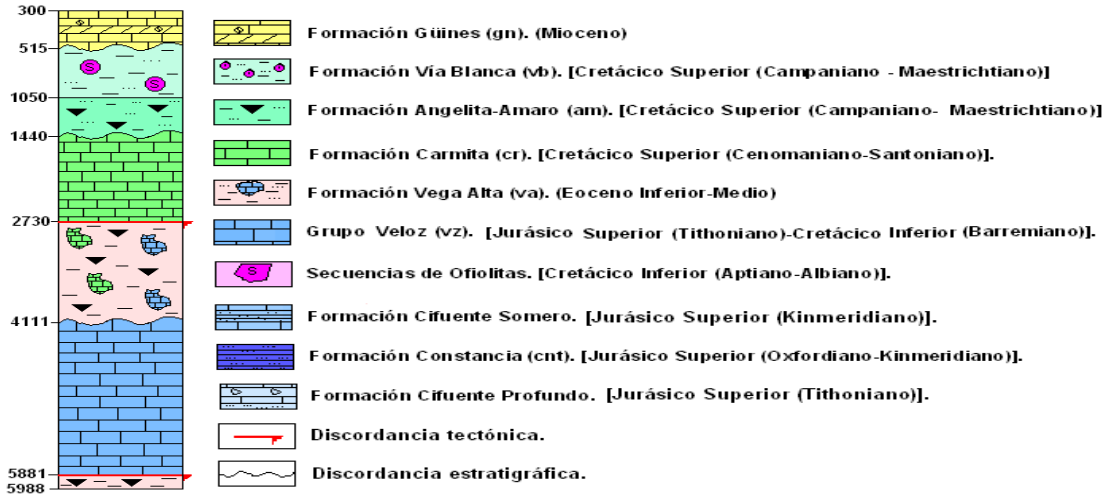


Figura. 5. Columna litológica propuesta del pozo VDW 1000.

2.3. Análisis de la calcimetría

Los valores de la calcimetría comenzaron a registrarse a partir de los 1750m de profundidad, por intervalos de 10m. Siguiendo el análisis de los mismos, se observó que el aumento gradual del por ciento de caliza en el intervalo de 2230m a 3040m, está relacionado con las caliza bioclástica (wackestone) de la Formación Carmita, la cual se caracteriza por tener un predominio litológico de rocas carbonatadas y en menor grado pedernales.

Luego, a los 4240m aproximadamente empieza nuevamente el ascenso en los valores del por ciento de carbonato, pero está vez por la presencia de las rocas carbonatadas que caracterizan a las secuencias del Grupo Veloz. También se observa que con el aumento del por ciento de caliza en cada muestra analizada existe una correlación gradual con respecto al por ciento de la lectura de los gases, demostrando que los últimos intervalos, vinculados con el reservorio del pozo, es decir, a partir de 4300 y hasta 5904m (final del pozo), pueden estar asociados a rocas carbonatadas fragmentarias, muy fracturadas y saturadas de hidrocarburo.

Depth (m)	Limestone	Dolomite	Total	GAS %
4240	70.00	6.00	76.00	1.63
4245	72.00	19.00	91.00	1.52
4250	77.00	3.00	80.00	1.20
4255	31.00	3.00	34.00	1.15
4260	28.00	20.00	48.00	0.40
4265	20.00	1.00	21.00	0.62
4270	16.00	1.00	17.00	0.93
4275	21.00	9.00	30.00	0.83
4290	23.00	2.00	25.00	0.61
4295	21.00	7.00	28.00	1.09
4300	84.00	4.00	88.00	2.77
4305	78.00	1.00	79.00	2.16
4310	51.00	2.00	53.00	2.56
4315	77.00	4.00	81.00	2.40

Tabla. 1. Valores de calcimetría en intervalos productivos del pozo Varadero Oeste 1000.

2.4. Análisis de las relaciones de WH/B/CH en el pozo VDW-1000.

A través del análisis de los registros de hidrocarburos, se tienen en cuenta los gases pero también se analizan parámetros de la perforación como los registros de velocidad de penetración de la barrena (ROP), la profundidad del pozo, la litología, la calcimetría y los registros de las relaciones de humedad, balance y carácter. Toda esta información complementada brinda una importante ayuda a la hora de llevar a cabo la interpretación de las zonas productoras del pozo, ya que estos parámetros guardan una estrecha relación entre sí. Según la interpretación metro a metro de estos registros, se puede plantear que las formaciones productoras de petróleo y gas, comienzan en los 4140 m de profundidad aproximadamente, aunque vale destacar que los mayores intervalos de crudo productivo de buena calidad están a partir de los 4850m, por lo que los resultados de este trabajo estarán centrados básicamente desde esta profundidad. En la Figura 6 se aprecia como a partir de los 4853m ocurre un aumento significativo en la ROP, así como en los valores de los gases y en el contenido de carbonato. También se observa como la curva de humedad es mayor que la del balance y ambas se encuentran en el rango que indica la presencia de crudo productivo, sin dejar de mencionar que la curva del carácter está por encima de 0,5 y por debajo de 5, confirmando la presencia de una fase líquida productiva, de manera que el gas que esté indicado en este intervalo por la relación de humedad está asociado a un crudo ligero. Sin duda alguna cuando se completa la interpretación de cada parámetro, se puede asegurar que esta zona está compuesta por calizas, altamente fracturadas y con presencia de un crudo productivo, que va aumentando en densidad a medida que aumenta la relación de humedad.

Mientras que el pozo gana en profundidad, la calidad del reservorio va mejorando, aunque no dejan de estar presentes algunas pequeñas zonas de hidrocarburos no productivos. (16)

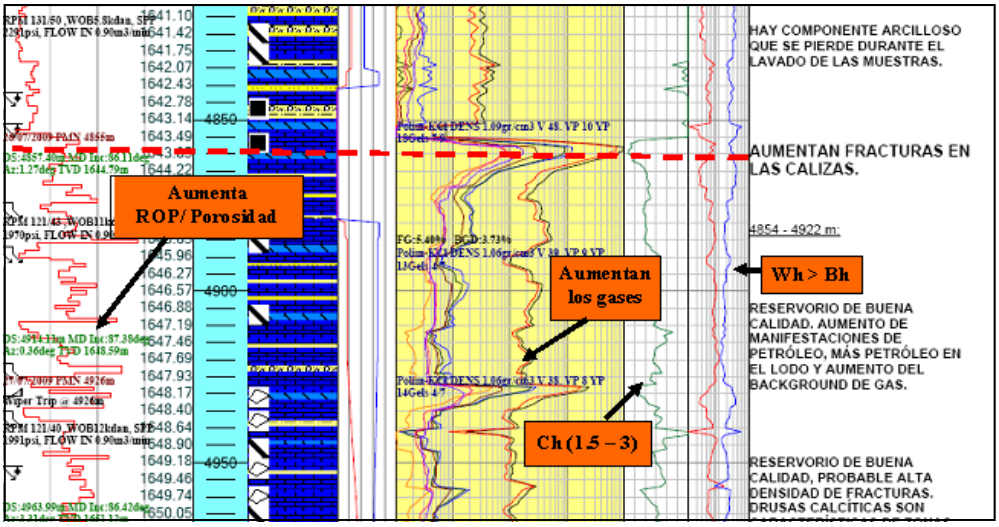


Figura. 6. Análisis e interpretación de las curvas de humedad (Wh), balance (Bh) y carácter (Ch) a partir del intervalo 4825m a 4960m.

2.5 Análisis del registro de hidrocarburos del pozo VDW-1000

La principal zona de interés gasopetrolífero en el yacimiento varadero comienza a partir de los intervalos 4147m - 4163m, perteneciente a la formación Cifuentes profundo (II-III), comienza un reservorio de mejor calidad, donde se observan trazas de petróleo pesado en microfracturas.
Se empiezan a observar abundantes fracturas en las calizas, intervalos con brechamientos, buena impregnación y un reservorio de muy buena calidad. (Ver figura 7).

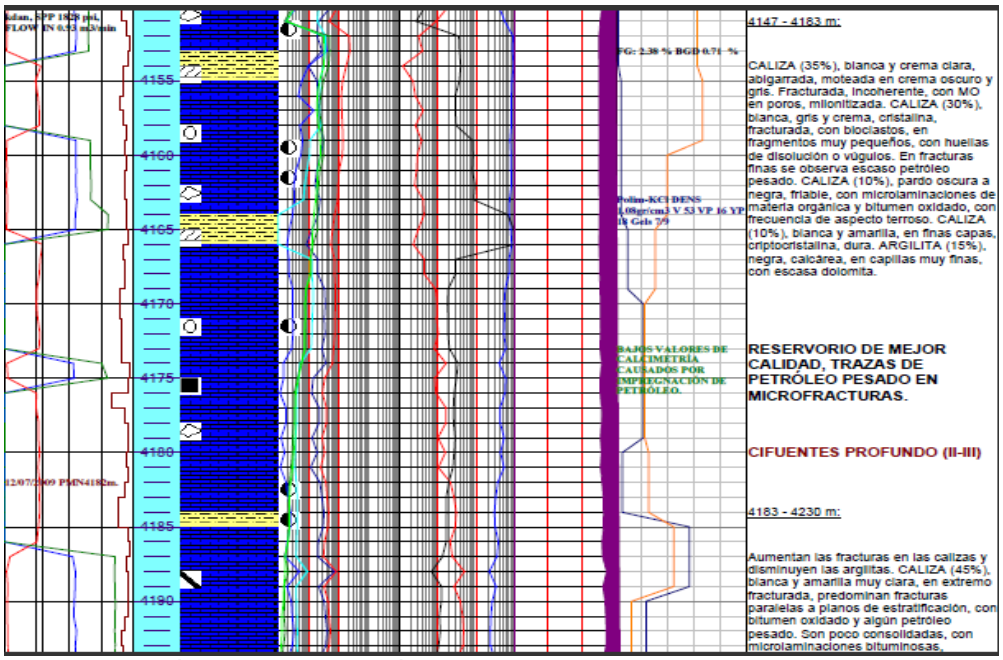


Figura. 7. Análisis e interpretación del registro de hidrocarburos a partir del intervalo 4140m.

Etapa no.3. Evaluación integral del reservorio

3.1. Tabla del modelo discriminante de fluidos

Teniendo en cuenta el análisis de los modelos discriminantes de fluidos, se elaboró la Tabla 2, en la cual se comparan los resultados derivados de la interpretación realizada a partir de los datos de gases y los resultados de los ensayos de producción que se hicieron en el pozo.
Esta tabla constituye uno de los resultados de este trabajo pues demuestra la efectividad del método al evaluar los intervalos de interés gasopetrolífero evitando que se realicen ensayos innecesarios en otras zonas. Para realizar este análisis se desarrolló un modelo para este yacimiento basado en las relaciones composicionales de los gases, evolucionando hacia un modelo único y de aplicación general, validado con más de 50 resultados de ensayo de pozos. Ver la siguiente tabla.

Intervalos (m)	Modelo de discriminación de fluidos	Resultados del ensayo
4850-5031	Crudo productivo	Crudo productivo
5032-5041	Crudo y gas productivo	Crudo y gas productivo
5042-5090	Crudo no productivo	
5091-5595	Crudo y gas productivo	Crudo y gas productivo
5595-5681	Crudo no productivo	Crudo no productivo
5681-5904	Agua cargada con gas	No se ensayó

Tabla 2. Resultados comparados entre la interpretación de la data de gases (Modelos discriminantes de fluidos) y el ensayo productivo del pozo VDW-1000.

3.2. Modelo de relaciones cromatográficas de gases

Con el procesamiento de la data relaciones cromatográficas (humedad, balance y carácter), se pudo interpretar toda esta base con la aplicación de la herramienta worksheet del software Surfer 10, permitió la confección de la malla grid la cual fue utilizada para la elaboración del modelo de relaciones cromatográficas, el cual constituye uno de los resultados de este trabajo.

Se puede observar que se obtuvieron 4 clasificaciones de hidrocarburos, a partir de la interpretación de la data de gases, donde prevalece en casi todo el pozo la presencia de crudo de gravedad baja y con baja saturación de gas, después aparecen tres zonas con petróleo residual no productivo, ya en menor proporción aparecen zonas con gas productivo y gas productivo muy húmedo o condensado. Ver figura 8.

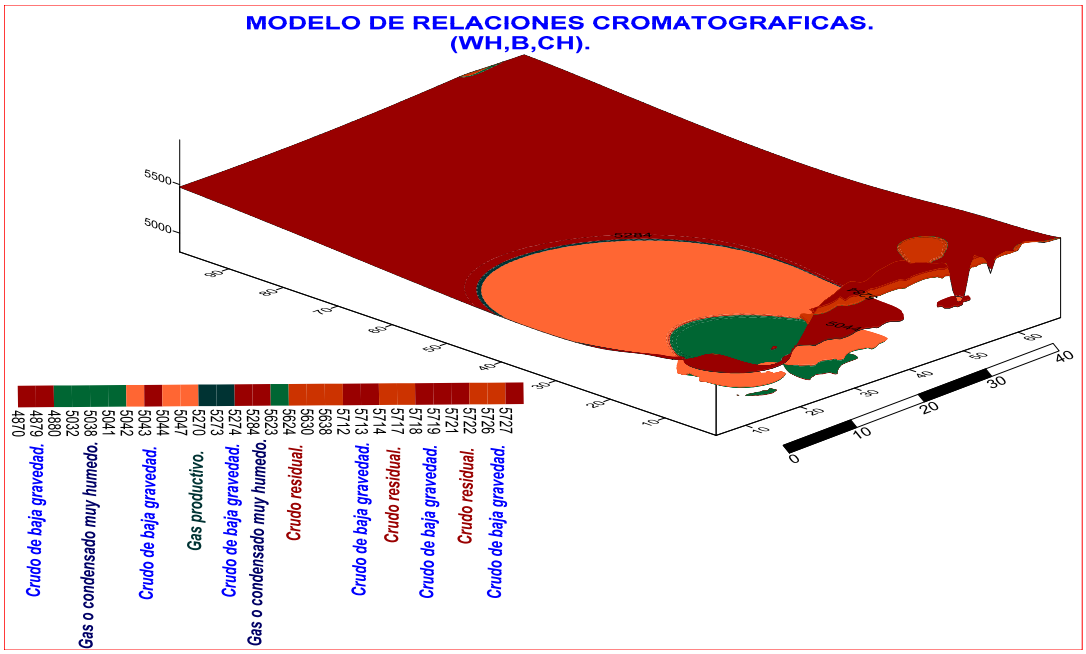


Figura. 8. Modelo de relaciones cromatográficas (WH, B, CH).

3.3. Modelo de reclasificación de hidrocarburos productivos y no productivos

Con la obtención de los modelos (discriminantes de fluidos y relaciones de cromatografía gaseosa), se realiza una superposición de estos modelos cargados con toda esta información, obteniéndose un nuevo modelo en el cual se definieron 4 zonas, 2 relacionadas con los hidrocarburos productivos (crudo productivo y crudo-gas productivo) y las otras 2 zonas asociadas a una zona de crudo residual y otra de agua cargada con gas). Comienza a observarse estas zonas a partir de los 5000 m hasta 5881m. Ver en la figura 9.

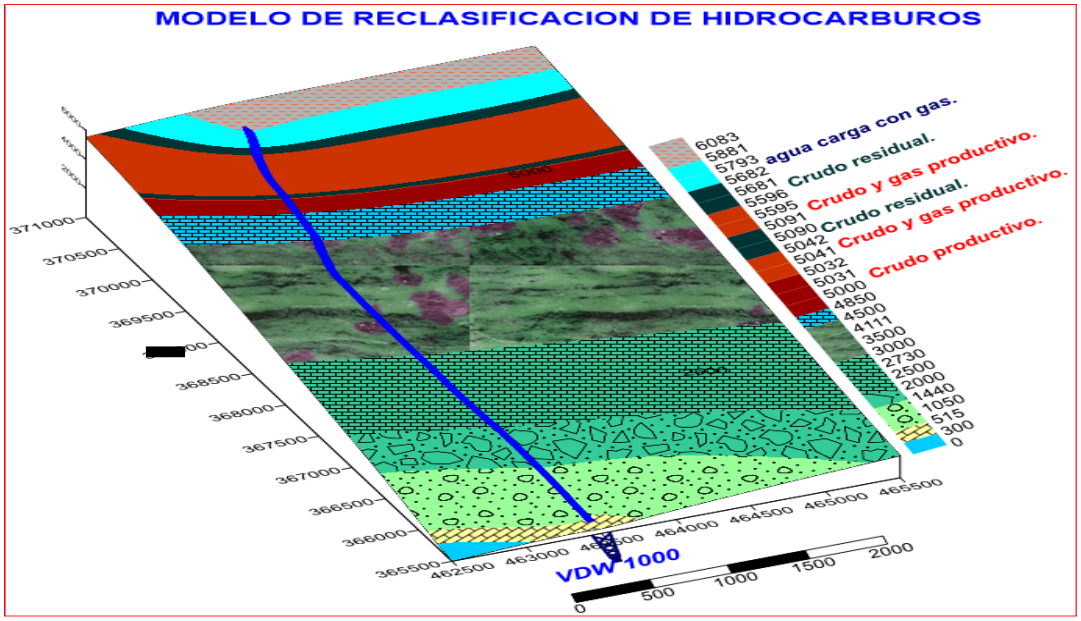


Figura. 9. Modelo de reclasificación de hidrocarburos.

RESULTADOS Y DISCUSIONES

El pozo Varadero-1000, perforado con categoría de exploración en el extremo más occidental del yacimiento Varadero, tiene como objetivo confirmar la saturación de petróleo en los apilados pertenecientes al Grupo Veloz. Mediante la recopilación de toda la información entre sus tareas geológicas más importantes, se encontraba las de confirmar la continuidad en ese sector de las rocas que componen al Grupo Veloz, así como validar potencial productivo de hidrocarburos asociado en todo el yacimiento, necesario para evaluar esta capa la cual tiene aproximadamente 1000 m de espesor, lo cual ha sido demostrado por los demás pozos perforados en el área.

Para llevar a cabo el cumplimiento de estas tareas, se le programó una profundidad final inicial de 5988m, un desplazamiento de 5088m y un azimut de 355,7º, lo que realmente constituía hasta ese momento un gran reto tecnológico, pues nunca antes se había logrado en la empresa de CUPET una profundidad semejante en un pozo.

CONCLUSIONES

1. Mediante el análisis de la data de gases de hidrocarburos, se desarrolló un modelo basado en las relaciones composicionales de estos gases (livianos y pesados), donde se pudieron comprobar varias zonas asociadas a hidrocarburos productivos y no productivos, validados por los ensayos en el pozo.
2. A través de la interpretación de las relaciones de cromatografías gaseosas (humedad, balance y carácter), se determinaron 4 clasificaciones de hidrocarburos, donde existe la presencia de crudo de baja gravedad en mayor proporción, petróleo residual no productivo, una zona de gas productivo y una asociada a gas productivo muy húmedo o condensado.
3. La obtención del nuevo modelo de reclasificación de hidrocarburos productivos y no productivos, basado en la superposición de los modelos (discriminantes de fluidos y relaciones de cromatografía gaseosa), definiendo 4 zonas las cuales están asociadas a: Crudo productivo, crudo y gas productivo, crudo residual y agua cargada con gas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. WIHITAKKER. A. Mud logging Handbook. Englewood Cliffs, New Jersey, EUA: Prentice Hall, 1991.
2. CORREA. A. W, Quicaliquín. A, JARA C, MALAVÉ T. Parámetros de diseño para perforar y revestir un pozo horizontal. Facultad de Ingenierías en Ciencias de la Tierra. Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL). 2010.
3. MIMS, M. ¨Directional Drilling Performance Improvement¨ World Oil 220, no.5 (Mayo de 1999): 40-43
4. Hawker David P. “Evaluación e interpretación de hidrocarburos”. Manual de Datalog. Calgary, Alberta, Canadá. 1997.
5. JAMES LI, C. DU, M. Slumberger. 2011. Represented reservoirs. Oilfield Technology Journal. USA. (ISSN 1757-2134)
6. PICKENING, J. Digital Oilfield Solutions Ltd, United Kingdom. 2011. Dawn of the digital Oilfield. Oilfield Technology Journal. USA. (ISSN 1757-2134)
7. BRIDGER, T. Emerson Process Management, Norway. 2011. Characterizing complex geologies. Oilfield Technology Journal. USA. (ISSN 1757-2134)
8. RIEGSTRA, D. G., Jorge; TAHA, M. (2009). "Descripción del yacimiento alrededor del pozo. Oil and Gas Journal.
9. DEL PUERTO SÁNCHEZ, J. A. PÉREZ PESTANO, V; Colectivo de autores. (2007). Análisis del método de Modelos Discriminantes para la obtención de resultados de predicción en los pozos Varadero 732, 720, 722. . PETROGAS´2007. GEOMIN-2007. Cuba. (ISBN 978-959-7117-16-2). Sociedad Cubana de Geología.
10. CASAR GONZÁLEZ, R; DÍAZ VIERA, M; MURILLO MUÑETÓN, G; VELAZQUILLO MARTÍNEZ, L. Instituto Mexicano del Petróleo. México. 2011. A 3D Geostatistical Model off Upper Jurassic Kimmerdgian facies distribution in Cantarell Oilfield, Mexico.
11. BALDERAS, F. Geophysical Insights, USA. 2011. Advancing Seismic Research with Modular Frameworks. Oilfield Technology Journal. USA. (ISSN 1757-2134).

12. HERNÁNDEZ REYES, J. C. (2007). El Manejo de los yacimientos como una herramienta eficaz en la administración de los reservorios de la Franja Norte de Crudos Pesados [P. Escondido-Canasí]. PETROGAS´2007. GEOMIN-2007. Cuba. . (ISBN 978-959-7117-16-2). Sociedad Cubana de Geología.
13. GARCIA RUBIO, N. (2009). Análisis de Modelos de Discriminación de Fluidos. Pozo Cojímar 100. Tesis presentada en opción al grado de Especialista en Postgrado de Perforación y Producción de Petróleo y Gas. Matanzas. Cuba.
14. ORCHET POMIER J, AREAS ORTEGA L. Proyecto de fluido de perforación para una nueva reentrada de pozo BJ 804. Proyecto de Ingeniería de proceso, La Habana, julio 2014.
15. COECTIVO DE AUTORES. Proyecto de perforación Pozo Varadero 1000, Matanzas, Noviembre, 2008
16. PEDRE CATRO J Análisis del modelo de discriminación de fluido en el Pozo Varadero 1000 Tesis de diploma presentada en opción a título de Ingeniero Geólogo Pinar de Rio, 2011.

PRESENCIA DE POSIBLES ROCAS MADRE DE LA UTE REMEDIOS EN LAS LOMAS DE MABUYA, PROVINCIA DE CIEGO DE AVILA

Dora E. García Delgado, Carlos Morales Echevarría, Silvia Blanco Bustamante, José Hernández León

Centro de Investigaciones del Petroleo, e-mail: dora@ceinpet.cupet.cu, cmorales@ceinpet.cupet.cu, sblanco@ceinpet.cupet.cu

RESUMEN

Ha sido muy controvertida la existencia de rocas madre para conformar un sistema petrolero en la UTE Remedios, por tanto el tratar de establecer su presencia resulta un elemento fundamental para potenciar la exploración petrolera en esta región del norte cubano, que posee otros elementos que posibilitarían la presencia de reservorios. Uno de los problemas fundamentales resultaba la ausencia casi total de dichos depósitos en superficie, o la desaparición debido al intemperismo o a una alta reforestación de las áreas donde históricamente habían sido ubicados dichos afloramientos. En la región de Lomas de Mabuya, este de la Sierra de Jatibonico en el camino de Piedras a La Campana ocurre una secuencia de rocas carbonatadas compuesta por mudstone calcáreo arcilloso (micrita), mudstone calcáreo arcilloso grumoso (micrita), wackestone bioclástico arcilloso (biomicrita), grainstone de peletas y dolomita fina, que se corresponden con la denominada Fm. Perros, con una asociación fosilífera compuesta por: *Favreina salevensis* (abundantes), *Textulariidae* y otros FBP de pared aglutinada, *Globochaete alpina* , *Tintinnopsella carpathica* , Calpionélidos ss, *Committosphaera* sp., también se observan fragmentos de bivalvos, ostrácodos, erizos, FBP, y *Miliolidae,* que determinan una edad Jurásico Superior Thitoniano-Cretácico Inferior Neocomiano. Son muy abundantes las microfracturas abiertas y estilolitos rellenos de bitumen. Similares rocas se reportan como bloques dentro de las brechas de yeso de la Fm. Punta Alegre, lo que prueba que las mismas se encuentran en el subsuelo, en la parte inferior de las UTE Remedios y Cayo Coco y han sido arrastradas a la superficie por la tectónica salina.

ABSTRACT

It has been very controversial the presence of source rocks to conform an oil system in the UTE Remedios, therefore the establishment of it´s presence is a important element to develop the oil exploration in this region of the Cuban north that possesses other elements that would facilitate the reservoir presence. One of the main problems was the almost total absence of this deposits in the surface, due to it´s destruction, the weathering or to a high reforestation of the areas where historically this outcrops had been located. In the region of Lomas de Mabuya, in Sierra de Jatibonico in the way from the Piedras town to La Campana, appear a sequence of carbonated rocks composed by calcareous mudstone (micrite), calcareous clay clotted mudstone (micrite), loamy bioclastic wackestone (biomicrite), pelletiferous grainstone and fine grain dolomite, nominated as Perros Formation. The fosilíferal association is composed by: *Favreina salevensis* (abundant), Textulariidae and other small benthic forams of agglutinated wall, *Globochaete alpina*, *Tintinnopsella carpathica*, Calpionélidos ss, *Committosphaera* sp., There are also observed fragments of bivalve, ostrácods, equinids, and Miliolidae that determine the age as Upper Jurasic Tithonian-Lower Cretaceous Neocomian. There are very abundant the open microfracturs and estilolites filled of bitumen. The same rocks are reported as blocks inside the gypsum breaches of Punta Alegre formation, what proves the presence of the same rocks underground, in the lowermost part of Remedios and Cayo Coco UTE and they have been dragged to the surface by the tectonic saline.

INTRODUCCION

Uno de los objetivos de nuestros trabajos de campo fue reeditar la presencia en superficie de la Fm. Perros en la región de las Lomas de Mabuya, teniendo en cuenta su importancia tanto desde el punto de vista paleogeográfico como por la posibilidad de que la misma constituya la roca madre de las UTE Remedios y Cayo Coco. La Formación Perros se depositó cuando estas unidades Tectono-

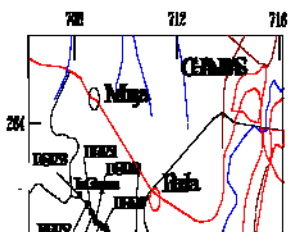
estratigráficas (UTE) todavía no se habían diferenciado, persistiendo y desarrollándose como una gran plataforma carbonatada (Meyerhoff y Hatten, 1974; Sánchez Arango et al., 1998: Iturralde-Vinent, 2013). Fue descrita originalmente por Hatten et al., 1958 y se trata de: calizas, calizas dolomitizadas, dolomitas grises claras a carmelita – grisáceas estratificadas en capas de 2-6 cm de espesor, muy fracturadas. Se observan estructuras relícticas oolíticas y peletales. La parte inferior que aflora contiene coprolitos de *Favreina sp*. que indica la edad Tithoniano de las calizas intercaladas. En la parte superior de la unidad sólo se han descrito *Nannoconus steinmanni* que se asignan al Neocomiano. Se describen algunas zonas de brechas dolomíticas. El espesor medido en superficie, es de unos 500 metros, pero en los pozos es de más de 1 000 metros. El límite inferior de la Fm. Perros es concordante y se interdigita en parte con la Fm. Cayo Coco y el superior es transicional a los sedimentos del Cretácico Medio de las formaciones Guaney, Palenque y Gibara.
Los afloramientos estudiados se ubican en el extremo oriental de la Sierra de Jatibonico, en las Lomas de Mabuya. Se realizo un perfil por el camino del pueblo de Piedras a La Campana, al sur de la carretera que une los pueblos de Piedras y Mabuya (Fig. 1).

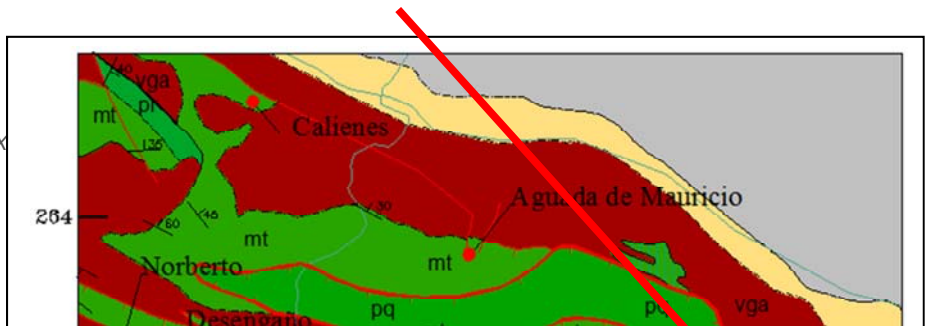
Esta unidad fue cartografiada en esta área, en los años cincuenta, por varios geólogos norteamericanos, y nombrada con diferentes apelativos: (Hatten et al., 1958; Bartolomé formation (parte) (Viñas group) (P. Truitt and G. Pardo,1953a), Guaní formation (Viñas group) (P.Truitt, 1952), Imías formation (M. T. Kozary, 1954 ?), Kindelán formation (M. T. Kozary, 1954), Limestone breccia (parte) (R. H. Palmer, 1945), Marquesa supergroup (parte) (A A. Meyerhoff and C. W. Hatten, 1974), Paredones group (parte) (M. T. Kozary, 1954), Quemaco (Camaco) formation (P. Truitt, 1952), Viñas group (parte) (G. Pardo, 1954). Sin embargo y posteriormente en los levantamientos más modernos de las brigadas Cubano Bulgara (Kantchev et al, 1978) y de generalización del CAME (Vázquez et al. 1989), fue obviada y sus áreas de afloramiento cartografiadas como Grupo Remedios o Fm. Palenque (Fig. 2).
En la Fig. 3 se puede observar superpuesta el área cartografiada por Hatten et al., 1958 como Fm. Perros.

DISCUSION

La Formación Perros fue establecida por C. W. Hatten et al., 1958. Su holoestratotipo está situado en un corte a 1,5 km al S del poblado de Perros, al N de la Sierra de Jatibonico, provincia de Ciego de Avila. Coordenadas Lambert: X: 718 250, Y: 280 200, Hoja topográfica: Punta Alegre, 4483 III.
Su autor la describe como un conjunto de dolomitas de color gris claro a gris carmelitoso y calizas dolomitizadas., además se incluyen autobrechas cementadas por dolomitas y calizas arcillosas. (Meyerhoff y Hatten, 1974).

En las localidades visitadas pudimos observar dolomita en capas gruesas, muy densas, de color crema, caliza dolomitizada de color crema y gris muy recristalizada en capas gruesas a masivas de color gris crema o masivas con fracturas rellenas de calcita con porosidad por disolución y brechas calcáreas finas, dolomitizadas, intercaladas con caliza de grano fino y de color crema en capas de 15 cm.
Las localidades estudiadas que se corresponden con la Fm. Perros se encuentran en las estaciones DG-1245, DG-1246, DG-1247, DG-1248 y DG-1249, DG-1250, DG-1251, DG-1252 y DG-1253, cuya ubicación se observa en las figuras 1 y 2; y sus coordenadas se listan en la Tabla 1.




vga
pl
mt
Calienes
264
mt
Norberto
mt
pq
vga

Al realizar el análisis cartográfico del área, comparando los mapas de los diferentes autores (Hatten et al., 1958, Kantchev et al, 1978, Vázquez et al., 1989) y comparándolo con los resultados de nuestras observaciones, resultados petrográficos y paleontológicos, salta a la vista que existen serias incongruencias en los mismos ya que muchas de las unidades que pudimos observar y muestras en el campo, no fueron representadas en estos mapas. Este es el caso en primer lugar de la Fm. Perros, las formaciones Alunado, Margarita y la mezcla de las formaciones Vega (Según Hatten et al., 1958, Fm. Zaza), y las muy conocidas de las Brechas Sagua y las brechas de la Fm. Florencia.

Descripción de las localidades

En la localidad DG-1245 tomada, subiendo por el camino de Piedras a la Campana en la falda de la loma, calcilutitas de color gris crema, masivas con fracturas rellenas de calcita con porosidad por disolución (Fig.4). Las descripciones petrográficas y el contenido fosilífero de cada una de las muestras tomadas aparecen en la Tabla No. 3.



Figura 4. Calizas gris crema gruesamente estratificadas en la localidad DG-1245.

Las muestras tomadas se describen petrográficamente como mudstone calcáreo arcilloso (micrita), micrografía en la Fig.5, mudstone calcáreo arcilloso grumoso (micrita), grainstone de peletas Fig. 6, y Wackestone bioclástico arcilloso (biomicrita) (Fig. 7)

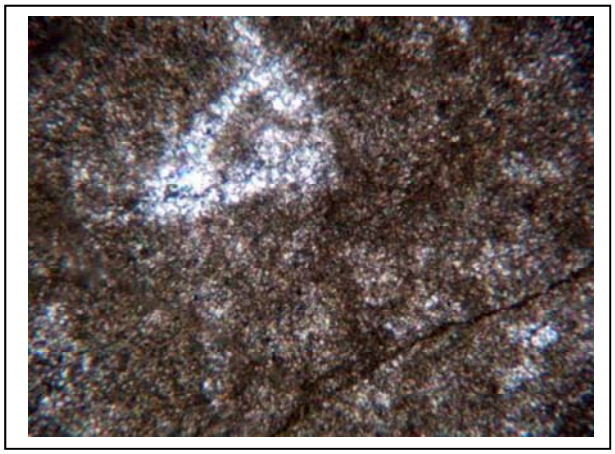


Fig.5. Micrografía de la sección delgada DG-1245-1, de la localidad situada por el camino de Piedras a La Campana en las Lomas de Mabuya, mudstone calcáreo arcilloso (micrita). Nótese los estilolitos rellenos de bitumen.

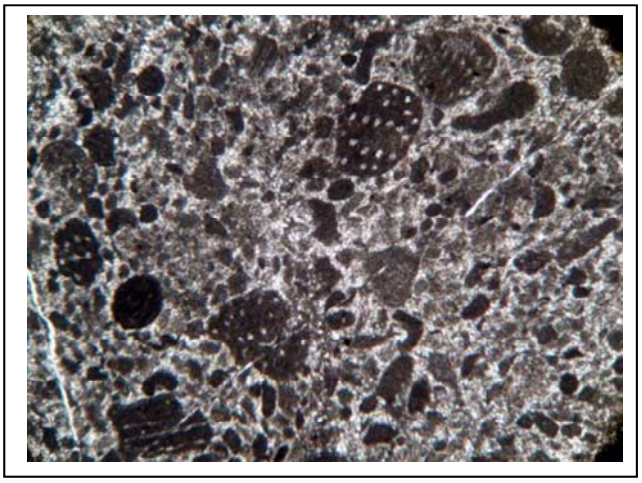


Fig.6 Micrografía de la sección delgada DG-1245-3, Grainstone de peletas, con cemento esparítico intersticial-basal.

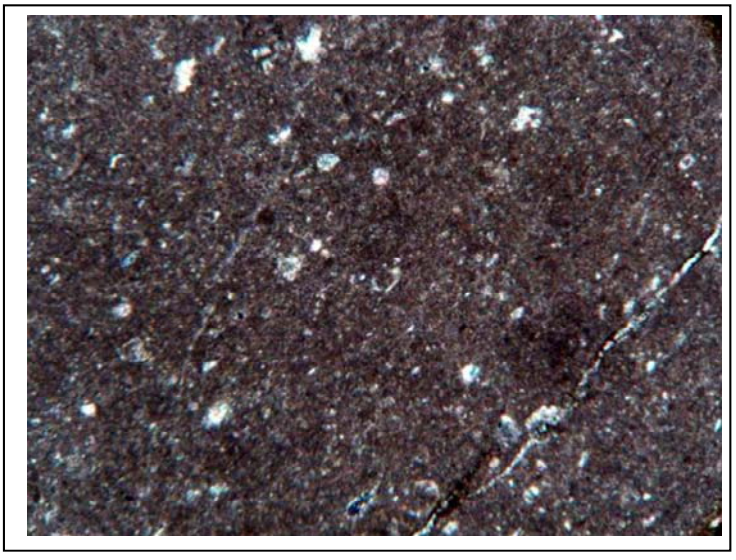


Fig. 7. Wackestone bioclástico arcilloso (biomicrita) y finas venillas entrecruzadas de calcita, con sus paredes impregnadas de bitumen.

En la Estación DG-1246, ocurre una intercalación de calciruditas de fragmentos pequeños y calizas organógenas o biomicritas (Fig. 8), los fragmentos de las brechas se componen de calizas y dolomitas de diferentes tipos y coloración.

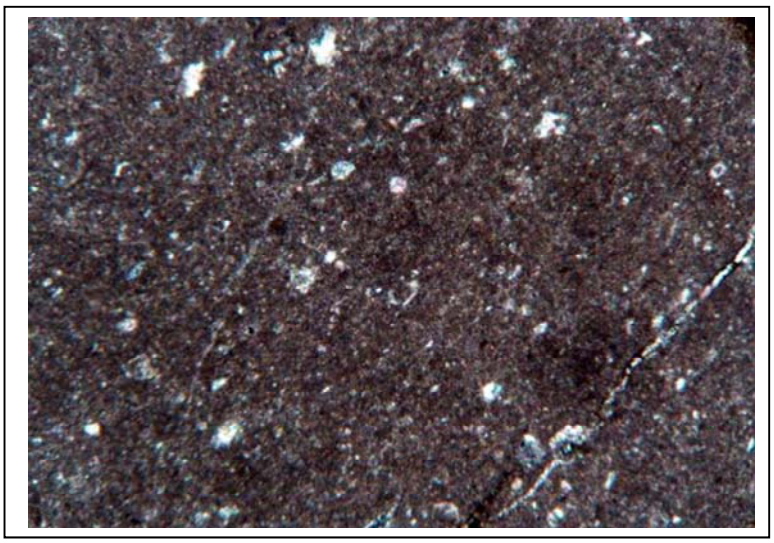


Fig 8. Sección DG-1246-1, wackestone bioclástico arcilloso (biomicrita), con finas venillas entrecruzadas de calcita, en ocasiones con sus paredes impregnadas de bitumen.

En la Estación DG-1247**,** afloran en el piso del camino dolomitas masivas de color gris crema y crema amarillento de grano fino y grueso intercaladas con caliza organógena de color rosáceo, algo dolomitizada.

En la localidad DG-1248 en el cauce de un arroyo intermitente, vuelven a aparecer brechas calcáreas finas en la base y por encima caliza de grano fino y de color crema en capas de 15 cm. En este punto es muy notable la presencia de grandes bloques caídos de calciruditas de la Fm. Sagua que ocupa las partes mas altas del relieve. En la siguiente estación la DG-1249 se reporta una intercalación de capas gruesas de caliza de color crema y calizas fragmentarias, brecha calcárea y lutitas amarillas.

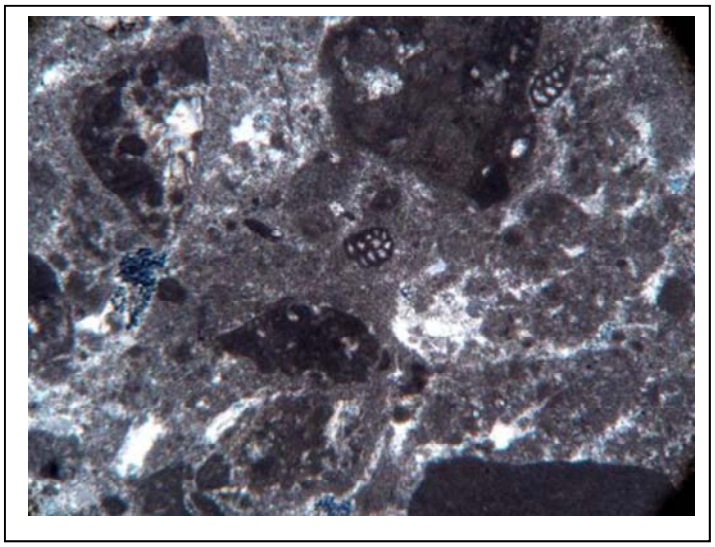


Fig. 7. Micrografía de la sección DG-1248-1, Packstone de intraclastos y bioclastos (intrabiomicrita),

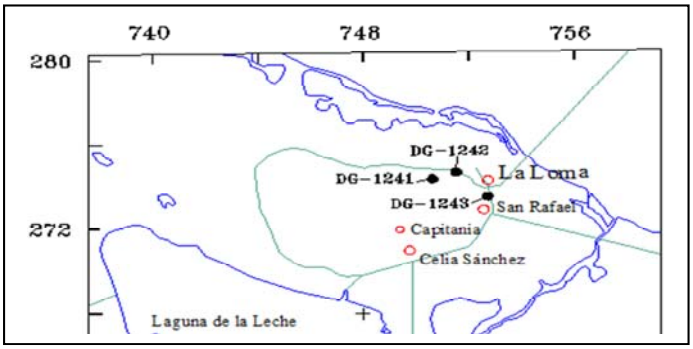
Edad y ambiente de sedimentación de formación de la Formación Perros

Los fósiles reportados en las secciones delgadas del camino de Piedras a la Campana aparecen en la tabla No 3 y se pueden resumir en:
Favreina salevensis (A), Globochaete alpina (VR, recrist), *Tintinnopsella carpathica,* Calpionélidos ss., *Textulariidae* y otros FBP de pared aglutinada, *Committosphaera* sp., *Globochaete alpina* (VR, recrist), *Tintinnopsella carpathica* , Calpionélidos ss.; que establecen un intervalo estratigráfico Jurásico Superior Tithoniano- Cretácico Inferior Neocomiano.
El ambiente de sedimentación de esta unidad es de plataforma interna con esporádicas fluctuaciones en el nivel del mar que propicia la presencia de microfósiles de mares abiertos mezclados con los de aguas muy someras. Este mismo tipo de asociación se observa en la parte alta del Miembro San Vicente de la Fm. Guasasa en la provincia de Pinar del Río de la UTE Organos. Se puede correlacionar con las formaciones Jaguita y Margarita de la UTE Camajuaní aunque estas unidades son de aguas profundas también con una orictosenosis pelágica con mezcla de microfósiles resedimentados de aguas mas someras transportados por corrientes turbidas.

Estudio comparativo

Resulta de gran interés que durante el estudio de los clastos de las brechas de la Fm. Punta Alegre en la isla de Turiguanó, en pequeñas canteras abandonadas, (Fig. 8 y 9) y en la cantera Alberto Fajardo en explotación (Punta Alegre), se encontraron abundantes fragmentos de rocas carbonatadas similares en composición y edad a las encontradas en la Fm. Perros en las Lomas de Mabuya, asi mismo es también notable la presencia de venillas, capillas y poros con asfalto similares a aquellas. Estos clastos fueron estudiados en las localidades DG-1241, DG-1242, DG-1243 y DG-1244DG-11125, DG-11125, DG-11126, DG-11127, DG-11128, DG-11129, DG-11130, DG-11131 donde los bloques de calizas pueden alcanzar entre 7-8 m de longitud (Fig.9) .y en el diapiro de Punta Alegre las localidades DG-11163, y DG-11165,

La Fm. Punta Alegre ha sido cuidadosamente estudiada por Lukac et al., 1989 y Roque Marrero e Iturralde-Vinent, 1982, los que incluso realizaron una clasificación de estas en cuatro tipos diferentes en dependencia del predominio de una u otra litología, asi como marcaron su distribución. Las muestras colectadas fueron tomadas indistintamente de uno u otro tipo de estas brechas, el afloramiento en la localidad DG-1242 de la Fig. 10 se correspondería con las brechas de tipo A, si tenemos en cuenta el tamaño de los bloques, su composición, dolomita muy fina, Packstone de peletas y escasos bioclastos y dolomitas bandeadas. Este corte situado al sur de una cantera abandonada donde se ve la loma partida como una gran zanja. Se observan en el fondo las brechas de yeso con su matriz de yeso y arcilla y fragmentos de yeso puro. Se presentan grandes bloques de calizas de hasta 8 – 10 m (Fig.10). Se intercalan paquetes de arcillas pardas y por encima grandes paquetes de yeso bandeado con intercalaciones de arcilla de diversos colores.



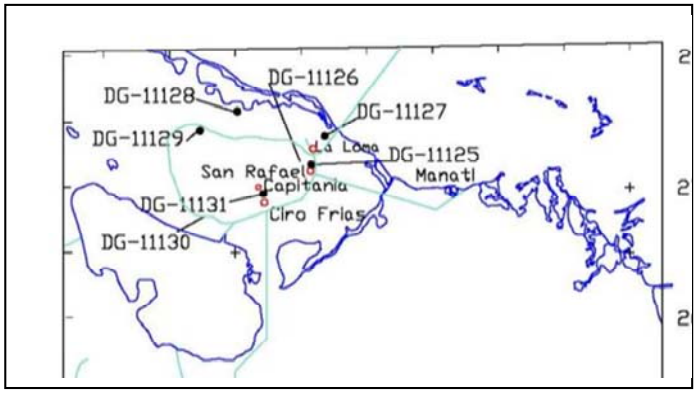


Figura 8 y 9. Ubicación de las localidades de dos campañas de campo diferentes en las brechas Punta Alegre donde fueron encontrados los clastos estudiados.

En la tabla 4 se puede notar la similitud entre los fragmentos de las brechas y las muestras tomadas en las Lomas de Mabuya de la Fm. Perros, tanto desde el punto de vista petrográfico como paleontológico lo que viene a demostrar que la Fm. Perros se formó por debajo de las rocas de las UTE Cayo Coco y Remedios y sus rocas en forma de fragmentos fueron arrastradas por el diapirismo de las evaporitas e incorporadas a las Brechas Punta Alegre (Iturralde-Vinent, 2013)



Figura 10. Gran bloque de caliza gris oscura, recristalizada y dolomitizada sumergida en la brecha de yeso en una cantera abandonada al oeste del pueblo de La Loma.

Manifestaciones de hidrocarburos en la Fm. Perros

En las muestras estudiadas en sección delgada cuya descripción aparece en la Tabla 2, tanto en los afloramientos de la Fm. Perros en el camino a la Campana como en los clastos de las brechas de la Fm. Punta Alegre se destaca la presencia de bitumen en finos estilolitos, capillas discontinuas, finas venillas con las paredes impregnadas y en microfracturas, ver tablas 3 y 4 y Figuras 11 y 12. En la región oriental de la Sierra de Jatibonico se destaca la existencia de abundantes manifestaciones de hidrocarburos relacionadas con las rocas de la UTE Camajuaní, como es el caso de la Fm. Alunado en la cantera de Calienes, el salidero de Aguada de Mauricio situado a unos pocos km al oeste de La Campana y otros que se pueden consultar en el Libro de Yacimientos y Manifestaciones de de la República de Cuba (Linares el al., 2003) (Fig.3).

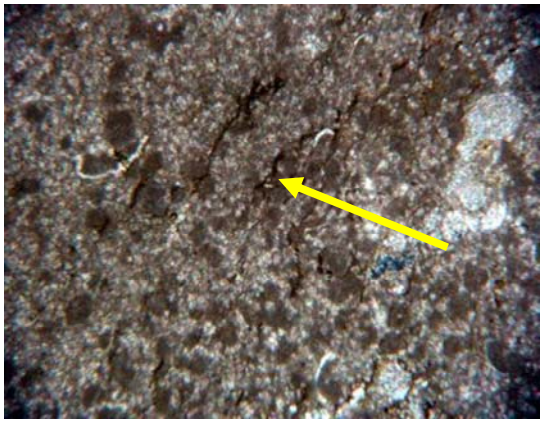


Fig. 11. Micrografia de muestra DG-1241-2 packstone/wackestone de peletas y bioclastos (pelbiomicrita), impregnada por finas capillas de bitumen.

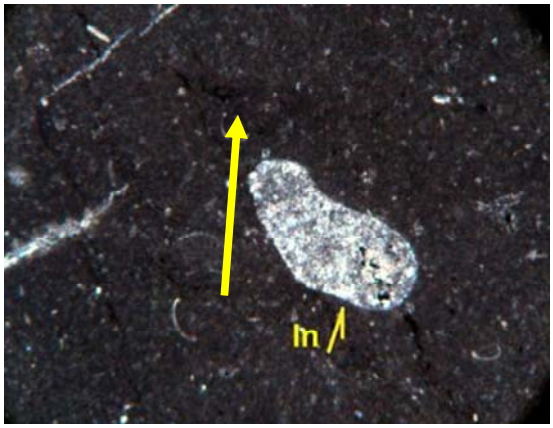


Fig. 12. Micrografia de la muestra dg-1241-1, ,mudstone calcáreo fosilífero (micrita) de un bloque de caliza de edad Jurasico superior Tithoniano superior con estilolitos con bitumen

Es también notable la presencia de hidrocarburos en varios pozos que cortaron esta unidad. En el pozo Punta Alegre No. 2 en los intervalos correspondientes a la Fm. Perros se encontraron flujos de Aguas Sulfurosas: 1336.8 m - 1352 m en dolomitas, impregnaciones de petróleo: 1336.8 m - 1352.9 m en dolomitas En el pozo Collazo No.1, localizado a 3 km al sur - suroeste del poblado de Punta Alegre, d2560 m - 3340 m en un corte fundamentalmente dolomítico, no se observa ningún elemento fragmentario grueso o macrofósiles, depósitos masivos, Edad: Cretácico Inferior. En el pozo Cayo Fragoso No. 1, que está ubicado en Cayo Fragoso en un lugar que dista aproximadamente 17.5 km de Caibarién en una dirección Noreste con respecto a este pueblo.la Fm. Perros se cortó entre los 3483 m - 3825 m, con dolomitas intercaladas con anhidritas, de edad Cretácico Inferior Neocomiano. y presentó manifestaciones de hidrocarburos y testigos con impregnación en las rocas del Cretácico Inferior.

La presencia de hidrocarburos en la Fm. Perros, asi como en los fragmentos similares en las brechas Punta Alegre y en los pozos que se citaron como ejemplos, es suficiente para que no se descarte la posibilidad de que exista un sistema petrolero en la región.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se corroboró la presencia en la región de las Lomas de Mabuya de la Fm. Perros, con su litología y asociación fosilífera correspondiente.
- Se hace necesario la realización de una nueva cartografía geológica del área de la región oriental de la Sierra de Jatibonico a fin de esclarecer las relaciones entre las UTE Camajuaní y Remedios y describir adecuadamente las unidades litoestratigráficas aflorantes.

- Se reporta en varias muestras la edad Jurasico Superior –Cretácico inferior Neocomiano de dicha formación, basandose en la asociación: *Favreina salevensis, Globochaete alpina* (VR, recrist), *Tintinnopsella carpathica* (1 ejemplar), Calpionélidos ss., incluso hay una muestra que precisa mas la edad como Jurásico Superior Tithoniano- Cretácico inferior Neocomiano
- En varias de las muestras de dicha formación se reportó la presencia de bitumen en estilotitos, fracturas e incluso como capillas y también ocurre esto en varios pozos. Teniendo en cuenta su ambiente de deposición, la edad, y su composición litológica nos hace correlacionarla con las rocas madre de las UTE Camajuaní y Placetas, por lo que se considera deben corresponder a una posible roca madre de las UTE Remedios y Cayo Coco.
- Se recomienda realizar un estudio mas detallado de estas rocas y la realización de análisis geoquímicos, a fin de establecer con seguridad los contenidos de materia orgánica así como determinar el tipo de petróleo, que nos indicaría su origen.

Bibliografía

Hatten, Ch. W.: O. E. Schooler; N. R. Giedt; y A. A. Meyerhoff, 1958, Geology of Central Cuba, Eastern Las Villas and Western Camagüey, Provinces, Cuba. O.N.R.M. – MINBAS, La Habana (Inédito).

Kantchev, Il.; Boyanov, I.; Goranov, A.; Iolkichev, N.; Cabrera, R.; Kanazirski, M.; Popov, N. Y Stancheva, M.; 1978. Geología de la provincia de Las Villas. Resultados de las investigaciones geológicas y levantamiento geológico a escala 1:25O 000, realizado durante el período 1969- 1975. Brigada Cubano- Búlgara. Inst. Geol. Paleont., Acad. Cienc. Cuba, La Habana (inédito).

Diaz, C.;Furrazola-Bermudez, G. E Iturralde-Vinent, M.; 1992. Estratigrafía y paleogeografía del banco carbonatado Cretácico "Remedios" del área Cuba Norte-Las Bahamas (en prensa).

Iturralde - Vinent, M., Roque Marrero, F., 1982. Nuevos datos sobre las estructuras diapíricas de Punta Alegre y Turiguanó, Ciego de Avila. Rev. Ciencias de la Tie rra y del Espacio, 4, 47-55. ,

Iturralde-Vinent, M. A. y F. Roque Marrero, 1982. *Nuevos datos sobre las estructuras diapíricas de Punta Alegre y Turiguanó, Ciego de Ávila.* Rev. Ciencias de la Tierra y el Espacio, La Habana, 4:47-55.

Iturralde-Vinent, M. A.2013. Estratigrafía del cinturón plegado del norte de Cuba. Anuario de la Sociedad Cubana de Geología. 1: 97-136.

Linares Cala, E.; D. García, O. Delgado, J. G. López y V. Strazhevich, Yacimientos y manifestaciones de hidrocarburos de la República de Cuba. 2011. Palcograf. La Habana.

Lukac, M.1969. Estratigrafia y Genesis de la sal gema en Punta Alegre y en Loma Cunagua, provincia de Camagüey. Revista Tecnológica, (5-6):20-42.

Sanchez-Arango, Jorge; R. Tenreyro; R. Socorro; S. Blanco y D. Brey. 1998. Relaciones cuenca-plataforma en el paleomargen continental Bahamas-Cuba: Estratigrafia, Sedimentogenesis y Paleogeografía. Tercer Congreso Cubano de Geologia y Mineria. Memorias, Tomo II p. 312-315, La Habana.

Vázquez, C.; Prieto, R.; Rodríguez M.; Milian, E.; 1993. Informe levantamiento geológico 1500 000 y búsqueda Norte Las Villas III. Oficina Nacional de Recursos Minerales. MINBAS. (Inédito).

No de afloramiento	Coordenadas geográficas	Coordenadas Lambert		Hoja topográfica
		X	Y	
DG-1245	N 22º 10´ 22´´ W 78º 58´ 14´´	709294	262083	4482-IV
DG-1246	N 22º 10´24´´ W 78º 58´ 17´´	709207	262143	4482-IV
DG-1247	N 22º 10´ 23´´ W 78º 58´ 20´´	709122	262111	4482-IV
DG-1248	N 22º 10´ 25´´ W 78º 58´ 25´´	708978	262171	4482-IV
DG-1249	N 22º 10´ 27´´ W 78º 58´ 30´´	708834	262230	4482-IV

Tabla 1. Datos de ubicación de las localidades de la Fm. Perros en las Lomas de Mabuya

No de afloramiento	Coordenadas geográficas	Coordenadas Lambert		Hoja topográfica
		X	Y	
DG-1241	N 22º 16´ 44´´ W 78º 34´ 03´´	750668	274445	4482-I
DG-1242	N 22º 16´ 53´´ W 78º 33´ 33´´	751522	274736	4482-I
DG-1243	N 22° 16' 16" W 78° 32' 51	752743	273618	4482-I
DG-1244	N 22º 22´ 32´´ W 78º 48´ 13´´	726183	284774	4482-I
DG- 11125	N: 22° 16' 08" W: 78° 32' 51"	752747	273372	4482-I
DG- 11126	N: 22° 16' 16 W: 78° 32' 79"	751941	273605	4482-I
DG- 11127	N: 22° 16' 55" W: 78° 33' 45"	751178	274792	4482-I
DG- 11128	N: 22° 17' 55" W: 78° 35' 32"	748086	276588	4482-I
DG- 11129	N: 22° 17' 23" W: 78° 36' 51"	745840	275568	4482-I
DG- 11130	N: 22° 14' 29" W: 78° 36' 44"	746125	270220	4482-I

Tabla 2. Datos de ubicación de las localidades de la Fm. Punta Alegre donde se colectaron los clastos para el estudio comparativo con la Fm. Perros.

Tabla 3 Resultados del estudio petrográfico y paleontológico de las secciones delgadas de la Fm. Perros en las Lomas de Mabuya.

No. de muestra	Descripción macroscopica	Bioeventos	Edad	Descripción petrográfica
DG-1245 – 1	Caliza	Moldes muy recristalizados, Ostrácodos ¿	Indet	Mudstone calcáreo arcilloso (micrita) finamente recristalizado, con escasos aloquemas muy difusos (peletas?. círculo) y escasos bioclastos muy recristalizados**, con finos estilolitos con bitumen** (posible grainstone peletal muy recristalizado?).
DG-1245 – 2	Caliza	Roca finamente recrist., no se observan microfósiles	Indet	Mudstone calcáreo arcilloso (micrita) finamente recristalizado, con escasos aloquemas muy difusos (peletas?. círculo), muy escasa fracción limosa fina de cuarzo y **capillas discontinuas de bitumen.**
DG-1245 – 3	Caliza crema	*Favreina salevensis (A)*	Jurásico Superior-Neocomiano	Mudstone calcáreo arcilloso grumoso (micrita) finamente recristalizado, con sectores finamente piritizados (pirita oxidada a minerales ferruginosos). Foto 100
DG-1245 – 4	Caliza rosada	Moldes muy recristalizados	Indet	Grainstone de peletas (pelesparita), con cemento esparítico intersticial-basal. Foto 97
DG-1246 – 1	Caliza crema	*Textulariidae* y otros FBP de pared aglutinada, *Globochaete alpina* (VR, recrist), *Tintinnopsella carpathica* (1 ejemplar), Calpionélidos ss Moldes recristalizados	Prob. J_3^{t3}-K_1^{v}	Wackestone bioclástico arcilloso (biomicrita) finamente recristalizado, con abundantes bioclastos, en su mayoría fragmentados y recristalizados, en matriz micrítica arcillosa basal y finas venillas entrecruzadas de calcita, algunas de las que tienen **sus paredes impregnadas de bitumen**

DG-1247 – 1	Dolomita gris	Moldes muy recristalizados, al parecer de bivalvos y/o ostrácodos	Indet	Dolomita calcárea muy fina, formada por muy fino mosaico de dolomita-calcita con arcilla microdispersa y grandes aloquemas (intraclastos y bioclastos?), difusos, dolomitizados y calcitizados, con venillas gruesas de calcita (la calcitización parece ser el fenómeno diagenético más tardío).
DG-1247 – 2	Caliza crema	No se observan microfósiles (roca finamente recrist.)	Indet	Mudstone calcáreo arcilloso (micrita) finamente recristalizado, poco dolomítico, con venillas entrecruzadas de calcita
DG-1247 – 3	Dolomita	No se observan microfósiles	Indet	Dolomita gruesa
DG-1247 – 4	Caliza	FBP (VR), fragmentos de bivalvos pelágicos (roca finamente recrist.)	Indet	Mudstone calcáreo arcilloso (micrita) finamente recristalizado, poco dolomítico, y **finos estilolitos con bitumen** asociados a la dolomitización
DG-1248 – 1	Caliza			Packstone de intraclastos y bioclastos (intrabiomicrita), con intraclastos grandes, redondeados e irregulares (mudstone calcáreo, wackestone bioclástico) y bioclastos diversos (foraminíferos, algas y otros organismos calcáreos), con matriz micrítica arcillosa intersticial
DG-1248 – 2	Caliza	Moldes muy recrist no identificados, Cámaras de FP, Nanoplánctón calcáreo muy recrist.	Indet	
DG-1248 – 3	Caliza	*Committosphaera* sp (1 ejemplar)	Jurasico Superior-Cretácico	No se realizó

			Inferior Neocomiano	
DG-1249 – 1	Caliza	Fragmentos de bivalvos, ostrácodos, erizos, FBP (VR), *Miliolidae*	Indet	Wackestone bioclástico arcilloso (biomicrita) finamente recristalizado, con fragmentos de macrofósiles (?) y otros organismos recristalizados en abundante matriz micrítica arcillosa.
DG-1249 – 2	Caliza	Fragmentos de bivalvos (VR), Moldes muy recristalizados, al parecer de radiolarios *Textulariidae* y otros FBP de pared aglutinada, algas	Indet	Contacto entre dos litologías: 1. Mudstone calcáreo fosilífero a wackestone bioclástico (micrita-biomicrita), arcilloso, finamente recristalizado, con bioclastos y fragmentos de algas en capillas, venillas entrecruzadas de calcita y microfracturas (abiertas?) con bitumen (Fotos 69 (1) y 70. 2. Marga calcárea, formada por micrita finamente recristalizada y arcilla microdispersa, con escombros de nannoplánction calcáreo.
DG-1250 – 1	Caliza	Moldes muy recristalizados muy escasos, no identificados	Indet	Mudstone calcáreo arcilloso (micrita) finamente recristalizado.
DG-1251 – 1	Brecha	Roca dolomitizada y brechada. No se observan microfósiles	Indet	Dolomita fina, con relictos de micrita atrapada dentro de los romboedros
DG-1252 – 1	Dolomita	Dolomita No se observan microfósiles	Indet	Dolomita fina, con relictos de micrita atrapada dentro de los romboedros
DG-1252 – 3	Caliza crema	Moldes muy recristalizados, no identificados	Indet	Dolomita fina, con relictos de micrita atrapada dentro de los romboedros y venillas finas de calcita con paredes impregnadas de bitumen. Foto 72
DG-1252 – 4	Caliza rosada	Moldes muy recristalizados ® Relictos de algas ¿?	Indet	Mudstone calcáreo arcilloso (micrita) finamente recristalizado, con finas microfracturas con bitumen.

DG-1253 – 1	Caliza	Moldes muy recristalizados	Indet	Finas intercalaciones paralelas de dolomita calcárea y micrita arcillosa dolomítica
DG-1253 – 2	Caliza	Relictos de microfósiles (roca dolomitizada)	Indet	Dolomita calcárea, con relictos de micrita en mosaico de romboedros de dolomita de tamaño medio, con porosidad intercristalina impregnada de bitumen.
DG-1253 – 3	Dolomita	Relictos de microfósiles (roca dolomitizada)	Indet	Mudstone calcáreo arcilloso fosilífero (micrita), con bioclastos escasos y muy pequeños y recristalizados.

Tabla 4. Resultados del estudio petrográfico y paleontológico de las secciones delgadas de los bloques de calizas dentro de las brechas de la Fm. Punta Alegre.

No. de muestra	Descripción macroscopica	Bioeventos	Edad	Descripción petrográfica
DG-11125-3	Caliza	***Favreina salevensis (VR),*** Ooides (VA)	Jurásico-Cretácico Inferior Neocomiano	Grainstone de oolitas y peloides (oopelesparita) con abundantes oolitas y ooides, peletas pequeñas y de tamaño regular, con cemento esparítico intersticial.
DG-11127-3	Caliza	Coprolitos muy recristalizados, ***Globochaete alpina,*** Frag. de bivalvos	Prob. Jurásico-Cretácico Inferior?	Packstone de peletas (pelmicrita). Abundantes peletas, muchas de ellas fosfatizadas, con matriz micrítica intersticial, sistema de finas venillas entrecruzadas de calcita y **estilolitos con bitumen**. Foto 50
DG-11127-4	Caliza	Moldes muy recristalizados, ***Aeolissacus*** sp,	Jurásico-Cretácico	Packstone de peloides (pelmicrita). Abundantes peloides (muchos de los cuales son claramente peletas) en matriz micrítica intersticial finamente recristalizada, microbrechado, manchado

				por minerales ferruginosos oxidados. Foto 55
DG-11127-5	Caliza	Fragmentos de ostrácodos, ***Aptychus*** (1 frag. ¿?)	Jurásico-Cretácico ¿?	Mudstone calcáreo arcilloso fosilífero finamente recristalizado (micrita), formado por un mosaico de micrita finamente recristalizada y muy escasos bioclastos difusos, con finas venillas de calcita que cortan **estilolitos con bitumen**.
DG-11127-8	Caliza	***Favreina salevensis,*** Moldes recristalizados	Jurásico-Cretácico Inferior Neocomiano	Grainstone de peletas (pelesparita). Abundantes peletas, muchas de ellas difusas, con cemento esparítico intersticial de grano muy fino (micrita recristalizada, dismicrita?). Foto 57
DG-11163-1	Caliza	*Favreina* sp aff *salevensis*	Jurásico Superior-Cretácico Inferior Neocomiano ¿	
DG-11163-2	Caliza	*Favreina salevensis* VA	Jurásico Superior-Cretácico Inferior Neocomiano ¿	Wackestone-packstone peletal, fosilífero. Abundantes peletas fecales fosfatizadas y escasos bioclastos en matriz micrítica arcillosa intersticial, por sectores lavada y remplazada por cemento esparítico. La roca sufrió una fuerte microfracturación y carbonatización ulterior a través de las microfracturas, generando un sistema de finas venillas entrecruzadas de calcita (Fotos 50 a 52)
DG-11163-3	Caliza	*Favreina salevensis*	Jurásico Superior-Cretácico	Wackestone-packstone peloidal, fosilífero. Abundantes peloides arcillosos (posibles peletas fecales) y escasos bioclastos en matriz micrítica arcillosa

			Inferior Neocomiano ¿	basal, por sectores intersticial, que en algunas áreas ha sido fuertemente microbrechada y dolomitizada, con **impregnación de bitumen a través de estilolitos**, en los cuales crecen ocasionales romboedros de dolomita (Fotos 48-49)
DG-11165-2	Caliza	Coprolitos muy recristalizados (*Favreina* sp)	Prob. Jurásico Superior-Cretácico Inferior Neocomiano ¿	Finas intercalaciones de tres litologías: 1. Mudstone calcáreo arcilloso, finamente recristalizado, con finas bandas paralelas y discontinuas de **impregnación bituminosa**. 2. Wackestone peletal, con peletas fosfatizadas de color rojizo con cemento esparítico y por sectores matriz micrítica arcillosa basal. 3. Wackestone bioclástico arcilloso, finamente recristalizado, con abundantes bioclastos recristalizados en matriz basal micrítica arcillosa. Toda la roca tiene color pardo rojizo debido a finas inclusiones de fosfatos relacionados con los espacios intercristalinos y está cortada escasas venillas de calcita (Fotos 60 a 63)
DG-1241 – 2	Caliza	bivalvos y/o ostrácodos, *Globochaete alpina* (1 ejemplar), *Crustocadosina aff semiradiata olzae*	Prob. Cretácico Inferior	Packstone/wackestone de peletas y bioclastos (pelbiomicrita), con peletas difusas por fina recristalización y escasos bioclastos dispersos, con matriz micrítica intersticial a basal (por capillas**), impregnada por finas capillas de bitumen.**
DG-1241 – 3	Caliza	bivalvos (VR)y ostrácodos(A), calpionélidos ss, *Crassicollaria* sp aff *intermedia* (recrist), Dinoquistes calcáreos muy recrist.	Tithoniano Superior	

DG-1242 – 3	Caliza	*Favreina salevensis* (recrist), Moldes de bivalvos y ostrácodos	J_3-K_1^{ne}	Contacto entre dos litologías finamente interestratificadas: 1. Dolomita muy fina, con fantasmas de bioclastos y escasos peloides difusos. 2. Packstone de peletas y escasos bioclastos, con cemento intersticial dolomítico muy fino. Se observan finos **estilolitos con bitumen** y venillas de calcita.
DG-1242 –5	Dolomita	Coprolitos muy recristalizados, *Favreina sp, Globochaete alpina (VR), Moldes de ostrácodos*	J_3-K_1^{ne}	Dolomita muy fina, con peletas y escasos bioclastos muy difusos (fantasmas), venillas rellenas por calcita y una generación tardía de dolomita, impregnada de bitumen en manchas y en relación con las paredes de las venillas. Foto 81-82
DG-1243 – 2	Dolomita bandeada	coprolitos muy recristalizados *Favreina* sp	J_3-K_1^{ne}	Dolomita fina, con estilolitos de gran amplitud rellenos por bitumen y escasa porosidad microvugular. Foto 86
DG-1243 – 3	Dolomita pura	No se observan microfósiles	Indet	Dolomita fina, con manchas de impregnación bituminosa relacionada con la porosidad intercristalina (sección delgada con poco material).
DG-1243 – 8	Caliza dolomita bandeada.	*Favreina salevensis(A)* bivalvos y/o ostrácodos	J_3-K_1^{ne}	Contacto entre dos litologías finamente interestratificadas: 1. Dolomita muy fina, con fantasmas de bioclastos y escasos peloides difusos. 2. Packstone de peletas y escasos bioclastos, con cemento intersticial dolomítico muy fino. Se observan finos **estilolitos con bitumen** y venillas de calcita.
DG-1244 – 8	Fragmento de caliza.	Moldes muy recristalizados	Indet	Packstone de peletas (pelmicrita), con abundantes y bien preservados coprolitos grandes y peloides, con matriz micrítica

				intersticial poco dolomítica y venillas entrecruzadas de calcita. Foto 63
DG-1244 – 9	Fragmento de caliza.	*Favreina salevensis(A)*	J_3-K_1^{ne}	Dolomita calcárea muy fina arcillosa, con relictos de micrita, fuertemente teñida por minerales ferruginosos oxidados en manchas relacionadas con los poros intercristalinos. Foto 64

GEOLOGÍA DE LAS SIERRAS PAN DE AZÚCAR, CELADAS Y ANCÓN. RASGOS FAVORABLES PARA LA EXPLORACIÓN PETROLERA

Liset Castro Alfonso, Leonardo Martinez Castañeda

Centro de Investigaciones del Petróleo, e-mail: liset@ceinpet.cupet.cu, leonardo@digi.cupet.cu

RESUMEN

Los estudios realizados han estado encaminados a analizar las características estratigráficas, estructurales y adicionalmente de algunos elementos favorables para el estudio de un posible sistema petrolero. El sector está ubicado entre los ríos San Vicente y Pan de Azúcar, en la región central de la Sierra de Los Órganos. En los trabajos de campo se obtuvieron mediciones de elementos estructurales (estratificación, planos de falla, grietas). Se obtuvieron mapas de alineamientos, de drenaje, densidad de dolinas y abras, disección vertical y horizontal, esquema geomorfológico del área, diagramas de rosa y falsillas. El análisis de los diferentes elementos estructurales muestra su relación con los movimientos de orientación NW-SE durante el transporte tectónico de los mantos plegados y sobrecorridos y la posterior migración hacia el este del máximo estrés compresivo. La caracterización de las unidades litoestratigráficas responde a las últimas descripciones realizadas en el Ceinpet así como los datos de Materia Orgánica Total (COT) obtenidos por el grupo de Geoquímica del Petróleo.
Se determina un Dominio Paleográfico del Synrif representado por la Formación San Cayetano y otro del Margen Continental con facies de aguas someras y de aguas profundas, estas últimas con un alto contenido de COT y la presencia de hidrocarburos en el pozo Pinar No. 1 del valle de Pons. Se reconocen las formaciones: Azúcar, Jagua, Guasasa con sus miembros, así como la Formación Pons. Como sello regional se describe la Formación Manacas. El área resulta de mucha importancia para analizar en superficie, lo que se encuentra en profundidad bajo las aguas del mar a centenares de metros de la costa meridional de Pinar del Rio.

ABSTRACT

The carried out studies have been guided to analyze the stratigraphic, structural characteristics and additionally of some favorable elements for the study of an oil possible system. The sector is located among San Vicente and Pan de Azúcar rivers, in the central region of Sierra of The Organs. In the fieldworks mensurations of structural (stratification, flaw plans, cracks) elements were obtained. Maps of alignments were obtained, of drainage, dolinas density and open up, vertical and horizontal dissection, outline geomorfológico of the area, rose diagrams and falsillas. The analysis of the different elements structural sample their relationship with the orientation movements NW-SW during the tectonic transport of the overthrost and the later migration toward the east of the maximum stress compresivo. The characterization of the litostratigraphics units responds to the last descriptions carried out in Ceinpet as well as the data of Total Organic Matter (COT) obtained by the group of Geochemistry of the Petroleum.
A Paleográfico Domain of Synrif is determined represented by the San Cayetano Formation and another of the Continental Margin with of shallow waters facies and of deep waters, these last ones with a high content of COT and the presence of hydrocarbons in the well Pinar No. 1 of the valley of Pons. The formations are recognized: Pan de Azúcar, Jagua, Guasasa with their members, as well as the Pons Formation. As regional stamp the Manacas Formation is described. The area is of a lot of importance to analyze in surface, what is in depth under the waters from the sea to hundreds meters of the southern coast of Pinar del Rio province.

INTRODUCCION

El carso es un fenómeno universal. Ello se debe a que las rocas carbonatadas principalmente calizas y dolomitas que es donde estos fenómenos tienen lugar, constituyen el 15% de todas las rocas sedimentarias y subyacen el 75% de la superficie del planeta, en los más variados climas y regiones. En países como Cuba, aproximadamente el 65 % de las tierras emergidas son susceptibles a la

carsificación, y más del 80 % de los recursos explotables de agua de los que dispone se encuentran en estas áreas (Molerio, 2004). Por esta razón, el estudio integral del carso demanda una importancia primordial, ya que sobre estos, se mantiene toda la actividad económica y social del país.
Una inmensa porción de los territorios que comprenden la provincia de Pinar del Río son de naturaleza cársica alcanzando estos alrededor de un 70% del área total.
El área de estudio abarca la parte central de la Sierra de Los Órganos, donde se encuentran las sierras de Galeras, San Vicente – Ancón, Viñales, Guasasa, Tumbadero, del Infierno – Medio y Sierra de Quemados. Desde hace unos años se han realizado, en algunas de ellas, una serie de trabajos geólogo-geomorfológicos e hidrogeológicos con los objetivos de estudiar la vinculación del desarrollo espacial y morfológico del sistema cársico con la estructura geológica y la evolución geomorfológica de éste. Siendo este también objetivo de la presente investigación, junto con la finalidad de destacar la relación o congruencia que existe entre las geoformas (abras, crestas, alineamientos, escarpes), y contribuir a la elaboración de estrategias de desarrollo sostenible en esta región, al constituir la geología, la geomorfología y la hidrología, el soporte del resto de los estudios ecológicos y medio ambientales.
Para el área de estudio, todas las secuencias mesocenozoicas se han incluido en las Unidades Tectónicas de la Sierra de los Órganos y Pons, Viñales y Sumidero de la Zona Estructuro-Facial Guaniguanico (Piotrowska, 1978) con particularidades estructurales propias y constituidas por numerosos nappes o escamas tectónicas originadas durante la orogénesis cubana (Piotrowska, 1978, 1982; Hatten, 1957; Pszczólkowski, 1978, 1987; Khudoley y Meyerhoff, 1971 en Cobiella, 1996 y Cobiella, 2008).
La Unidad Tectónica de la Sierra de los Órganos está formada principalmente por rocas del Dominio Paleogeográfico del Synrift al que pertenece la Fm. San Cayetano. La Unidad Tectónica Viñales abarca la parte superior de la Fm. San Cayetano y las formaciones Jagua, Guasasa, Pons, Ancón y Manacas con un mayor desarrollo de las estructuras más complejas en los depósitos pre-Oxfordianos. Como característica general, los depósitos terrígenos sobrecorrieron al paquete carbonatado; todas las secuencias hasta aquí descritas tienen un carácter alóctono y fueron emplazadas tectónicamente desde el sureste (Cáceres, 1998).
Distintos especialistas han estudiado las causas y factores que tienen que ver con la dinámica de los procesos de carsificación, partiendo de las condiciones de disolución de las rocas carbonatadas, el grado de agresividad de las aguas, el régimen de circulación de éstas, la preparación tectónica de los macizos carbonatados, realizando estudios encaminados a la identificación de la influencia de los patrones del agrietamiento en el desarrollo del cavernamiento (Molerio, 1984; Eraso, 1985, 2000, 2001; Rocamora, 1992; Flores y Flores, 1995; Garay, 2003), en ellos se definen la direcciones preferenciales de la carsificación (Molerio, 1984; Eraso, 1985; Garay, 2003), circulación probable de las aguas subterráneas en el carso (Molerio, 1984, 2009), evolución de una cavidad a partir del desarrollo de un conducto por disolución en una red de grietas (Núñez Jiménez, 1988) y la morfología de la cavidad asociada con las redes de fisuras .
Según los investigadores antes citados, los factores que influyen en el desarrollo de un sistema cársico son: climáticos (cantidad y régimen de las precipitaciones, temperatura); del relieve (altitud y situación de los niveles de base, presencia del nivel del mar), vegetación (tiempo de evolución); características litológicas (mineralogía, textura, espesor y composición de los estratos, permeabilidad); estratigrafía y tectónica (fracturación y tipos de deformaciones, disposición de los acuíferos, orientación de los estratos).
Con la fundamentación de estos modelos geológico y geomorfológico, se presupone el control tectónico y litológico casi absoluto del desarrollo espacial, morfológico y morfométrico de las geoformascársicas, lo que ha dado origen a un aparato cársico con particularidades en su evolución geólogo-geomorfológica.

Diseño teórico de la investigación:

Problema. Necesidad de esclarecer la vinculación entre estructuras geológicas y morfoestructuras presentes en el sector rio San Vicente y rio Pan de Azúcar en la Región Central de la Sierra de los Órganos, Pinar del Río.

Objeto: Estructuras geológicas y morfoestructuras presentes en el sector río San Vicente- río Pan de Azúcar, en la Región Central de la Sierra de los Órganos, Pinar del Río.

Objetivo general: Caracterizar la influencia de las estructuras geológicas en las morfoestructuras presentes en el sector de estudio.

Objetivo específico: Vincular los resultados de la tectónica de mantos plegados y sobrecorridos, en rocas del Margen Continental y Synrift con otros datos, como altos valores de Carbono-Orgánico Total y rocas sello, como premisas favorables para la búsqueda del petróleo.

Hipótesis: Si se logra conocer la relación entre las estructuras geológicas y las morfoestructuras será posible demostrar que existe un control litológico, estratigráfico y tectónico casi absoluto sobre las geoformascársicas existentes en el sector río San Vicente y río Pan de Azúcar en la Región Central de la Sierra de los Órganos, Pinar del Río.La presencia demostrada de rocas de los Dominios Paleogeograficos del Synrift y del Margen Continental donde existe alto contenido de COT en sus rocas, se suma a otras consideraciones favorables para formar sistemas petroleros en la región.

ANTECEDENTES

Las primeras referencias a estructuras sobrecorridas en la Sierra de los Órganos, se encuentran en los trabajos realizados por Vermut (1937), donde se destacó el papel de las serpentinitas en los mantos cabalgados. Luego, Palmer (1945) concluyó sus trabajos sobre la estratigrafía de Cuba describiendo entre otras las formaciones Jagua y Capdevila. En las décadas de los años 50 y 60, Hatten y Rigassi realizaron importantes aportes a la geología de la región al definir formaciones geológicas y estructuras regionales que sentaron las bases para estudios geológicos posteriores (Hatten, 1957; Rigassi, 1963).

Uno de los trabajos más importantes sobre la geología de la zona fue el Levantamiento Geológico 1: 50 000 Pinar Noroeste efectuado por la Brigada Cubano-Soviética del proyecto CAME 1 (Astajov, 1981) que abarcó el levantamiento geológico de las hojas cartográficas Minas de Matahambre (3483-IV), La Palma (3484-II), Cayo Inés de Soto (3484-III) y Consolación del Sur (3483-I). Con este trabajo se definieron la estratigrafía, estructura tectónica, yacimientos minerales entre otros aspectos, con una concepción generalizadora e integral, realizándose importantes aportes al conocimiento geológico de la región. Es importante la introducción de elementos de la Tectónica de Placas o Nueva Tectónica Global que realizaron los autores para interpretar los fenómenos presentes en la zona.
En los años 80, son de destacar los trabajos realizados por la Brigada Cubano-Polaca publicados en "Contribución a la Geología de Pinar del Río" (Pszczólkowski, 1987). Como parte de estos trabajos, Piotrowska realiza un análisis detallado de la tectónica de la Sierra de Los Órganos dando una diferenciación en unidades tectónicas para ésta y direcciones principales de los movimientos de sobrecorrimiento formadores de estructuras de nappes o escamas tectónicas, así como algunas direcciones de fracturamiento presentes en la mesoestructura de la Sierra de Los Órganos.
El trabajo más reciente y abarcador en la Geología Regional es la Generalización a Escala 1:100 000 de la provincia de Pinar del Río (Martínez, 1994) ejecutado por la brigada geológica de la Empresa de Geología de Pinar del Río. En este trabajo se realizó una generalización del conocimiento geológico acumulado hasta la fecha en la provincia de Pinar del Río. Aquí se ofrece un esquema más acabado

y coherente del proceso de evolución geológica del territorio a la luz de la Nueva Tectónica Global. Este esquema ha servido de base para la fundamentación geológica de este trabajo.
Cobiella (1996) ha investigado varios aspectos relacionados con la estratigrafía y la evolución estructural del sistema Jurásico de la subregión, realizando importantes y esclarecedores aportes a su conocimiento con una concepción generalizadora.
Según Cáceres (1997) los cabalgamientos se interpretan como originados a partir de un máximo stress compresivo de orientación noroeste, próximo a los 330°-340° bajo un régimen de deformaciones dúctil-frágil, éste fue variando en el tiempo hasta alcanzar una orientación noreste próxima a los 025°, dando lugar a la falla Pinar en un régimen de deformaciones más frágil.
Cáceres (1998) presentó un modelo interpretativo del desarrollo de las secuencias terrígenas de edad jurásica del margen continental pasivo en las Alturas de Pizarras del Sur, haciendo especial énfasis en la evolución tectónica de la región y aplicando el análisis microtectónico a la solución de problemas estructurales, determinando la orientación del máximo estrés compresivo durante los sobrecorrimientos y hasta el surgimiento de la falla Pinar, aspectos que se relacionan tanto técnica como metodológicamente con el trabajo que aquí se desarrolla.
Por su parte Denis (1998), aclaró la posición de la parte superior del corte estratigráfico, agrupando a los sedimentos acumulados en las depresiones y valles entre mogotes, donde pudo extenderse el intervalo de sedimentación por la presencia de embalses, así como por la acción de procesos eluviales, proluviales, aluviales y cársicos en el Miembro Ensenada Grande de la Fm. Guane.
En 1998 se realizó la primera expedición espeleológica conjunta cubano-italiana a la Sierra de San Vicente, resultando descubiertos, explorados y cartografiados unos 6 000 m de galerías subterráneas, agrupadas en dos sistemas. Otros resultados de estos trabajos fueron las descripciones geomorfológicas del sistema, ensayos de trazadores y estudios generales de la estructura geológica del macizo.
Pszczolkowski (1999) planteó que las secuencias tectóno-estratigráficas en Sierra de Los Órganos se pueden dividir en dos unidades tectónicas que son la zona de Mogote y las Alturas de Pizarra del Sur.
Cobiella (2008) ha investigado en los años 90 varios aspectos relacionados con la estratigrafía y la evolución estructural del sistema jurásico de la subregión, realizando importantes y esclarecedores aportes a su conocimiento con una concepción generalizadora.
En cuanto a las investigaciones geomorfológicas, han sido escasas en el área y, principalmente encaminadas a la parte de construcción de infraestructuras e hidrotecnia.
En Cuba, los estudios sobre el carso han tenido en la obra de Núñez Jiménez el exponente más conocido. El punto culminante de su obra sobre el tema es la monografía "Cuevas y Carsos" (Núñez, A. et al. 1988), obligado texto de referencia para los estudiosos de la Espeleología y el carso en su conjunto, dando. Otros investigadores como Viñas, Acevedo, Graña, Gutiérrez, Fagundo, Molerio, Rocamora en Díaz, C. (1999), han dedicado sus estudios a los distintos aspectos geológicos, hidrogeológicos y geomorfológicos de la evolución de los sistemas cársicos cubanos.
Varios investigadores definen las direcciones preferenciales de la carsificación (Molerio, 1984; Eraso, 1985; Garay, 2003), circulación probable de las aguas subterráneas en el carso (Molerio, 1984, 2009), evolución de una cavidad a partir del desarrollo de un conducto por disolución en una red de grietas (Núñez , 1970) y la morfología de la cavidad asociada con las redes de fisuras. Todos estos estudios, con excepción de los realizados por Molerio, tienen su fundamentación primaria en la aplicación del Diagrama de Schmidt y Wullf (en el hemisferio inferior) y en el Tests de Vistelius.
Para Eraso (1985, 2000) y Garay (2003), las direcciones preferenciales de drenaje se determinan sobre la base del supuesto que la existencia de una preparación tectónica del carso, que condiciona la disposición de la red tridimensional de conductos de drenaje en función de su historia estructural y las direcciones más probables de drenaje se organizan dentro de los planos que contienen a las componentes mayor s1, e intermedia s2 de los diferentes elipsoides medidos, es decir, los planos (s1, s2) (planos de debilidad o extensionales). Por lo que en cada caso son ortogonales a las componentes mínimas s3 del elipsoide.
Gutiérrez (1995) y Rocamora, (1998) profundizaron en los aspectos geólogo-geomorfológicos de la evolución de los sistemas cavernarios, realizaron una síntesis de sus estudios, dando a conocer las

principales características geológicas que intervienen en el desarrollo del carso en la Cordillera de Guaniguanico, enfatizando las diferencias morfológicas y morfométricas de los sistemas cársicos de la Sierra de Los Órganos y la Sierra del Rosario, dadas por las características estratigráficas y estructurales de cada subregión.

Rocamora (1998) por su parte realizó un análisis de la fracturación y el desarrollo del carso en la Sierra del Quemado aplicando técnicas digitales, llegando a conclusiones similares a las obtenidas por otros autores (Rosa, 1999), (Díaz, 1999), (Leal, 2005), (Reyes y Borrego, 2007) en lo referente a la vinculación de la estructura fisural y la evolución espacial del carso en las Sierras de Viñales, Sierras de San Vicente y del Quemado.

Los trabajos realizados por Ramos, 1997; Rosa, 1999; Díaz, 1999; Leal, 2005; Reyes, y Borrego, 2007; Palma, 2008; Biyogo, y Beliz, 2008; Torres, 2009; Morales, 2010; Fundora y Roach, 2012, versan sobre la vinculación del desarrollo espacial y morfológico del sistema cársico con la estructura geológica y la evolución geomorfológica de éste en las sierras de Viñales, Tumbadero, San Vicente – Ancón, Quemados y del Medio, así como el estado medioambiental del territorio.

Por su parte dos Santos en 2012, realizó un estudio sobre la vinculación entre la litología, la estratigrafía, la tectónica y el carso con los movimientos de masa en la región del Parque Nacional Viñales.

Molerio (2004); Farfán y Aldana (2007) abordan la relación geología, hidrogeología y geomorfología cársica en el área de Viñales, siendo uno de los aportes más recientes al conocimiento del funcionamiento hidrológico de un aparato cársico.

El área de estudio ha sido durante los últimos años, un excelente polígono de estudio de las companias petroleras que exploran con CUPET para la búsqueda de hidrocarburos. En especial se han realizado investigaciones estratigráficas, tectónicas y para Geoquimica del Petróleo. Un resumen de ellas pueden verse en Linares, 2004 y 2011.

GEOLOGÍA REGIONAL Y DEL ÁREA DE ESTUDIO

Estratigrafía

El corte estratigráfico de la región se caracteriza, por el desarrollo de formaciones del Jurásico Superior al Eoceno Medio parte baja, representadas por depósitos terrígenos que hacia arriba en el corte se van tornando cada vez más carbonatados, hasta volver a imperar finalmente los terrígenos olistostrómicos. Su estructura geológica está representada por mantos cabalgados y sobrecorridos, así como por la superposición de diferentes eventos tectónicos que agudizan la complejidad del corte. En la zona están presentes las formaciones San Cayetano, Jagua, Guasasa, Pons, Moncada, Ancón, Manacas y el Miembro Ensenada Grande de la Fm. Guane, de edad Plioceno-Pleistoceno. La Fm. Guasasa a su vez, está representada por los miembros San Vicente, El Americano, Tumbadero, Tumbitas.

FORMACIÓN SAN CAYETANO: TRIÁSICO TARDÍO (?) – PARTE BAJA DEL JURÁSICO SUPERIOR

Se dio a conocer en 1918 por De Golyer como Formación Cayetano. Se refirió en la publicación titulada *The geology of Cuban petroleum deposits. Amer. Assoc. Petrol. Geol.,* donde aparece la descripción original de esta formación. El nombre proviene del caserío San Cayetano, provincia de Pinar del Río, por lo que a partir del trabajo de R. E. Dickerson y W. H. Butt de 1935 y hasta la fecha, comenzó a generalizarse el uso de Formación San Cayetano. De Golyer no describió ni mencionó estratotipo alguno. Años más tarde, esta unidad litoestratigráfica fue redescrita por R. H. Palmer, 1945; C. W. Hatten, 1957; G. Haczewski, 1976; J. Hernández en: Martínez González, D. y R. Fernández de Lara, 1988. Se establecieron seis hipoestratotipos y un lectoestratotipo que se enumeran en el Léxico Estratigráfico de Cuba del Instituto de Geología y Paleontología (IGP), (Franco y colectivo de autores, 2002) como sigue:

El primer hipoestratotipo es un corte en la margen sur del rio Macurije, a unos 250 m al este del camino Mantua-Matahambre, provincia de Pinar del Rio. Corresponde con la localidad establecida por G. Haczewski (1976) para su denominada Facies C. Sus coordenadas Lambert son X=184 633, Y=298 882, en la hoja topográfica ICGC Guane, 3383 II.
El segundo hipoestratotipo es un corte en la carretera que va desde el caserío de Ancón hasta su entronque con la de Viñales-La Palma a aproximadamente 1 km al sureste de la Sierra de Ancón, provincia de Pinar del Rio. Corresponde con la localidad establecida por G. Haczewski (1976) para el segundo corte de su denominada Facies D. Sus coordenadas Lambert son X=219 352, Y=318 548, en la hoja topográfica La Palma, 3484 II.
El tercer hipoestratotipo está representado por un corte a unos 250 m al surroeste de la Sierra Ancón, provincia de Pinar del Rio. Corresponde con la localidad establecida por G. Haczewski (1976) para el tercer corte de su denominada Facies D. Sus coordenadas Lambert son X= 215 546, Y=318 033, en la hoja topográfica ICGC Cayo Inés de Soto, 3484 III.
El cuarto hipoestratotipo es un corte en la margen sur del Rio Mantua, a 1 km aproximadamente al sur de la localidad de Cabeza de Horacio, provincia de Pinar del Rio. Corresponde con la localidad establecida por G. Haczewski (1976) para su denominada Facies E. Sus coordenadas Lambert son X= 166356, Y=281132, en la hoja topográfica ICGC Guane, 3382 I.
El quinto hipoestratotipo es un corte a unos 250 m al suroeste de la carretera Viñales-Pinar de Rio, en la localidad de El Peligro, provincia de Pinar del Rio. Corresponde con la localidad establecida por G. Haczewski (1976)[53] para su denominada Facies F. Sus coordenadas Lambert son X= 221447, Y=303313, en la hoja topográfica ICGC Consolación del Sur 3483 I.
El sexto hipoestratotipo es un corte en la Carretera de Montaña, en la localidad de Alto San Francisco, a unos 1 200 m al sureste del caserio de Cinco Pesos, provincia de Pinar del Rio. Corresponde con la localidad establecida por G. Haczewski (1976) para su denominada Facies H. Sus coordenadas Lambert son X= 282850, Y=329150, hoja ICGC San Cristóbal, 3584 II.
El lectoestratotipo es un corte en una cañada a 1 km aproximadamente al este del río Mantua y a unos 1,5 km aproximadamente al este del caserío de Caracoles, provincia de Pinar del Rio. Corresponde con la localidad establecida por G. Haczewski (1976) para su denominada Facies A. Sus coordenadas Lambert son X= 171175, Y=283072, en la hoja topográfica ICGC Dimas, 3383 II.
En la Hoja 10(F 17-5) PINAR DEL RIO, del Mapa Geológico de la República de Cuba de la Academia de Ciencias de Cuba IGP, escala 1: 250 000 (Albear y otros, 1988), se observan amplias áreas de distribución de lo que ellos separan como Formación San Cayetano parte superior (Fm. Castellanos) y parte inferior o “Unidad a”, principalmente en la Sierra de Los Órganos de la Cordillera de Guaniguanico. En áreas menores aflora en la Sierra del Rosario. En el Mapa Geológico de la República de Cuba escala 1: 500 000 Hoja No. 1 (Linares y otros, 1985) esta unidad se distribuye ampliamente en la Sierra de Los Órganos siguiendo una dirección noreste-suroeste, solo que en esta obra la Formación San Cayetano se divide de la Formación Castellanos la cual también se cartografía geológicamente. En la UTE La Esperanza, se conoce por varios pozos petroleros desde la zona de Los Arroyos de Mantua hasta Puerto Esperanza. Fue registrada bajo el Neoautóctono por pozos petroleros en las zonas de Guane e Isabel Rubio. Aunque como se dijo, algunos geólogos la han dividido en varios miembros o paquetes, en general solo es posible identificar diferentes mantos o escamas tectónicas de la Formación San Cayetano, sin que se puedan distinguir estratigráficamente por su edad. Hay mantos donde predominan las capas finas de limolitas (60-70 %), limolitas esquistosas y limoareniscas de colores grises oscuros hasta negras (carbonificadas y piritizadas). Suelen existir, areniscas cuarzosas de granos finos, areniscas cuarzo feldespáticas grises claras, que intemperizan verdosas, arcillas carbonosas grisáceas, limolitas verdosas en capas muy finas, limolitas pardo–rojizas (por intemperismo). En otros mantos, predominan las psamitas (60 %): areniscas cuarzosas blancas–amarillentas, de granos medios y finos con limolitas, estratificadas y limoareniscas en alternaciones. Se reconocen algunos horizontes de conglomerados de cuarzo y microcuarcita y, areniscas cuarzosas de granos gruesos. Se registran áreas, donde afloran mantos tectónicos de potentes espesores de esquistos violáceos, limolitas violáceas y grises oscuras, filitas, areniscas de granos finos, verdosas, areniscas micáceo–calcáreas, grises–verdosas, con detritos vegetales.

Contrastando con estos mantos tectónicos, existen otros donde imperan las areniscas (90-95 %). Estas son cuarzosas blancas, cuarzo-feldespáticas con limolitas cuarzosas, verdosas y violáceas y conglomerados finos cuarzosos intercalados. En la parte probablemente superior de la unidad, comienzan a determinarse capas de micritas carbonosas microorganógenas y detríticas, areniscas calcáreas y esquistos carbonosos. En las areniscas calcáreas y las rocas carbonatadas, es donde se han determinado especies de braquiópodos y pelecípodos. Los minerales accesorios en esta formación son: pirita, calcopirita, magnetita, hematita, pirrotina, galenita, zircón, piroxeno rómbico, biotita, ilmenita, leucoxeno, esfena, muassanita, cromita, granate, espinela, rutilo, apatito y turmalina. Lo anterior testimonia a favor de que las rocas erosionadas fueron ácidas: granitoides, gneiss, magmáticas y metamórficas. Segura-Soto y colaboradores, por estudios de núcleos de pozos del norte de Pinar del Río, definieron la composición litológica de la Formación San Cayetano como: siliclastitas que son sin excepción, areniscas cuarcíferas de grano fino y medio, raramente de grano grueso, que transicionan de areniscas a vacas a medida, que crece la relación matriz / granos. Se incluyen además, las limolitas cuarcíferas muy frecuentes en los cortes y pelitas: que en el conjunto flyschoide, contribuyen notablemente a la laminación del mismo. Comprende desde arcilitas (*claystones*) hasta argilitas y esquistos sericíticos en los umbrales del dinamometamorfismo. A menudo, contienen fracción limosa de cuarzo, pudiendo pasar transicionalmente a limoargilitas. Presentan mayor contenido de materia orgánica; macroscópicamente se reconocen por su aspecto carbonoso y tiznan al tocarlas.

Los fósiles en la Formación San Cayetano son muy escasos, se han reportado *Ammonites: Perisphinctes spathi, P.(Discosphinctes) sp., Glochiceras cf. subclausum, Ochetoceras; Pelecípodos: Trigonia (Vaughonia) krommelbeini, Neocrassina (Neocrassina) sp., N. (Coelastarte) sp., Inoceramus (Inoceramus) sp., Eocallista (Hemicorbula) sp.; Helechos: Piazopteris branneri (= Phlebopteris cubensis).*

Los valores altos de COT en la parte alta de la Fm. San Cayetano, son interesantes para la búsqueda del petróleo en la región, incluso se han efectuado extracciones de Petróleo en algunas de sus capas lo que demuestra la existencia de un nuevo Play petrolero. Ver Tabla SP 4.

DOMINIO PALEOGEOGRÁFICO MARGEN CONTINENTAL

Existen datos geológicos y geofísicos, que demuestran que ya entre el Calloviano y el Oxfordiano, el mar estaba ocupando algunos de los espacios que se creaban por el evento de deriva en los asentamientos paleogeográficos de Proto-Caribe y Proto-Golfo de México. En Pinar del Río, se conoce la formación calloviana Pan de Azúcar y la oxfordiana Formación Jagua donde predominan los carbonatos. Algunas capas del Grupo Esperanza, también tienen edad Oxfordiano. En los yacimientos de la Sonda de Campeche y Tampico – Misantla en México, se reportan rocas carbonatadas productoras de hidrocarburos del Oxfordiano y Kimmeridgiano: formaciones Santiago y Tamán.

En el Kimmeridgiano, estos mares fueron someros, testimoniado por el desarrollo del miembro San Vicente de la Formación Guasasa de Cuba Occidental y los “paquetes IV y V” de la Formación Cifuentes descritos en el subsuelo desde el norte de La Habana hasta Varadero (Linares, 2003, Linares y otros, 2011 y 2015).

Estas formaciones se formaron, al sur de su emplazamiento actual, en un asentamiento paleogeográfico cercano al “Bloque Yucatán” en la apertura de Proto-Caribe, a cierta distancia de los ambientes de aguas someras del sur de la Megaplataforma Florida – Bahamas. A continuación, se fueron definiendo los Conjuntos Petrotectónicos (CPT) de Carbonatos Pelágicos, los de Plataforma Carbonatada y Talud, resultando un ciclo de deposición predominantemente transgresivo continúo que sucedió al DP del *Synrift*.

TABLA SP-4 ROCK EVAL PINAR DEL RIO

VALORES NOTABLES DE ANALISIS DE ROCK EVAL EN ROCAS DEL SYNRIFT: FORMACION SAN CAYETANO. SIERRAS DE LOS ORGANOS Y DEL ROSARIO, PROVINCIA DE PINAR DEL RIO.

AREA	COORDENADAS		MUESTRA	TOC %	S1 %	S2 %	S3 %	S3'	S3 CO	S3'CO	PC	RC	RC/TOC	PYRO MINC	OXI MINC	MINC	OI	OICO	TPI	S2/S3	T max °C	RI %	HI
	X	Y																					
Guane			CS 286	7.61	0	0	0.85	3.53	0.01	0	0.02	7.58	1	0.1	5.04	5.14	11	0			274		0
Guane			CS 287	5.82	0	0	1.14	4.93	0.25	0.01	0.04	5.78	0.99	0.13	6.64	6.68	20	4	0		363		0
Guane			CS 288	4.78	0	0	0.44	3.34	0	0	0.01	4.77	1	0.09	2.56	2.65	9	0			274		0
Guane			CS 289	2.26	0	0	0.57	8.48	0.06	0	0.02	2.24	0.99	0.23	2.40	2.63	25	2			272		0
Guane			CS 290	2.29	0	0	0.66	4.59	0.14	0.19	0.02	2.27	0.9	0.13	1.52	1.64	29	6			272		0
Guane			CS 304	2.12	0	0	0.25	9.31	0	0	0.01	2.11	1	0.25	7.39	7.65	12	0	1		272		0
Guane			CS 305	1.87	0	0	0.42	8.39	0.1	0	0.02	1.86	0.9	0.23	8.59	8.82	23	5	0		371		0
Guane			CS 307	1.08	0	0	0.66	9.15	0	0	0.02	1.06	0.98	0.25	7.27	7.52	61	0	0.7		375		0
Guane			CS 295	1.5	0	0	0.27	2.99	0.27	0.08	0.02	1.48	0.99	0.08	11.08	11.16	18	18			274		0
Guane			CS 296	3.98	0	0	0.23	5.24	0.06	0.01	0.01	3.97	1	0.14	8.93	9.08	6	2			273		0
Guane			CS 297	3.94	0	0	0.75	5.45	0.05	0	0.02	3.92	0.99	0.15	3.43	3.57	19	1			271		0
Guane			CS 298	4.4	0	0	1.01	4.79	0.01	0	0.03	4.37	0.9	0.13	5.42	5.55	23	0	0		330		0
Guane			CS 299	2.89	0	0	0.52	6.85	0	0	0.01	2.87	1	0.19	8.47	8.66	18	0	1		273		0
Castell			CS 312	1.38	0	0.03	0.09	2.32	0.13	0.21	0.01	1.37	0.99	0.06	0.01	0.08	7	10	0		598		2
Castell			CS 314	3.21	0	0.15	0.32	6.38	0.43	0.41	0.04	3.17	0.99	0.17	0.01	0.18	10	13	0		600		5
	282104	328806	EL-III-20	1.93	0.15	1.73	0.30										15.54				428		89.64
	282104	328806	EL-III-20	1.19	0	0							0.99						0.06		484		5
	282966	329686	CUB-156	1.23	0	0							0.99						0.05		481		7
	282966	329686	CUB-154	1.03	0.01	0.02							0.96						0.06		460		42
	282966	329686	CUB-153	1.22	0.03	0.03							0.96						0.09		458		48
	282104	328806	CUB-80	1.41	0.02	0.04							0.93						0.04		433		85
	282104	328806	CUB-81	1.49	0.03	0.05							0.94						0.07		434		68
	282104	328806	CUB-82	1.32	0.05	0.04							0.92						0.07		430		85
	282104	328806	CUB-83	1.4	0.08	0.08							0.91						0.10		429		99
	282104	328806	CUB-84	1.09	0.03	0.03							0.95						0.08		429		60
	282104	328806	CUB-85	2.05	0.04	0.08							0.90						0.05		431		113
	282104	328806	CUB-86	1.51	0.04	0.1							0.90						0.08		432		106
	282104	328806	CUB-87	1.08	0.05	0.02							0.94						0.09		427		61
	282104	328806	CUB-88	1.04	0.07	0.03							0.89						0.08		429		115
	282104	328806	CUB-89	1.82	0.03	0.03							0.85						0.02		430		170
	226973	323580	CUB-29	1.02	0	0.02							0.99						0.28		504		7
	226973	323580	CUB-31	1.4	0.01	0.03							0.99						0.25		611		7
	226973	323580	CUB-32	0.98	0	0.01							0.98						0.09		609		14

UTE SIERRA DE LOS ÓRGANOS Y UTE SIERRA DEL ROSARIO

Pszczolkowski y colaboradores en 1975, reconocieron en la Cordillera de Guaniguanico varias unidades tectónicas, que agruparon en dos "Cinturones" (Belts): Sierra de los Órganos y Sierra del Rosario. En sus primeras exploraciones, ellos encontraban diferencias en su estratigrafía y estilo tectónico. Incluso, nombraron en la Sierra del Rosario dos secuencias estratigráficas: una norteña y otra sureña. Pero en las últimas publicaciones, razonan que tanto el Cinturón La Esperanza (UTE La Esperanza), como el de Sierra del Rosario, representan la misma historia geológica de su evolución. Linares en el 2003, trata la idea de que si se excluyen las rocas del Synrift -que aflora en los tres cinturones-, el resto de los depósitos pertenecen a un conjunto similar, depositado en un Margen Continental, donde las insignificantes diferencias no justifican nombrar "terrenos" o nuevas zonas, con rocas que fueron depositadas en similares condiciones, como aquellas descritas por afloramientos, en Cuba Central y en el subsuelo al norte de las provincias La Habana, Mayabeque y Matanzas. En conclusión, el autor prueba mediante comparaciones petrológicas, paleontológicas y geoquímicas, que son similares a las de la UTE Placetas y probablemente a las de la UTE Camajuani de Cuba Central. El investigador sin embargo, en tanto no se amplíen los argumentos, describió por separado las UTE La Esperanza, Órganos y Rosario.

En la presente investigación se referirán solo las unidades litoestigraficas de la zona que se está tratando.

JURÁSICO MEDIO CALLOVIANO – JURÁSICO SUPERIOR KIMMERIDGIANO EN LAS UTE SIERRA DE LOS ÓRGANOS Y SIERRA DEL ROSARIO

Este intervalo de tiempo comprende casi 14 millones de años en la Escala Geológica Internacional del Tiempo (2008). En las UTE Los Órganos, durante la etapa de deriva se reconoce la Formación Jagua y el Miembro San Vicente de la Formación Guasasa. En algunas áreas de la UTE Sierra del Rosario se observan rocas de un magmatismo de Margen Continental de edad Calloviano (?) – Oxfordiano.

FORMACIÓN JAGUA OXFORDIANO

La Formación Jagua fue reconocida en 1945 por Palmer en los alrededores del caserío La Jagua Vieja y toma su nombre del mogote homónimo apocopado, en la Sierra de Los Órganos, provincia de Pinar del Río. El autor no describió su estratotipo, ni tampoco otros investigadores que trabajaron posteriormente por la región como Hatten en 1957 y Herrera en 1961. En 1968, Judoley y Furrazola en su obra *Estratigrafía y Fauna del Jurásico de Cuba*, situaron a la Formación Jagua en todo el Oxfordiano, describiendo varios géneros de macrofauna principalmente restos de peces, reptiles y numerosos ammonites. Una descripción más formalizada y amplia, se realizó por los autores de los trabajos de cartografía geológica de la provincia de Pinar del Rio, quienes llamaron Formación Jagua a los depósitos calcáreos y arcillosos arenosos, que disponen entre las formaciones San Cayetano y Guasasa (Pszczolkowski y otros, 1975; Kutek y otros, 1976; Myczynski, 1976; Wierzbowski, 1976). De acuerdo con sus datos, la Formación Jagua consiste principalmente de micritas grises y negras, calizas margosas, areniscas y argilitas, agrupadas en cuatro conjuntos litológicos diferentes que les permitió separar cuatro miembros: Pan de Azúcar -elevado a categoría de formación por Fernández-Carmona, 1998-, Zacarías, Jagua Vieja y Pimienta. Pszczolkowski y colaboradores, atribuyen toda la unidad al Oxfordiano Medio – Oxfordiano Tardío. Una amplia difusión tienen los afloramientos de esta unidad en la región de Viñales y Consolación del Norte. Como fósiles índices se reconocen*: Foraminiferos: Conicospirillina basiliensis; Bivalvos: Liostrea sp., Neocrasina sp., Gryphaea sp., Ostrea sp., Plicatula sp., Posidonomya sp.; Ammonites: Cubaochetoceras sp., Cubaspidoceras sp., Discosphinctes spp., Euaspidoceras spp., Glochiceras sp., Ochetoceras spp., Llamellaptychus sp., Mirosphinctes sp., Perisphinctes spp., Vinalesphinctes spp., Incertae sedis: Globochaete alpina.*

Las rocas de la Formación Jagua se depositaron en un ambiente nerítico poco profundo dentro de la plataforma. El espesor puede llegar hasta los 160 m.

KIMMERIDGIANO MIEMBRO SAN VICENTE DE LA FORMACIÓN GUASASA

En las sierras de Los Órganos y Rosario – en menores áreas-, en el Kimmeridgiano se describe el miembro San Vicente de la Formación Guasasa que son rocas carbonatadas de una facies marina con profundidades someras entre 50 y 100 metros. Desde 1932, E. L. De Golyer nombró estas rocas con el apelativo informal "Viñales limestone", por el amplio desarrollo que las mismas tienen formando mogotes y otras elevaciones en las sierras de Viñales, La Guasasa, Lomas de San Vicente, las sierras Ancón y San Vicente entre otras áreas. Iguales rocas formaban parte de la Formación San Andrés descrita en 1937 por L.W. J. Vermunt en su obra Geologia de la provincia de Pinar del Rio, publicada en Geogr. Geol. Mededeel Phys. Geol. Rocks No. 13.
Con la categoría de miembro de la Formación Guasasa fue propuesto por Herrera en 1961. Una redescripción se hizo por R. Myczynski en: A. Pszczólkowski *et al.*, 1975. Años más tarde, este conjunto carbonatado se incluyó en la Formación Viñales del Grupo homónimo, propuesto por C. Judoley en Linares *et al.*, 1985. En este trabajo se empleará como base de las subdivisiones, el trabajo de A. Pszczólkowski, Dora Garcia y Santa Gil, sobre el límite Tithoniano-Berriasiano en la Sierra del Infierno en Pinar del Rio, del año 2005. El corte tipico de esta unidad está ubicado en el extremo suroccidental de la Sierra La Guasasa, a unos 4 km aproximadamente al norte del centro del poblado de Viñales, provincia de Pinar del Río, en las coordenadas Lambert: X: 221000 Y: 316000 Hoja topográfica: CONSOLACIÓN DEL SUR, 3483 I.
Hasta los recientes reportes de rocas neríticas de plataforma interna en la parte baja de la Formación Cifuentes, se creía que el miembro San Vicente, era el único representante de tal paleoambiente en el Kimmeridgiano de Cuba. Incluso es un argumento sostenido por muchos investigadores, que niegan la marcada similitud que se demuestra entre las rocas del DP del Margen Continental de Cuba Central y Occidental. Existe una estrecha semejanza entre el miembro San Vicente y los "paquetes IV y V" de la Formación Cifuentes, bien estudiados en los yacimientos desde Varadero hasta Guanabo. Excelentes exposiciones del miembro San Vicente se ubican en la margen oriental de la Sierra de San Vicente formando enormes mogotes. Este miembro, congrega calizas grises claras hasta negras, con estratificación masiva o en capas gruesas, por lo general carsificadas. En algunas partes están estratificadas y se exponen total o parcialmente dolomitizadas. Pueden tener nódulos y lentes de pedernales oscuros. Entre la Formación Jagua y el miembro San Vicente, existe una brecha calcárea sedimentaria, que sirve de horizonte de separación. Pszczolkowski, distinguió los siguientes tipos de microfacies del miembro que estamos tratando: micritas con coprolitos, pelsparitas, oomicritas y oosparitas, biosparitas, biomicritas, calizas oncolíticas, intraoosparitas e intrabiosparitas.
Los estudios de Pszczolkowski y colaboradores (2005), corroboran el modelo de evolución geodinámica y paleogeográfica que se está describiendo. Al final del Oxfordiano, comenzó una sedimentación carbonatada en mares poco profundos. Sus estructuras sedimentarias y las características de microfacies, indican un paleoambiente moderadamente agitado. En la parte superior del miembro San Vicente y dentro de los estratos transicionales hacia el miembro El Americano, existen algunos paquetes de micritas y calcilutitas en estratos finos, que pueden indicar una interdigitación de facies de cuenca y de aguas someras. Las rocas del miembro San Vicente, también afloran más allá de la polémica "Falla San Andrés", hacia el este, en la parte norte en la Sierra del Rosario. Por ello Linares (2003) considera no fundamentada la división en dos Dominios: Pinar y Las Villas muy empleados en los ultimos tiempos. La propia Formación Artemisa, en la parte baja del miembro La Zarza, tiene algunas calcarenitas y calciruditas con bioclastos de algas, pelecípodos, equinodermos, ooides, oncoides, peloides y litoclastos, típicos de depósitos de aguas poco profundas. Los depósitos post – Kimmeridgiano del miembro La Zarza en la Sierra del Rosario, no exhiben características típicas de sedimentos pelágicos. Al parecer, se acumularon en una zona transicional a una cuenca más profunda, o dentro de un ambiente con cierta restricción, a juzgar por la ausencia de fósiles nectónicos o bentónicos autóctonos. Así, Pszczolkowski, opina sobre el desarrollo de una sedimentación carbonatada de aguas poco profundas, desde el Oxfordiano Tardío hasta el Tithoniano Temprano. De acuerdo a la extensión de este tipo de sedimentos en Cuba Central y Occidental, el área de deposición fue una

cuenca de extensión considerable. A iguales conclusiones se puede llegar, considerando los tanteos de microfacies realizados por un colectivo de investigadores del CEINPET, quienes estudiaron los sedimentos de los "paquetes IV y V" de la Formación Cifuentes. Según sus conclusiones, los agregados rocosos del Kimmeridgiano Superior, están bien expresados en lo que ellos llaman "Placetas Occidental" y "Placetas Central" y sus microfacies y fósiles, indican un paleoambiente nerítico interno, con profundidad media de las aguas entre 0 y 50 metros. La microfacies que imperan en "Placetas Occidental" es carbonatada en tanto en "Placetas Central" lo son arcillas limosas (52,6 %), *mudstone* calcáreo limoso y *wackestone* de bioclastos y peloides. Las limolitas cuarcíferas, ocupan un 10,5 %.

La descripción de las características de los "paquetes IV y V" de la Formación Cifuentes, resultan un sólido fundamento para su equiparación con el miembro San Vicente de la Formación Guasasa de Pinar del Río. Adicionalmente, se pueden ver los resultados del estudio realizado por un colectivo de investigadores del CEINPET cuyo líder fue R. Segura-Soto, quienes revisaron diferentes mantos del Miembro San Vicente en el pozo Pinar No.1 perforado en el Valle de Pons en Pinar del Río. Como resumen, allí se reconocieron ocho paquetes litológicos; los cuatro inferiores son: 1.*Wackestone* de oolitas y peloides (5 055-5 200 m), que evidencia la secuencia marina somera del paquete que le sucede. Abunda *Favreina salevensis.* 2. *Grainstone Packestone* / *Grainstones* y escasos *Mudstones* calcáreos (4 380-5 055 m), con anhidrita y yeso. Consta además de dolomitas. Abunda *Favreina salevensis,* aparecen abundantes fragmentos de moluscos, gasterópodos, bivalvos y placas de equinodermos. Son rocas de ambiente somero, estratificación masiva que testimonia una alta velocidad de deposición y energía de alta a moderada. 3. *Mudstones* calcáreos – arcillosos (4 265-4 380 m). Escasos fósiles. La energía disminuye, restricción del medio en condiciones anóxicas. 4. Calizas dolomíticas y dolomitas (4 088-4 265 m). La biota fundamental son *Favreinas* mal conservadas, de ambiente de plataforma interna, carbonatada, de aguas muy someras. Alta velocidad de sedimentación. Temperaturas tropicales. Ambiente no favorable para materia orgánica. En la parte superior: 5. *Mudstone* calcáreo – arcilloso (1 870-2 045 m), de ambiente somero bien protegido. 6. *Wackestone / Packestones*, *Grainstones* con peloides, intraclastos y bioclastos (1 550-1 870 m). Los fósiles son más abundantes, fundamentalmente *Favreina joukowsky.* También es de aguas someras. 7. *Mudstones, Wackestones / Packestones* con peloides y bioclastos (1 035-1 550 m). Fauna fósil *Favreina joukowski*, energía más baja. 8. *Mudstones / Wackestones* (875-1 035 m). Velocidad de sedimentación moderada, energía baja, indica una cuenca más abierta. En el trabajo citado, fijan la edad Kimmeridgiano del miembro San Vicente por *Favreina joukowsky* y *Favreina salevensis.* La profundidad del mar oscilaba entre 20-50 metros (aguas someras).

TITHONIANO UTE SIERRA DE LOS ÓRGANOS Y SIERRA DEL ROSARIO

A principios del Tithoniano ocurrió un aumento del nivel del mar en Proto-Caribe Figura 4. evidenciado por la deposición de carbonatos pelágicos con radiolarios, *Chitinoidella spp., Saccocoma sp.,* cámaras embrionarias de amonites, *Globochaete alpina* , que nos sugiere que la profundidad de deposición superaba 100 metros, en ambiente desde nerítico externo a batial, en condiciones anóxicas, que se manifiestan por la conservación de una fina estratificación, ausencia casi total de fósiles bentónicos, abundancia de pirita y materia orgánica singenética, por lo que resultan rocas madre potencialmente generadoras de petróleo. Esto fue un episodio a escala global. Sin embargo, en algunas zonas todavía se conservaron condiciones de depósitos someros, lo que se demuestra en singulares afloramientos de las Sierras de Los Órganos y del Rosario y en los pozos Martín Mesa No. 2, CHD-1X y Cayajabos No. 3, donde incluso se reportan los palinomorfos: *Classopollis sp., Cyathidites australis,* restos leñosos, que confirman deposiciones en una plataforma interna de aguas someras, dentro de un medio protegido. En la UTE Sierra de Los Órganos las rocas tithonianas están representadas por el miembro El Americano de la Formación Guasasa. En la Sierra del Rosario al Tithoniano se atribuye la Formación Artemisa (miembro La Zarza).

TITHONIANO MIEMBRO EL AMERICANO DE LA FORMACIÓN GUASASA

V. Housa y M. L. de la Nuez refirieron originalmente este miembro en 1972 en su trabajo: "Hallazgo de Ammonites del Kimmeridgiano en la hacienda "El Americano". El nombre procede de la antigua hacienda El Americano, ubicada 6 km al sur del pueblo de Consolación del Norte (La Palma), provincia de Pinar del Río. La sección tipo está en dicha localidad en el límite oriental de la Sierra de Los Órganos donde se situó el Holoestratotipo. Coordenadas Lambert: X: 240900 Y: 321200 Hoja topográfica: LA PALMA, 3484 II.
El miembro El Americano fue reconocido en la parte media de la Formación Guasasa sobre los depósitos del miembro San Vicente. Los depósitos comprenden, calizas de color gris oscuro a negro, granulares, bien estratificadas, con ocasionales intercalaciones de calizas arcillosas esquistosas. Además se reportan calizas dolomíticas y dolomitas. La unidad en cuestión, es de edad Tithoniano, y ha sido datada tanto por microfósiles como por la abundancia de ammonites, en su localidad tipo. La oríctocenosis está representada por *Saccocoma sp., Aptychus sp., Cadosina sp., Colomisphaera carphatica y Colomisphaera ciezcynica* y los géneros de ammonites: *Pseudolissoceras, Litohoplites, Corongoceras y Vinalesites rosariensis.* Numerosos ammonites indican la edad Tithoniano del miembro. En la parte media existen varias especies de *Chitinoidella* que fueron registradas por Furrazola-Bermúdez y Kreisel (1973) en las secciones del Valle del Ancón. En la parte superior hay *Crassicollaria y Calpionella* así como abundantes fragmentos de *Saccocoma sp.* De acuerdo a Pszczolkowski, el límite superior de la unidad se aproxima a la frontera entre las zonas *Crassicollaria y Calpionella.* Los depósitos del miembro El Americano están determinados en el pozo Pinar No. 1 en los intervalos 3 080-3 245 m y 3 660-4 088 metros. En el núcleo No. 64 del pozo Pinar No. 1 (3 748-3 753 m), se determinaron Calpionélidos que deben pertenecer a la zona *Crassicollaria* por su asociación con *Saccocoma sp.*. Las rocas del miembro El Americano son comparables a los "paquetes I, II y III" de la Formación Cifuentes. Segura-Soto, describió el miembro El Americano en el pozo Pinar No. 1 (Jimenez-Brunet, 1988, Linares, 2003, Linares y otros, 2011, 2015) en dos mantos. De abajo hacia arriba, describe un solo paquete litológico: *wackestone* / *packestone* de bioclastos gruesos con escasos intraclastos (3 660-4 088 m), existiendo eventualmente *mudstones* calcáreos arcillosos y *floastone* / *rudstones* de bioclastos muy gruesos. Hay bandeamiento horizontal muy fino y abundan los radiolarios. Sugiere una lenta circulación de las aguas, poca presencia de oxígeno y pirita que comprueban la clasificación del medio ambiente anóxico. Es buena roca madre por su contenido de materia orgánica. La estratificación laminar demuestra disminución de la velocidad de sedimentación. La abundancia de *Saccocoma sp.* unida con restos de *Aptychus sp.,* testimonia a favor de un ambiente de plataforma externa entre 50 y 200 metros, porque estos microorganismos caracterizan facies transicionales someras a profundas, como ocurrió del Kimmeridgiano hacia el Tithoniano Temprano. Otro paquete del Tithoniano se distingue entre los núcleos No. 47 al 52. Son *packstone* / *rudstones* de bioclastos gruesos y peloides (3145-3245 m); *wackestones* / *packstones* de bioclastos finos y peloides (3 080-3 145 m). La litología predominante revela una energía baja con abundantes moldes recristalizados de radiolarios (parte alta del miembro El Americano) y *Saccocoma sp.* con eventuales ocurrencias de *Cadosina fusca,* esta define la edad Tithoniano, ya que la especie no baja al Kimmeridgiano. La circulación de las aguas es lenta y el medio favorece la oxidación, la velocidad de deposición es baja. Ambos paquetes se diferencian bien. Se está en presencia de una plataforma externa carbonatada, que en un principio fue menos profunda (todavía "recordaba" las condiciones del miembro San Vicente) y finalmente se hizo más abierta, permitiendo mayor comunicación de las aguas, puede considerarse ambiente nerítico externo entre 100-200 metros de profundidad. El espesor puede alcanzar algunas decenas de metros.

CRETÁCICO INFERIOR- CRETÁCICO MEDIO EN LAS UTE SIERRA DE LOS ÓRGANOS Y SIERRA DEL ROSARIO

UTE SIERRA DE LOS ÓRGANOS
CRETÁCICO INFERIOR BERRIASIANO MIEMBRO TUMBADERO DE LA FORMACIÓN GUASASA

Este miembro fue designado por primera vez por Herrera (1961), redescrito posteriormente por V. Housa y M. L. de la Nuez, 1972; y Myczynski, R. en: A. Pszczólkowski *et al.*, 1975, situándolo en la parte superior de la Formación Guasasa para caracterizar las calizas que suprayacen al Tithoniano (Miembro El Americano) y subyacen al Miembro Tumbitas. Fue referido posteriormente en: "*Contribución a la estratigrafía de la provincia de Pinar del Río* (1987). Para las descripciones de este trabajo, se tomará como base, la Tesis Doctoral de José Fernández Carmona de 1998, las investigaciones estratigráficas de varios años de Linares y otros, 2015 y la investigación de Andrzej Psszczólkowski y Ryszard Myczynski del año 2009, sobre la evolución de la deposición del Tithoniano Temprano-Valangianiano en la Cordillera de Guaniguanico. Se empleará además, el artículo citado anteriormente de A. Pszczólkowski, D. Garcia-Delgado y S. Gil-González del 2005.
El nombre del miembro se debe a la Sierra de Tumbadero y su estratotipo se sitúa en las Coordenadas Lambert: X: 218725 Y: 313700 Hoja topográfica: CONSOLACIÓN DEL SUR, 3483 I, en el borde noroccidental del Mogote del Valle a unos 3m km al noroeste del centro del poblado de Viñales.
La litología diagnóstica consiste en micritas y biomicritas con frecuencia laminadas, bien estratificadas (0,1-0,3 metros) y calcilutitas con intercalaciones de pedernal negro. El Miembro Tumbadero, aflora en varias secciones de las Sierras de Viñales, Guasasa, San Vicente, del Infierno y Guacamaya entre otras. En la localidad Hacienda El Americano, el espesor del miembro alcanza cerca de 40 metros, mientras en otras secciones oscila ente 20-50 metros. Los fósiles más notables son calpionélidos de los géneros *Calpionella y Calpionellopsis* que fijan la edad Berriasiano. En la Hacienda El Americano, se observa el tránsito gradual del Jurásico Superior Tithoniano al Cretácico Inferior Neocomiano.

CRETÁCICO INFERIOR BERRISIANO SUPERIOR - VALANGINIANO INFERIOR MIEMBRO TUMBITAS DE LA FORMACIÓN GUASASA

Fue propuesto por Housa y de La Nuez en 1972, en su trabajo: *Hallazgo de Ammonites del Kimmeridgiano en la hacienda "El Americano", Pinar del Río,* redescrito posteriormente por R. Myczynski en: A. Pszczólkowski et al., 1975. El nombre procede de la localidad Tumbitas situada aproximadamente a unos 6 km al sur del poblado de La Palma, provincia de Pinar del Río. El perfil tipo se situó en la hacienda "El Americano", paraje situado al sur de La Palma. Coordenadas Lambert: X: 240900 Y: 321200 Hoja topográfica: LA PALMA, 3484 II.
Esta unidad litoestratigráfica ha sido distinguida en la parte superior de la Formación Guasasa, sobre los depósitos del Miembro Tumbadero, antes descrito. La sección tipo está en la Hacienda El Americano. Litológicamente, consta de biomicritas grises claras y oscuras, hasta negras, bien estratificadas, donde se observan fenómenos de bioturbación, lo que causa que las rocas con frecuencia estén moteadas. A diferencia del miembro Tumbadero aquí no hay pedernales. Como ocurre en el miembro subyacente, en esta unidad los ammonites están mal conservados y apenas se observan. Sin embargo, los calpionélidos son abundantes.
En las secciones de la Sierra de San Vicente se describen: *Calpionella ellíptica Cadisch, Tintinnopsella carphatica/Murg. y Filip./, Remaniella cadischiana/Colom/, Remaniella dadayi Knauer, Calpionellopsis simplex/Colom/, Calpionellopsis oblonga/Cadisch/, Calpionellites darderi/Colom/*. En las secuencias del Valle del Ancón se determinaron: *Calpionella alpina Lorenz, Tintinnopsella cf. carphatica/Murg. y Filip./, Remaniella cadischiana/Colom/, Remaniella dadayi Knauer, Calpionellites darderi/Colom/, Amphorellina sp.* En la Hacienda El Americano además de algunos de estos fósiles se distinguen: *Tintinnopsella longa/Colom/.* En la Sierra del Infierno, existen también los fósiles descritos anteriormente. De acuerdo con los estudios de J. Fernández (1998), la presencia de *Calpionellites darderi*, en estos sedimentos, indican edad Valanginiano. Por consideraciones estratigráficas corresponderia a la parte inferior del Valanginiano. Andrzej Psszczólkowski y Ryszard Myczynski en el 2009, lo sitúan desde el Beriasiano Superior lo cual se admite en esta investigación. Los depósitos del Miembro Tumbitas están bien representados en el Pozo Pinar No. 1 en los intervalos 532-840 m; 2 790-3 080 m; 3 245-3 370 m y 3 440-3 660 m. La descripción petrográfica de estos intervalos coincide: micritas y biomicritas más o menos arcillosas, de colores grises claros y oscuros y argilitas negras ricas en materia orgánica. Como proceso secundario más importante, está la calcitización que se desarrolla por fracturas y que al

lixiviarse forma poros y cavernas. La biota característica en la profundidad, corresponde a la zona de *Calpionellites darderi: Tintinnopsella longa, Nannoconus spp., Cadosina spp.;* además calpionélidos calcáreos y moldes de radiolarios, en el núcleo No. 5 (717,1-721,7 m). En otros intervalos del pozo hay secciones que pueden atribuirse al Berriasiano (miembro Tumbadero) según opinión de Fernández (1998).

En el pozo Pinar No. 1 entre 3440-3515 metros, núcleos No. 58 y 59, se describen depósitos que no contienen calpionélidos calcáreos mostrando una litología similar a la descrita para el Miembro Tumbitas Figura 5, pero que tienen edad Hauteriviano-Barremiano. Algo similar ocurre en el intervalo 2790-3080 metros en el Núcleo No.43. Estas rocas pueden corresponder a la Formación Pons (antes Miembro Infierno) de acuerdo a un trabajo reciente de A. Pszczólkowski[118] que se tratará a continuación. El Miembro Tumbitas yace concordantemente sobre el Miembro. Tumbadero. Está cubierto concordantemente por la Fm. Pons y discordantemente por la Fm. Ancón. Los espesores no sobrepasan los 300 metros.

CRETÁCICO INFERIOR VALANGINIANO SUPERIOR - APTIANO INFERIOR FORMACIÓN PONS

Entre los pisos Valanginiano y Aptiano Inferior, mediaron unos 20 millones de años en la Escala Geológica del Tiempo. A pesar de que en esta área se han realizado varios trabajos de cartografía geológica e investigaciones temáticas, todavía existen aspectos que se debaten sobre las unidades litoestratigráficas que pertenecen a esta edad. Se han propuestos nombres para diferentes formaciones o miembros, cuyos límites no siempre coinciden, de manera que aún cuando se quieran encontrar sinonimias resulta difícil. Uno de los pioneros en las propuestas fue Ch. W. Hatten quien en 1957 agrupó las rocas del Aptiano-Turoniano en su Formación Pons. Posteriormente, N. M. Herrera, en 1961 y V. Housa, en 1974 describieron el Miembro Mina; A. Pszczólkowski y R. Myczynski reconocieron en 1975 el Miembro Infierno de la Formación Guasasa. Entre 1978 y 1985 en los trabajos para estudios de la Metalogenia de la provincia de Pinar del Rio (Mormill y otros, 1980) y en el Mapa Geológico de la República de Cuba a escala 1: 500 000 (Linares y otros, 1985), se separó en el Neocomiano la Formación Cuajaní propuesta en 1956 por P. Truitt en: P. Truitt y P. Brönnimann, primero individualmente y luego formando parte del Grupo Los Órganos.
Rocas de esta edad fueron registradas en el único pozo petrolero perforado en la zona: El pozo Pinar No. 1 en el intervalo 2790-3080 metros principalmente en el Núcleo No.43.

FORMACIÓN PONS

Fue dada a conocer por Hatten (1957). La Formación Pons, de acuerdo con las propuestas más recientes, tiene edad Valanginiano Superior – Aptiano Inferior, basándose en determinaciones de nannocónidos, contenidos en las rocas de la localidad tipo. Sin embargo, se requieren algunas reflexiones sobre esta unidad litoestratigráfica. En principio, la formación fue propuesta por Hatten, para distinguir un conjunto de rocas que afloran en el Valle de Pons en la Sierra de Los Órganos. Estos depósitos, con relaciones no muy claras todavía, están sobreyacidos por la Formación Peñas –también propuesta por Hatten-, que distingue las rocas del Cretácico Superior. En realidad, las calizas y pedernales que se agrupan en ambas unidades, sólo difieren en el contenido de fósiles y no tienen la cantidad de rocas siliciclásticas que describió Hatten, por eso Pszczolkowski, y otros[115] (1999 a), únicamente atribuyeron a la unidad las calizas y silicitas. El estratotipo, está en el lecho del Río Las Piedras, a 1,5 km al suroeste del poblado de Pons, provincia de Pinar del Río. Coordenadas Lambert: X: 201200 Y: 304400 Hoja topográfica ICGC: MINAS DE MATAHAMBRE, 3483 IV. Allí se han descrito micritas y biomicritas de colores grises claros a casi negro, ricas en nannofósiles calcáreos que tiene capitas, lentes y nódulos de pedernales intercalados. Originalmente, Hatten le asignó edad Albiano – Turoniano. Los geólogos petroleros y el colectivo de autores del Mapa Geológico de Cuba 1:500 000 (Linares y otros, 1985), le atribuyeron edad Albiano–Turoniano y Cenomaniano- Turoniano, respectivamente. En 1999, como se expresó, A. Pszczolkowski, basado en estudios de nannocónidos, calpionélidos y foraminíferos, argumentó la edad Valanginiano Superior – Aptiano Inferior. En la sección del Río

Las Piedras, describió cuatro muestras de la parte inferior de la unidad. Se trataba de micritas y biomicritas bien ricas en varias especies de Nannoconus. En una muestra, hay foraminíferos planctónicos y bentónicos, dispersos Calpionélidos y frecuentes *Globochaete alpina Lombard*, además *Hedbergella Bronnimann et. Brown*, 1958 y *Spirillina sp.* Los calpionélidos son: *Tintinnopsella carphatica Murgeanu et Filipescu*. Adicionalmente, se relacionan *Nannoconus bermudezi, N. Bonettii, N. Cf. Kamptneri, N. Steinmannii y N. Steinmannii minor.* La edad de esta parte se considera Valanginiano Superior – parte baja del Hauteriviano y se corresponden con depósitos de un ambiente pelágico.

En esta obra se quieren significar los siguientes aspectos: muy cerca del estratotipo de la Formación Pons apenas a 2.5 km al noroeste, se expone el corte de una cantera para materiales de construcción donde se han descrito rocas que diferentes investigadores atribuyen a los miembros Tumbadero, Tumbitas, Infierno o a la Formación Pons. Las observaciones de campo realizadas por Linares en diferentes investigaciones (1980, 1985, 2000, 2003)[94,77,79,80], demostró que junto a las rocas del Neocomiano en esta zona, están evidenciadas las calizas del Aptiano que marcan la transición hacia las silicitas y arcillas de la Formación Santa Teresa, que por primera vez se reportan en el valle de Pons. De manera que, como Formación Pons, se han estado examinando sedimentos del Miembro Tumbitas y las calizas de la parte aptiana de la Formación Santa Teresa, por lo cual, es una unidad que debe analizarse con mayor detalle, ya que si se trata de rocas que ocupan la parte alta del Valanginiano hasta el Albiano ampliaría su distribución regional al sustituirse el antiguo Miembro Infierno de la Formación Guasasa por la Formación Pons, muy útil para las correlaciones estratigráficas. Definitivamente, lo más acertado resultaría emplear la Formación Pons en el sentido de los últimos trabajos de A. Pszczolkowski y coautores (1999, 2005,2009) situandola desde el Valanginiano Superior sobre el Miembro Tumbitas.

FORMACIÓN MONCADA

La Formación Moncada fue estudiada detalladamente durante los trabajos del proyecto cubano-japonés denominado "*Eventos Paleoambientales y Paleoecológicos ocurridos en el límite Cretácico- Terciario en Cuba"***.** Este conjunto de rocas de apenas 184-191 cm de espesor ya había sido reportado por Bralower e Iturralde-Vinent en 1997, pero no como unidad independiente. La misma fue publicada como unidad litoestratigráfica en Tada et al., 2002. Su holoestratotipo está situado a pocos metros de la intersección de la carretera Viñales-Pons-Minas de Matahambre con la intersección de la carretera hacia el caserío El Moncada. Coordenadas Lambert: X: 207500 Y: 305600, Hoja Topográfica ICGC MINAS DE MATAHAMBRE 3483 IV.

Los estudios han establecido una secuencia de areniscas calcáreas, intercaladas con lutitas calcáreas y areniscas de grano muy fino en la parte superior del corte. Tada y otros en el 2002, distinguieron cinco paquetes de areniscas que disminuyen el espesor de sus capas y la granulometría de abajo hacia arriba. En los paquetes inferiores se observan estas características con más claridad. La base de la unidad inferior, o sea la que marca la discordancia con la Formación Pons que le infrayace discordantemente, resulta la de granulometría más gruesa. Los fragmentos que componen estas areniscas son de micritas de color gris claro, calizas silicificadas y pedernal negro a grisáceo, limolitas, hematita y calcilutitas. Las areniscas presentan un ligero metamorfismo que se manifiesta en los procesos de sustitución de algunos granos por clorita y pumpellita. Las capas presentan estratificación laminar, cruzada y ondulada. La parte mas alta de la unidad es una lutita calcárea de color oscuro, intercalada con arenisca calcárea muy fina de 3-5 cm de espesor de color oscuro finamente intercalada con arenisca de grano muy fino.Los principales componentes minerales de la formación son calcita, cuarzo, plagioclasa y minerales arcillosos tales como clorita, illita y esmectita, observándose solo como trazas la pumpellita y la hematita.

Tada y colaboradores concluyeron que la Fm. Moncada en el oeste de Cuba, es un complejo de areniscas del límite K/T que está caracterizado por abundantes materiales de eyección tales como cuarzo de choque, y fragmentos de rocas fundidas de impacto a lo largo de toda la formación. Estos estudiosos encontraron una capa de arcilla rica en Iridio en el tope del complejo y consideran que la ocurrencia de huellas de oleaje mostrando inversión de las paleocorrientes entre las unidades, así como la ausencia de arcillas hemipelagicas entre las mismas, las hace

similares a otras areniscas del Límite KT en Mexico y que han sido interpretadas como formadas por tsunamis causados por el impacto meteorítico. Estas características conjuntamente con la bioestratigrafía que permiten datarla con edad estimada entre el Maestrichtiano Superior y el Paleoceno, evidencian que el complejo de areniscas de la Formación Moncada fue formado por varias series de olas de tsunami causadas por el impacto del K-T.

Los estudios bioestratigráficos realizados en la sección de la Formación Moncada reportan el cóctel paleontológico típico de las formaciones del límite K/T, (Bralower, e Iturralde-Vinent, 1997); donde se entremezclan las especies índices del Maastrichtiano tope y especies de edades anteriores a esta. Los fósiles más jóvenes reportados son de la parte más alta del Maastrichtiano Superior, y no aparece ningún ejemplar del Paleoceno basal, lo que reafirma que estos depósitos se formaron en el Limite K-T.

El conjunto fosilífero que se expone a continuación, fue determinado en el 2001, por la paleontóloga Consuelo Díaz Otero*: Abathomphalus mayaroensis, Globotruncanella havanensis, G. petaloidea, Globotruncanita conica, G. stuarti, Guembelitria cretacea, Pseudotextularia elegans, Racemiguembelina fructicosa, Contusotruncana contusa?, C. fornicata, Rugoglobigerina macrocephala, R. rugosa , R. scotti. Otros: Archaeoglobigerina cretacea, Dicarinella hagni, Globigerinelloides barri, G. bentonensis, Globotruncana arca, G. bulloides, G. linneiana, G. mariei, Globotruncanella havanensis, Globotruncanita elevata, G. stuartiformis, Hedbergella delrioensis, H. excelsa, Marginotruncana* sp*., Praeglobotruncana stephani, P. delrioensis, Rotalipora* cf*. brotzeni, Contusotruncana fornicata, Ventilabrella* cf*. multicamerata.*

PALEOGENO EN LAS UTE SIERRA DE LOS ORGANOS Y SIERRA DEL ROSARIO

PALEOCENO SUPERIOR- EOCENO INFERIOR FORMACION ANCON

Esta unidad fue nominada por P. Truitt en: Truitt y Bronnimann, 1956, siendo atribuida en los trabajos posteriores a Hatten, 1957. En las versiones preliminares del Léxico Estratigráfico de Cuba (Franco y colectivo de autores, 2002), se arrastró el mismo error, llegándose incluso a variar su nombre (Valle del Ancón). Su autor estableció la localidad tipo, "*On the west side the karst valley known as Finca Ancón, 4 kilometers west of Balneario San Vicente. Serial numbers 25044, 25045, 25046, 25047 and 25048. At this locality the Ancón formation overlies the Cuajaní formation in discorformable contact".* Hatten en 1957 aceptó la localidad tipo dada por Truitt. Herrera[57] en 1961, fue quien la publicó formalmente, siendo más tarde redescrita en Pszczolkowski, 1975. Pszczolkowski en 1978 y Martínez et al. en 1991. Se establecieron dos miembros de brechas para esta unidad, el “miembro basal La Güira” y el “miembro superior La Legua” y en Pszczolkowski, 1994, el autor mencionó un posible paquete terrígeno en la base de la unidad, que .se describió formalmente en Linares y otros, 2015. Además se reconoce un paquete de calizas que fue denominado por R. Myczynski en Pszczolkowski et al., 1975 como “secuencia de calizas grises verdosas rosadas y rojas” y renombrada por Pszczolkowski, 1978, como miembro de “micritas y calizas margosas”; paquete de calizas, que constituye su mayor volumen, y el que aflora en su localidad tipo.

Su holoestratotipo fue publicado por Herrera, 1961 y es el mismo de Truitt, 1956. Linares et al., en 1986 propusieron un neoestratotipo con coordenadas Lambert Iniciales X: 217 720, Y: 316 900 y finales X: 217 530, Y: 317 550, en la hoja topográfica Consolación del Sur (3483-I). Está situado a unos 800 m al oeste del antiguo rancho "Finca Ancón" (caserío Ancón), 6 km aproximadamente al noroeste del pueblo de Viñales, provincia de Pinar del Río.

La Formación Ancón solo ocupa pequeñas áreas y franjas estrechas y alargadas en la Cordillera de Guaniguanico, provincia de Pinar del Río. En la Sierra de Los Órganos, aflora en el valle del Ancón donde se ubica su holoestratotipo**,** al sureste de Pons en el área conocida como Los Cañadones, en las cercanías de La Pimienta donde existen numerosos bloques en el olistostroma de la Formación Manacas, en las cercanías de la localidad de Moncada, en la parte noroeste de la Sierra Quemados, al suroeste de Los Pozos en el Valle de Pons, en las cercanías de la localidad La Legua, donde tiene sus mayores áreas de exposición cartografiadas, y en una estrecha faja paralela al terraplén entre Jagua Vieja y La Sierra.

PALEOCENO-EOCENO INFERIOR FORMACION MANACAS

Uno de los elementos más importantes de un sistema petrolero lo constituyen las rocas sello, las que en el norte de las provincias de Pinar del Río y Artemisa, están constituidas por secuencias siliciclásticas y olistostrómicas de edad Paleoceno-Eoceno Inferior integradas en la Formación Manacas. Esta unidad está ampliamente distribuida en la superficie a todo lo largo de la Cordillera de Guaniguanico en el extremo más occidental del Cinturón Plegado y Cabalgado de Cuba, en las UTE La Esperanza, Órganos, Rosario y su "Bloque Martín Mesa". Adicionalmente se registran en las perforaciones petroleras y de cartografía geológica de la región.
La Formación Manacas fue referida originalmente por C. W. Hatten en 1957. En aquella época, la formación fue dividida en los miembros Pica Pica y "Olistostroma Vieja" (*Wildflysch* Vieja). El nombre de la unidad proviene del Llano de Manacas, Sierra de los Órganos, provincia de Pinar del Río.
Hatten describió la Formación Manacas como un "flysch" del tipo alpino para la región de Sierra de Los Órganos. Según este autor la unidad está compuesta por ¨grauvacas y wacas líticas, conglomerados parduzcos conteniendo clastos de calizas angulares fragmentarias de banco y tipo arrecifal a dolomía y volcánicos redondeados como basalto olivínico y algunas rocas intermedias porfídicas. El geólogo referido, consideró la unidad como una secuencia marina con estratificación pobremente desarrollada, con sedimentos mal clasificados, formados por cuarcitas angulares y granos de feldespatos y fragmentos de rocas volcánicas finamente granulados; todo esto encerrado en una matriz de limolita y arcilla con intercalaciones de lutitas verde grisáceas; las que en ocasiones han sido reportadas como tobáceas. Hatten consideró el material orgánico escaso en la Formación Manacas; la relación de sedimentos - fósil es alta. Esto parece ser una característica típica de depósitos "flysch" del tipo alpino¨.
El "Wildflysch Vieja", lo contempló como una secuencia compuesta de rocas serpentinizadas altamente trituradas, de color gris oscuro verdoso a azul grisáceo, con algunos bloques exóticos de anfibolitas, esquistos actinolito granate esquistoso, rocas con cuarzo y hornblenda englobadas dentro de las rocas serpentinizadas¨.
En trabajos posteriores de cartografía geológica, las rocas paleogénicas de este tipo, se han tratado bajo diferentes apelativos y se han cartografiado aproximadamente en las mismas áreas de la Sierra de Los Órganos, ampliándose a otras zonas de la Sierra del Rosario hasta Mariel. Se distinguen las investigaciones de Psczczolkowski, 1975; Astajov et al., 1981; Linares et al., 1985; Burov et al., 1986 y Martínez et al; 1988. Los afloramientos de la Formación Manacas en la UTE La Esperanza, fueron delimitados en 1981 por el levantamiento geológico de Astajov y colaboradores, los que reconocieron una franja estrecha y alargada en aquella región. Cobiella y Hernández en 1990, dividieron la Formación Manacas al este de la Sierra del Rosario en dos miembros: La Cataluña y Vieja. Los afloramientos más orientales se ubican en la zona del yacimiento Martin Mesa en el municipio de Mariel, reconocidos en los trabajos de Dobal Martínez y colaboradores de 1991.
Los pozos petroleros que han registrado la Formación Manacas son: Dimas No. 1, Pinar No. 1, Pinar No. 2, Puerto Esperanza No. 2 y en numerosos pozos del Bloque Martín Mesa (Martín Mesa No. 1, Martín Mesa No. 2, Martín Mesa No. 3, Mariel Norte No. 1X, Cayajabos No. 3, Martín Mesa No. 20A, Alpha No. 1, Chacón No. 2, Chacón No. 1X); en los que se han encontrado manifestaciones de petróleo y gas en algunos casos o se manifiestan las propiedades de sello regional en otros, como en los sondeos Martín Mesa No. 1, Martín Mesa No. 2, Martín Mesa No. 3, Mariel Norte No. 1X (Echevarría-Rodríguez et al., 1994).

Actualmente se diferencian dos secuencias en la Formación Manacas: una siliciclástica el Miembro Pica Pica (Fm. Pica Pica part. de Piotrowska en A. Psczczolkowski et al. 1988) y la unidad informal "Olistostroma Vieja" (Hatten, 1957) que se formaliza como designándose como Miembro Vieja (Cobiella y Hernández en 1990, Martínez-González,1991, García Delgado et al., 2003).

TECTÓNICA REGIONAL

Autores como Vermunt, 1937; Palmer, 1945; Hatten, 1957; *Pszczolkowski et al*., 1975; Shein *et al*., 1975; Mormil *et al*., 1980; Piotrowska, 1982; Martínez y Fernández de Lara, 1988, han manifestado el carácter alóctono de las diferentes secuencias en Sierra de los Órganos.
Los rasgos que evidencian una tectónica representada por mantos cabalgados en Sierra de los Órganos, comenzaron a ser manejados en la literatura geológica desde los trabajos de Vermunt (1937), donde se destaca el papel de las serpentinitas en dichos cabalgamientos. Palmer (1945) concluyó sus trabajos sobre la estratigrafía de Cuba, describiendo entre otras las formaciones Jagua y Capdevila, en los que se habla sobre la estructura de mantos en Cuba (Cáceres, 1998).
Hatten (1957), sugiere la estructura de mantos tectónicos en la región de Pinar del Río, relacionando la formación de los mismos con la orogenia cubana, y considera que la formación de mantos contribuyó al origen de sedimentos flishoides sinorogénicos que se han depositado en su parte frontal.
Piotrowska (1982) plantea que las lineaciones de la Sierra de los Órganos representan tres fases de deformaciones principales. La lineación más antigua observada en las unidades metamórficas, es probable que se haya asociado con los procesos metamórficos. La lineación principal que aparece en todas las unidades tectónicas de dicha sierra, se ha originado durante el transporte tectónico de la fase orogénica principal. La más joven está conectada con las deformaciones post-charriage (Cáceres, 1998).
Martínez *et al*. (1988) revelan dos sistemas principales de estructuras lineales, la primera coincidente con el rumbo de las estructuras de carácter regional (sistema de fallas longitudinal), con dirección W-SW - E-NE, al que pertenecen las fallas inversas de ángulos fuertes y suaves (planos de sobrecorrimientos) que constituyen los límites de las unidades tectónicas con edad Eoceno Inferior parte alta-Eoceno Medio parte baja y las fallas subverticales del Eoceno Medio parte alta y la segunda, cortante de las principales estructuras geológicas del área (sistema de fallas transversales) con dirección SE-NW y SW-NE. Entre éstas se agrupan las fallas de rechazo horizontal del Eoceno Superior parte baja-Eoceno Superior parte alta y las fallas menores que no presentan una dirección determinada y constituyen sistemas de fracturas tanto en las zonas de desarrollo en las secuencias terrígenas, como en las unidades que conforman el cinturón carbonatado.
Según Cáceres (1998) los cabalgamientos se interpretan como originados a partir de un máximo stress compresivo de orientación NW, próximo a los 330°-340° bajo un régimen de deformaciones dúctil-frágil, éste fue variando en el tiempo hasta alcanzar una orientación NE próxima a los 025°, dando lugar a la falla Pinar en un régimen de deformaciones más frágil.
Todas las secuencias mesocenozoicas se han incluido en la Unidad Tectónica Viñales de la Zona Estructuro-Facial Guaniguanico (Piotrowska, 1987) con particularidades estructurales propias y constituida por numerosos nappes o escamas tectónicas originadas durante la orogénesis cubana (Piotrowska,1978, 1987; Hatten, 1967; Pszczólkowski, 1978, 1987; Khudoley & Meyerhoff, 1971; en Cobiella, 1996), que abarcan la parte superior de la Fm. San Cayetano y las formaciones Jagua, Guasasa, Pons, Ancón y Manacas con un mayor desarrollo de las estructuras más complejas en los depósitos pre-Oxfordianos.
Pszczolkowski (1999) planteó que las secuencias tectóno-estratigráficas en Sierra de Los Órganos se pueden dividir en dos unidades tectónicas que son la Zona de Mogotes y las Alturas de Pizarra del Sur.
Como característica general, los depósitos terrígenos sobrecorrieron al paquete carbonatado; todas las secuencias hasta aquí descritas tienen un carácter alóctono y fueron emplazadas tectónicamente desde el Sureste. La parte alta del corte del Jurásico Superior constituida por las unidades calcáreas, las cuales nos ocupan, se caracteriza por presentar una complejidad menor que la parte inferior. Aquí la presencia de un potente paquete de calizas masivas ha influido

decisivamente en la tectónica de esta unidad, reaccionando como un cuerpo rígido sujeto a deformaciones disyuntivas en el límite inferior (contacto con la Fm. Jagua) donde se observan, según Piotrowska (en Pszczólkowski, 1987) y corroborado por Díaz, 1999, ligeros plegamientos en las calizas de la Fm. Jagua.
Las estructuras disyuntivas desarrolladas en las unidades calcáreas son de un orden menor y dividen en bloques las secuencias carbonatadas provocando pequeños desplazamientos tanto en la horizontal como en la vertical (Martínez, 1994). Entre estas predominan las grietas híbridas y vetas de calcita, siendo frecuentes las vetas sigmoidales y en escalón que, por su orientación temporal, evidencian la existencia de varias fases deformacionales en la historia tectónica del macizo, en eventos post sobrecorrimientos, que se han mantenido hasta la actualidad, solo que con un carácter mucho más tranquilo.
El acontecimiento significativo a que le debe el desarrollo de las estructuras tectónicas presentes en la Sierra de los Órganos es el sobrecorrimiento y la noetectónica. Las unidades de la faja de mogotes muestran localmente direcciones NNE-SSW, las que se vinculan con las complicaciones generadas durante los sobrecorrimientos (presencia de fallas de rechazo horizontal y vertical, paralelas a la dirección de transporte y la morfología del substrato que controló la velocidad del sobrecorrimiento), así como también con algunos desplazamientos más recientes de carácter rotacional (Piotrowska en Pszczólkowski, 1987).

Geomorfología

Existen tres dominios geomorfológicos principales: mogotes, alturas y depresiones llanas de contacto. Los mogotes son montañas bajas estructuro-petrogénicas mayormente de rocas calizas, con fuertes procesos cársicos. Presentan laderas muy inclinadas, a veces verticales, con cimas cupulares y de torres. También existen formas cónicas de cimas puntiagudas y laderas o taludes con menor inclinación y extensas áreas menos elevadas de carso en ruinas. En los grandes macizos llamados localmente “sierras”, se encuentran múltiples fallas y grietas, que se amplían por disolución formando dolinas y abras cársicas; mientras que en el interior del macizo el paso del agua de forma lineal origina cavidades subterráneas. Ambas evolucionan simultáneamente a dolinas de disolución-desplome.
Las formas del relieve subterráneo son mayormente de origen fluvial, aunque también existen de origen vadoso y lacustre. El microrelieve predominante en superficie es el lapiaz, mientras que en el subterráneo, destacan una gran diversidad de formaciones secundarias, así como otras formas erosivas.
Los procesos en dominio geomorfológico de mogotes, son fundamentalmente cársicos, aunque existe erosión física diferencial sobre lutitas y argilitas entre estratos calizos; graviclásticos hacia las laderas y combinados disolución-desplome entre el relieve subterráneo y las dolinas.
Las Alturas de Pizarras, están compuestas por rocas terrígenas areno-arcillosas con fuertes procesos erosivos y denudativos, que se caracterizan por sus laderas poco inclinadas y cimas desgastadas. Algunas cimas están coronadas por mantos metamórficos de mayor dureza, que por lo general son los puntos de mayor altitud, con cimas puntiagudas y pendientes más inclinadas. Presentan alta disección horizontal por friabilidad y efecto de la erosión hídrica, por lo que abundan vaguadas, cañadas y valles.
Las depresiones llanas más notables son las poljas de contacto, formadas por procesos erosivos entre las dos principales litologías del área: la carbonatada donde predomina la erosión química por disolución y la terrígena con predominio de erosión física. (Mecánica).

METODOLOGÍA Y VOLUMEN DE LOS TRABAJOS REALIZADOS

Compilación y análisis de la información precedente

En esta primera etapa se acometió la tarea de recopilación, ordenamiento y análisis de toda la información necesaria y los resultados de los anteriores estudios realizados en el área, haciendo énfasis principalmente en aquellos trabajos relacionados con estudios estructurales, estratigráficos y del carso.

La base cartográfica empleada comprendió las planchetas 3484-II-c (San Cayetano); 3484-II-d (Sitio Morales); 3483-IV-b (Pan de Azúcar); (Minas de Matahambre); 3483-IV-d (El Moncada); 3483-I-a (Viñales); 3483-IV-c (Pons); 3483-III-b (El Cangre) y 3483-III-a (Sumidero) a escala 1:25 000 .
Mediante imágenes aéreas se delimitaron los contactos entre las formaciones y se interpretó el esquema de alineamientos presentes en el área de estudio.

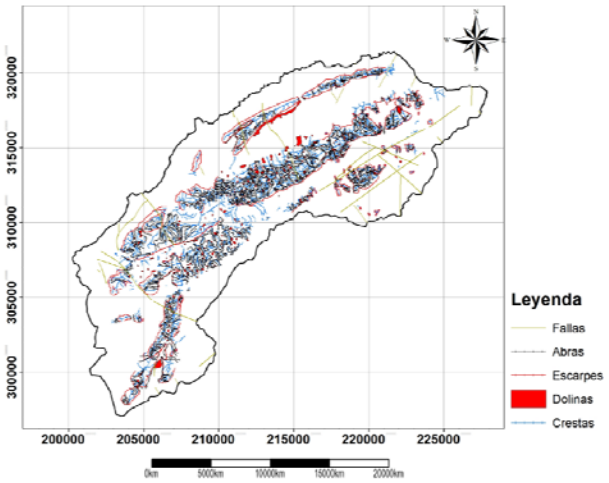


Figura 1. Esquema geomorfológico del área. Se presentan las principales geoformas y alineamientos tectónicos de carácter regional. Nótese el carácter anisotrópico de los accidentes cársicos mapeados.

Trabajos de campo

En el transcurso de la etapa de trabajo de campo se realizó un itinerario el cuál consistió en un perfil regional, perpendicular a las estructuras, con una longitud de 2300 m aproximadamente, abarcando parte de la Sierra del Medio y la Sierra del Infierno, en el Cinturón de Mogotes, perteneciente a la Unidad Tectóno-Estratigráfica Sierra de los Órganos. En los sectores escogidos en el área de trabajo se midieron elementos de yacencia de las capas y estructuras de interés, en especial planos de ruptura en rocas de la Formación Guasasa, así como la descripción de la morfología cársica, la toma de fotos y el dibujo de croquis y esquemas.
Las hojas cartográficas fueron empleadas para el trazado del itinerario y la orientación en el terreno. Para el amarre, se empleó el Sistema de Posicionamiento Global (GPS por sus siglas en ingles), mediante un equipo de recepción Garmin. Las mediciones estructurales se realizaron con una brújula de geólogo de fabricación alemana que cuenta con una precisión de +/-2°. La notación empleada fue: azimut de buzamiento/ángulo de buzamiento y rumbo de la discontinuidad en los casos en que no era posible medir su ángulo de buzamiento.

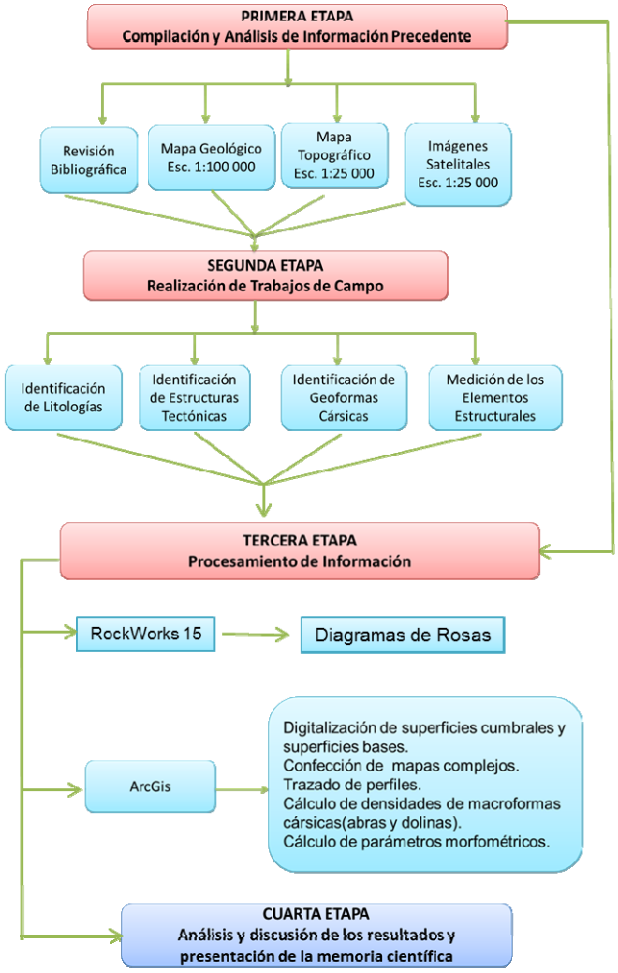


Figura 2: Diagrama de flujo de la investigación mostrando las etapas de trabajo desarrolladas.

Volumen de los trabajos realizados

Punto 1: Borde sur de la carretera que va de Viñales a Pons.
Coordenadas: X: 212 158 m; Y: 309 359 m
Situado en la parte Sur de la carretera que va de Viñales a Pons podemos encontrar brechas carbonatadas dentro de una matriz de areno arcillosa de apariencia esquistosa. Se observan además estratos aislados de unos 10 – 15 cm de espesor, compuestos por areniscas de grano fino, estratificadas de color gris claro bastante alteradas, todos pertenecientes a la Fm Manacas. So: 070°/50°

Punto 2: Vereda hacia Sierra del Medio.
Coordenadas: X: 211 826 m; Y: 309 611m
En la intercepción del camino hacia la sierra se observaron clastos sueltos de areniscas de granos finos muy meteorizados en un suelo color pardo oscuro característico de la Fm. Manacas.

Punto 3: Vereda hacia Sierra del Medio
Coordenadas: X: 211 463 m; Y: 309 310 m
En el suelo del camino se observaron intercalaciones de calizas estratificadas, pelitomórficas de color gris oscuro con pedernales y calcilutitas de color negro, pertenecientes al Mb. Tumbadero de la Fm. Guasasa. Estos estratos se encuentran afectados por sistemas o familias de grietas de cizalla, de extensión, hibridas.
En la zona de intersección de planos de grietas se abren microformas del carso superficial, como las pozas de corrosión (kamenitzas, carmelitas), perforaciones cilindroidéas y acanaladuras, debido a la disolución del agua de lluvia que en el proceso de escurrimiento es enriquecida con

ácidos orgánicos, así como la disolución de la misma por los planos de estratificación. So: 132°/20°

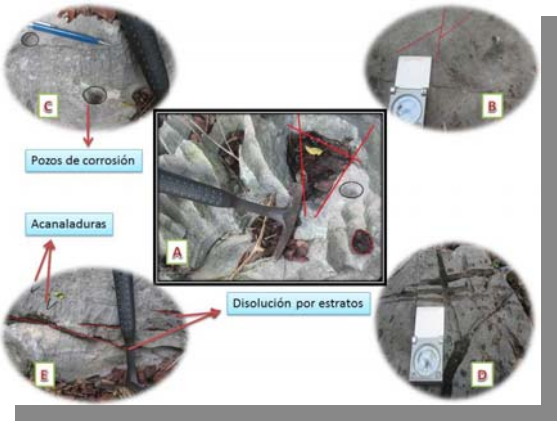


Figura 3: Afloramiento del Mb. Tumbitas, Fm. Guasasa, en la cual se observan pozas de corrosión (kamenitzas, carmelitas, la zona de intersección de planos de grietas se abren microformas del carso superficial (A), sistemas o familias de grietas de cizalla, de extensión, hibridas (B), perforaciones cilindroidéas y acanaladuras (C) y disolución de la roca por los planos de estratificación (E).

<u>Punto 4</u>: Vereda hacia Sierra del Infierno
Coordenadas: X: 211 893 m; Y: 309 731 m
Presencia de una estructura plicativa al borde de la vereda la cual se encuentra afectada por una falla de desgarre, desplazando la charnela del pliegue. La litología presente son calizas grises, pelitomórficas, con estratificación media, pertenecientes al Mb. Tumbitas, Fm. Guasasa. So: 164°/40° (flanco izquierdo) So: 014°/24° (flanco derecho) y So: 264°/30° (plano de falla).

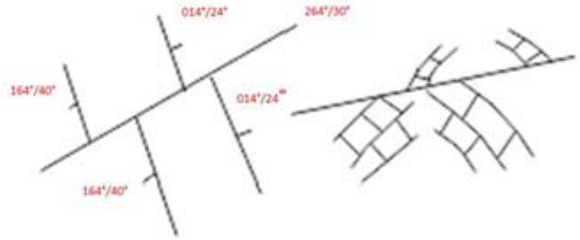


Figura 4: Vista en planta de una estructura plicativa la cual se encuentra afectada por una falla de desgarre, desplazando la charnela del pliegue.

<u>Punto 5</u>: Vereda hacia Sierra del Infierno
Coordenadas: X: 212 274 m; Y: 310 034 m
Carso en torres, desarrollado en calizas estratificadas, grises, pelitomórficas, muy duras, con escasas intercalaciones de calizas arcillosas, muy agrietadas. La porosidad secundaria presente en estas calizas permite la acción disolutiva del agua, lo que da al traste con una morfología cársica muy particular, representada por pequeñas abras, formadas en las zonas de debilidad tectónica, que separan los bloques calcáreos, dándole el aspecto de ruinas de muros o paredes, por esto suele llamársele también carso ruiniforme. Al estar situado el punto en una zona baja, se puede observar la presencia de un sumidero o ponor, hacia donde drenan parte de las aguas de escorrentía provenientes de la ladera de la elevación. So: 320°/20°.

<u>Punto 6</u>: Subida de le vereda hacia Sierra del Infierno
Coordenadas: X: 212 179 m; Y: 310 180 m
Calizas grises, de grano muy fino, con estratificación media. Se observan algunas intercalaciones de calizas arcillosas, finamente estratificadas. So: 360°/08° Mb. Tumbitas, Fm. Guasasa. Continúa observándose el carso en torres visto en el punto anterior. Se observan bloques rotados y volcados formando un caos.

<u>Punto 7</u>: Vereda hacia Sierra Infierno

Coordenadas: X: 212 129 m; Y: 310 230 m
En el suelo de la vereda se observan calizas estratificadas de color gris, con finas intercalaciones de calcilutitas (So: 210°/24°), las cuales se encuentran afectadas por familias de grietas desplazadas entre sí. Mb. Tumbitas, Fm. Guasasa.
Existen familias de grietas híbridas (210°/24°) desplazan a otras hibridas (170/40), a grietas de cizallas (182°/50°), (220°/60°) y de extensión (268°).

Punto 8: Vereda a Sierra del Infierno
Coordenadas: X: 212 048 m; Y: 310 361m
Poza de corrosión en las calizas estratificadas de color gris del Mb. Tumbitas de la Fm. Guasasa que afloran en el suelo de la vereda (So: 278°/28°). Esta poza con dimensiones de 28 cm x 18 cm x 4 cm, se encuentra tectónicamente controlada por sistemas de grietas con direcciones, rellena por clastos y materia orgánica. Presencia de grandes bloques de calizas masivas volcados y desplazados, así como de escalones estructurales.

Punto 9: Vereda a Sierra del Infierno
Coordenadas: X: 211 988 m; Y: 310 482 m
Presencia de calizas de color gris, pelitomórficas, en estratificación media, pertenecientes al Mb. Tumbitas de la Fm. Guasasa, afectadas por dos fallas con dirección (050°/59° y 290°/74°). En la zona de intersección de los planos de estas grietas se ha formado un sumidero o ponor, producto a la disolución de las aguas. Se pueden observar bloques volcados (el microrelieve del lapiaz se encuentra invertido) de calizas de color gris oscuro, micríticas, masivas, con lentes o parchos de pedernal, pertenecientes al Mb. San Vicente de la Fm. Guasasa.

Punto 10: Vereda a Sierra del Infierno
Coordenadas: X: 211 959 m; Y: 310 645 m
Contacto entre las formaciones Manacas y Guasasa. Se observa un suelo pardo oscuro de aspecto areno arcilloso con abundantes clastos de calizas. Por otro lado, afloran calizas masivas, de grano muy fino, de color gris, muy afectadas por fenómenos cársicos, así como gran cantidad de bloques de estas calizas diseminados por toda el área. El contacto se desarrolla en una línea muy irregular.

Punto 11: Vereda a Sierra del Infierno
Coordenadas: X: 211 754 m; Y: 310 825 m
En este punto aparecen grandes bloques volcados de calizas, de color gris, finamente estratificadas, de estratificación media. Mb. Tumbitas, Fm. Guasasa.

Punto12: Vereda a Sierra del Infierno
Coordenadas: X: 211 361 m; Y: 310 884 m
En este punto comienzan a aparecer brechas compuestas por clastos de calizas grises, de grano fino, masivas, muy afectadas por procesos cársicos (lapiaz), pertenecientes al Mb. San Vicente de la Fm. Guasasa, unidos por un cemento calcáreo.

Punto 13: Escarpe Sierra del Infierno
Coordenadas: X: 210 846 m; Y: 311 318 m
Presencia de de calizas masivas, de color gris, de grano muy fino, con intercalaciones escasas de calcilutitas y lentes de pedernal negro del Mb San Vicente de la Fm Guasasa. So: 331°/30°. En la pared de la sierra se observa la presencia de estructuras plicativas sinsedimentarias, estilolitos tectónicos: 208°/84°, así como fallas que afectan al macizo (254°/50°, 338°/40°),

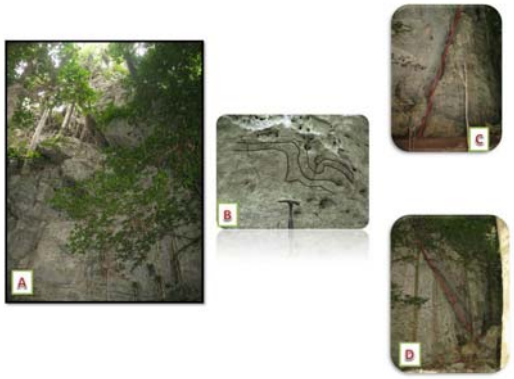


Figura 5. Calizas masivas del Mb. San Vicente de la Fm Guasasa(A), presencia de estructuras plicativas sinsedimentarias (B), fallas que afectan al macizo (CyD).

Punto 14: Vereda al Boquerón del Infierno
Coordenadas: X: 212 511 m; Y: 309 149 m
Se observan grandes bloques de calizas masivas, de color gris, pelitomórficas del Mb. San Vicente de la Fm Guasasa, rotados y desplazados, yaciendo sobre sedimentos de la Fm Manacas.

Punto 15: Vereda al alto de la Campana
Coordenadas: X: 212 543 m; Y: 310 875 m
Presencia de acanaladuras en calizas de estratificación fina a media, de color gris, de grano muy fino, Mb. Tumbitas, Fm. Guasasa: So: 328°/30°

Punto 16: Sima en la vereda al alto de la Campana
Coordenadas: X: 212 502 m; Y: 310 620 m
Se observa una sima o furnia de unos 15m de profundidad, con unos 3m de diámetro aproximadamente, evidenciando el control tectónico sobre la formación de macroformas cársicas. Mb. Tumbitas, Fm. Guasasa.

Procesamiento de la información

Con la ayuda de la base cartográfica a escala 1:25 000 y las fotos aéreas se identificaron las macroformas del relieve superficial (abras cársicas, dolinas, poljas, crestas, escarpes) a las cuales se le determinaron sus direcciones preferenciales y con ello se pudo determinar los fenómenos tectónicos que han tenido lugar y sus características estructurales , se realizó el ordenamiento de la red de drenaje para confeccionar mapas de Isobasitas los cuales son de gran utilidad en los estudios tectónicos, neotectónicos y en particular en la evaluación de la intensidad de la erosión en el tiempo.
En un primer paso, para el desciframiento de las alineaciones se tuvieron en cuenta los siguientes criterios principalmente:

- Alineaciones de formas negativas del relieve cársico (dolinas, abras cársicas).
- Desviaciones anormales en las crestas de las elevaciones.
- Alineaciones de vegetación con un fototono más oscuro.
- Presencia de escarpes.

A partir del Modelo de Elevación Digital del Terreno (MDT) del área de estudio se confeccionaron los mapas de:

Mapa de disección horizontal: se realizó para saber la densidad de la red de drenaje presente y el nivel de erosión existente producto de los ríos. A la hora de realizar la interpretación de este mapa hay que tener en cuenta que la intensidad de la erosión depende en gran medida de las condiciones climáticas y de las propiedades físico – mecánicas de las rocas expuestas a los agentes erosivos. La reclasificación se realizó basándose en clasificación de Cabrera 2002.

Mapa de disección vertical: se confeccionó con un tamaño de celda de 1 ha, para delimitar las macroestructuras del relieve en el área. Este es un método que nos indica la magnitud del corte erosivo por unidad de área, el valor de su índice depende en gran medida de la litología presente y las condiciones climáticas. En localidades con igualdad litológicas la presencia de mayor disección vertical sugiere ascensos neotectónicos notables. El mapa de disección vertical es inversamente proporcional al mapa de disección horizontal es decir el máximo de uno deberá ser el mínimo del otro. La disección vertical de determinada región se basa en las diferencias entre alturas. La reclasificación se realizó basándonos en la clasificación de Cabrera 2002.

Mapa de hipsometría: se determinó sobre la base de la reclasificación del Modelo de Elevación Digital del Terreno (MDT) del área con el objetivo de conocer los distintos pisos altitudinales que constituyen el relieve de la Sierra de los Órganos, se utilizó la clasificación de Díaz *et al*. (1986).

Tabla II: Clasificación altimétrica del relieve, en Pisos altitudinales y Categorías.

Categoría del relieve	Piso altitudinal	
	Rango	Nomenclatura
Montañas	2 000 – 1 500	Montañas medias
	1 500 – 1 000	Montañas bajas
	1 000 – 500	Montañas pequeñas
	500 – 300	Submontañas
Alturas	300 – 200	Alturas grandes
	200 – 120	Alturas medias
	Menores de 120	Alturas pequeñas
Llanuras	120 – 80	Llanuras altas
	80 – 20	Llanuras medias
	Menores de 20	Llanuras bajas

Trazado de perfiles: se trazaron transversales a las estructuras para observar el comportamiento del relieve y la identificación de formas cársicas (abras y dolinas), además de uno longitudinal a las estructuras, con dirección SW-NE desde Sierra de Quemados hasta Sierra El Medio para cálculo de parámetros morfométricos (Índice de Incisión de Abras).

Índice de Incisión de Abras: se trazó un perfil longitudinal a las estructuras sobre las sierras de Quemados y del Medio. Con el objetivo de conocer el comportamiento ante la ocurrencia de ascensos neotectónicos. A continuación se presentan las variables que intervienen en el cálculo:
H_1: altura máxima en el punto 1 menos la cota mínima entre las dos abras.
H_2: altura máxima en el punto 2 menos la cota mínima entre las dos abras.
H: promedio entre H_1 y H_2.
A: Ancho entre cada abra.

Mapa de superficies cumbrales y superficies bases: se seleccionaron los puntos máximos y mínimos en cada cuadrícula, para la determinación, mediante la aplicación de la geoestadistica (Método de Interpolación Inverso de la Distancia IDW), de superficies de erosión y determinar los posibles cambios en el relieve debido a la neotectónica.Se trazaron cuatro perfiles transversales a las estructuras para determinar las superficies de erosión por edad.

Cálculo de densidades: se realizó para las macroformas cársicas(abras y dolinas) mediante la opción Line Density con un tamaño de celda de 50 pixeles y un radio de influencia de 180^0 para la determinación de las zonas de más debilidad puesto que estas son las zonas preferenciales para el escurrimiento de las aguas superficiales y la circulación de las aguas subterráneas ,así como la dirección de cada una de las mismas y de los principales ejes de cavernamientos con la herramienta del ArcToolbox (Spatial Data Modeller Tools/Utilities/Add Bearings to Linear Features).

Diagramas de Rosas: fue la herramienta que se utilizó para el procesamiento y la determinación de las orientaciones espaciales de lineamientos y macroformas superficiales para seguidamente correlacionarlos entre sí.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Características de las estructuras geológicas del área

El proceso de carsificación está establecido en todas las rocas solubles, que depende de la acción de diversos factores externos junto con los mecanismos intrínsecos de desarrollo del carso. Estos factores cambian regularmente dentro del ciclo general de evolución geológica de unas rocas solubles e incluyen la composición de las calizas; su estado de agrietamiento, porosidad y textura; el estado de yacencia de las secuencias carbonatadas y no carbonatadas, el tiempo de contacto de las aguas con las rocas, la presencia o no de suelos y sus tipos; el contenido de materia orgánica en el suelo y sus condiciones pedoclimáticas.
El presente trabajo, enfoca la atención en las macroformas cársicas de la parte central de la Sierra de los Órganos, lo relacionado con las características litológicas y condiciones tectónicas de los macizos en cuestión que han dado lugar a la formación del sistema geomorfológico (mogotes, abras cársicas, crestas, poljes y cavernas). Generalmente, al área está compuesto por calizas masivas y estratificadas de color gris claro a negro, con intercalaciones de argilitas y lentes o nódulos de pedernales en varios casos. La variación de las características geológicas juega un papel fundamental en el modelado del relieve cársico, la que depende de la relación entre la estratigrafía, litología y tectónica.

TECTÓNICA

De forma general, existe bastante coincidencia entre las direcciones de los alineamientos interpretados para cada sierra observándose una dirección principal entre (N60°-80°E), como se aprecia en los diagramas de rosa de las figuras 9 y 10, disponiéndose de forma paralela al eje principal del macizo, coincidiendo con la dirección general de los frentes de sobrecorrimientos. Existe otra dirección perpendicular al eje principal del macizo (N310º - 330ºW) que parece relacionarse con movimientos diferenciales de los mantos durante los cabalgamientos o, en otros casos, ser estructuras recientes relacionadas con la rotación hacia el E del máximo estrés compresivo suceso al cual puede estar asociado otro grupo de alineamientos de dirección N10º - 30ºE, según Cáceres (1998), Rosa (1999) y Díaz (1999) y N270º - 280ºW, pudieran estar vinculados al avance diferencial de los mantos y sus distintas partes originado principalmente por las irregularidades en las rampas de sobrecorrimientos (McClay, 1987), que dan lugar a la aparición de un sistema de fallas transcurrentes transversales de orientación SE-NW (Cáceres, 1999).

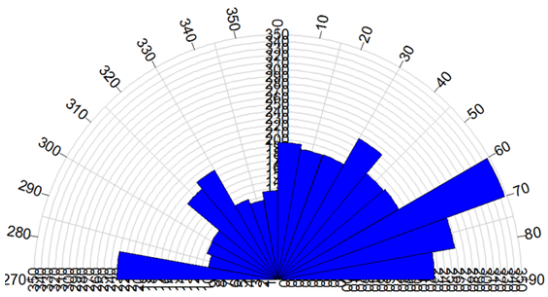


Figura 6: Lineamientos generales del área, nótese la dirección preferencial que es de 60°-80°, disponiéndose de forma paralela al eje principal del macizo coincidiendo con la dirección de los sobrecorrimientos.

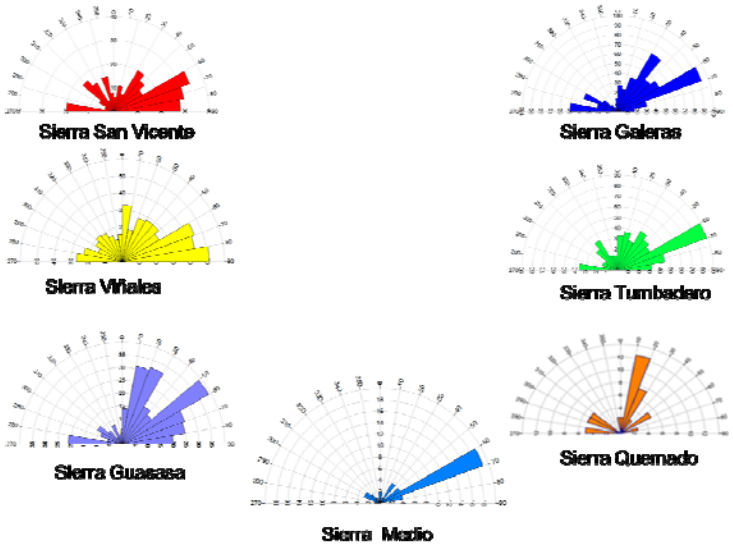


Figura 7. Diagramas de rosa de alineamientos tectónicos hechos con datos confirmados a partir de la digitalización de imágenes satelitales del área de estudio, en los cuales se puede observar una mayor orientación de los alineamientos tectónicos entre N60°-80°E. Nótese la diferencia en la dirección de los alineamientos de Sierra de Quemados con respecto al resto de las sierras.

Las diferencias más notables se pueden percibir en la Sierra de Quemados, donde existe un cambio sustancial en la dirección de los lineamientos que puede estar asociado movimientos diferenciales en el avance de los mantos tectónicos durante la orogenia cubana. Esta sierra está conformada por un gran pliegue con forma anticlinal, donde el rumbo de su charnela es de 30º con un plano axial prácticamente vertical en su porción SW, que se entierra hacia el NE, convirtiéndose en un pliegue con su eje deformado que se hunde al NE (Díaz et al, 2011).
Existen tres direcciones secundarias al NE 30º - 40º, longitudinal al eje del macizo coincidiendo con la dirección general de los planos de sobrecorrimientos (para la Sierra de Quemados desfasados en 20° - 30° con respecto a la dirección general de los planos de sobrecorrimientos ocurridos en la Sierra de Los Órganos entre el Paleoceno y el Eoceno Inferior parte baja), donde σ_1 es perpendicular a la dirección general de los planos de sobrecorrimientos. La dirección 50º - 60º, corta en forma oblicua al eje del macizo; y 300º- 310º, perpendicular a la dirección general de los planos de sobrecorrimientos en el macizo de la Sierra de Quemados (Figura 7). Estos cambios en el rumbo de las estructuras pueden relacionarse con un evento y la formación de estructuras originadas en distintos momentos en el tiempo en la historia geológica de la región: el emplazamiento de los mantos tectónicos desde el SE, debido a los movimientos diferenciales ocurridos durante el arrastre tectónico.
Existen similitudes además en la dirección de los lineamientos entre las Sierras San Vicente-Ancón, Viñales, Galeras, Infierno Medio y Tumbadero en dirección 60˚-70˚, para la Sierra Guasasa muestran una dirección preferencial entre 50 ˚- 60 ˚ y 10˚-20˚, además 300˚-310 que es común para todas las sierras del área como consecuencia de lo antes expuesto.

Las grietas de cizalla indican una dirección de máximo esfuerzo de SE-NW que coincide con la orientación de σ_1 en el momento en que tienen lugar los sobrecorrimientos durante el paleoceno al eoceno inferior (pate baja).Segun los diagramas de rosa se observa una orientación entre N40˚-50˚E y N60˚-80˚E, las cuales están orientados longitudinal a las estructuras del macizo coincidiendo con la dirección general de los planos de sobrecorrimientos.

La dirección de máximo esfuerzo que presenta el σ_1 en las grietas de extensión es (NE-SW) en este caso está asociado a la rotación del máximo stress compresivo hacia el E, en el diagrama de rosa representado para este elemento estructural se pude apreciar la dirección N310˚-300˚W que parece relacionarse movimientos diferenciales de los mantos durante los cabalgamientos o, en

otros casos, ser estructuras recientes relacionadas con la rotación hacia el E del máximo estrés compresivo, según Cáceres (1998), Rosa (1999) y Díaz (1999).

Las grietas hibridas muestran una dirección de máximo esfuerzo de σ_1 (SE-NW) coincidiendo con la dirección del σ_1 durante los sobrecorrimientos, el diagrama de rosa presenta dos orientaciones preferenciales una N50˚-60˚E orientado de forma longitudinal al eje del macizo coincidiendo con la dirección general de los planos de sobrecorrimientos y otro dirección N360˚-340˚W posiblemente asociada a la rotación del máximo stress compresivo hacia el E, según Cáceres (1998), Rosa (1999) y Díaz (1999).

En el diagrama de rosas las fallas presentan dos direcciones preferenciales bien marcadas una hacia el NE asociada a las fallas longitudinales que se desarrollaron en los frentes de sobrecorrimientos, y otro grupo de estas en dirección NW asociada a fallas transcurrentes transversales a la dirección de los frentes de sobrecorrimientos que se desarrollaron producto al avance diferencial de los mantos y sus distintas partes originado principalmente por las irregularidades en las rampas de sobrecorrimientos (Cáceres, 1999).

De forma general todos los elementos estructurales medidos en el área (grietas de cizalla, hibridas, extensión y las fallas) tienen dos direcciones principales hacia el NE, N40˚-50˚E y N70˚-80˚E , como se aprecia en la figura 15, disponiéndose de forma paralela al eje principal del macizo, coincidiendo con la dirección general de los frentes de sobrecorrimientos y N310˚-300˚W en dirección perpendicular al eje principal del macizo, que parece relacionarse con movimientos diferenciales de los mantos durante los cabalgamientos o, en otros casos, ser estructuras recientes relacionadas con la rotación hacia el E del máximo estrés compresivo, según Cáceres (1998), Rosa (1999) y Díaz (1999).

Características morfológicas

Morfología superficial

En el presente trabajo, los accidentes cársicos se agrupan según la clasificación de 1988 de Núñez y otros, en formas exocársicas: macroformas (mogotes, dolinas, poljas, abras o gargantas), microformas (lapiaz, pozas de corrosión, acanaladuras, etc.); formas endocársicas: macroformas (sistemas, cavernas, grutas, ponores) y microformas (estalactitas, estalagmitas, columnas, clastos, sedimentos terrígenos y organógenos); y formas reconstructivas, casi exclusivas del carso subterráneo (formaciones secundarias).
El cinturón de mogotes está constituido principalmente por rocas calcáreas de edad Jurásico-Cretácico, donde los fenómenos cársicos tanto epigeos como hipogeos han alcanzado un desarrollo sin igual.

Macroformas Exocársicas

Mogotes: Son elevaciones calcáreas de cimas subredondeadas y laderas muy escarpadas, que pueden aparecer aislados o en forma de cadenas, constituidas por calizas jurásico-cretácicas muy duras y resistentes a la erosión, pero con un grado extremo de agrietamiento.

En el área de estudio se aprecian tres fajas o cadenas mogóticas principales que tienen una lineación general NE–SW.
En un corte transversal del macizo, se puede observar la presencia de un pie de monte con laderas fuertemente inclinadas, en la base de los mogotes, y por encima de este, un paredón vertical, a veces con pendientes invertidas, mientras que en otros lugares, el paredón vertical comienza desde el nivel del valle adyacente.
Esta variación morfológica se debe a la interacción de la constitución geológica del macizo con los agentes modeladores del relieve (aire, agua). Entre las Sierras de Tumbadero y Guasasa afloran las secuencias olistrostómicas de la Fm. Manacas que coincide con las partes más bajas del terreno debido a que estas rocas son más susceptibles a los procesos de erosión mientras que en

las partes más elevadas del relieve afloran las calizas estratificadas del Mb. Tumbadero (Sierra Tumbadero) y las calizas de la Fm. Guasasa (Sierra Guasasa) más resistentes a la erosión.

En el siguiente perfil de la figura 8 realizado desde Sierra del Medio hasta Sierra del Infierno se puede observar en el esquema (A) el control tectónico que existe de los lineamientos sobre las geoformas cársicas en este caso, de las grietas y en la intersección de cada una de ellas posibilitó la formación de una poza de corrosión, en el esquema (B) se observa el desplazamiento de grietas entre sí ,esquema (C) se muestran dos fallas y como en la intersección de cada una de ellas se formó un sumidero o ponor, en el esquema (D) se observa un pliegue local, donde su charnela está desplazada por una falla trascurrente.

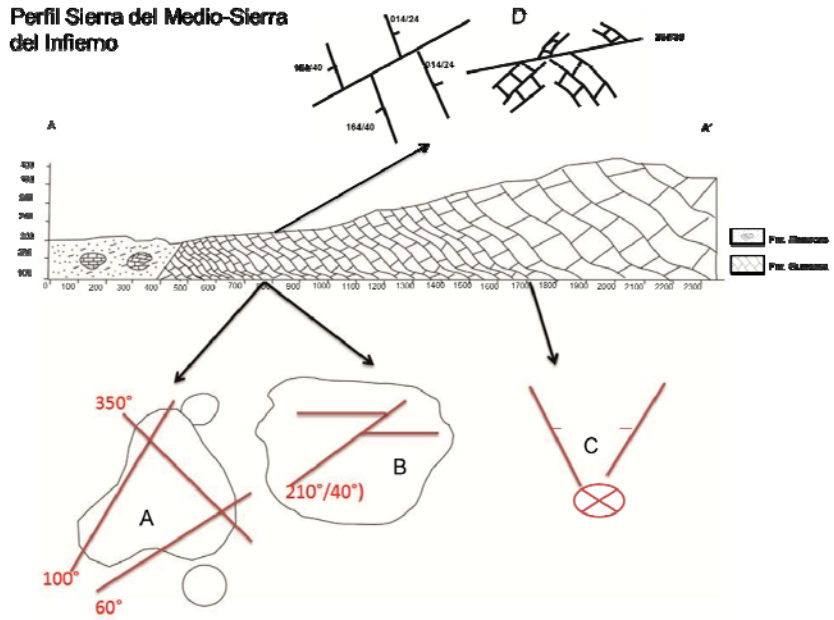


Figura 8. Perfil realizado según datos tomados del campo. (A) poza de corrosión, (B) se observa el desplazamiento de grietas entre sí, (C) se muestran dos fallas y en la intersección de cada una de ellas se formó un sumidero o ponor, (D) se observa un pliegue local y como su charnela está desplazada por una falla trascurrente.

Dentro de la zona central en la Sierra de los Órganos se diferencian tres tipos de estructuras cársicas, según Jakucs (1977):

1. Carso cónico modelado por corrosión
2. Carso de torres
3. Carso cónico cubierto por sus propios sedimentos aluviales.

Dolinas: Las dolinas aparecen siempre como un elemento de las abras cársicas y en la intersección de dos o más fallas o grandes fracturas. La sección predominante es elíptica, con el eje mayor de la dolina coincidiendo con la dirección del abra cársicas que la contiene.
Las dolinas constituyen importantes puntos de recarga del carso, por tanto, son una unidad morfofuncional de un sistema hidrográfico específico (Farfán, *et al*., 2010).
Para el área de estudio predominan las dolinas colapsadas o de disolución y desplome. Los ejes principales de alineamientos tectónicos tienen una dirección predominante N 40º - 80ºE, casi paralela al rumbo de los frentes de sobrecorrimiento. Generalmente los ejes mayores de las dolinas de sección elíptica muestran una coincidencia significativa con la orientación de los elementos tectónicos de los macizos, lo que demuestra el fuerte condicionamiento estructural en el desarrollo de estas macroformas exocársicas.

En Sierra Tumbadero se presenta una dirección N0˚-10˚E, la cual posiblemente este asociada a la rotación del máximo stress hacia el E según Cáceres (1998), Rosa (1999) y Díaz (1999)
Existe una tendencia general en todas las Sierras con una dirección preferencial entre N 40º - 80ºE disponiéndose de forma paralela al eje principal del macizo, coincidiendo con la dirección

general de los sobrecorrimientos y una dirección perpendicular al eje principal del macizo (N300º - 340ºW) que parece relacionarse con movimientos diferenciales de los mantos durante los cabalgamientos o, en otros casos, ser estructuras recientes relacionadas con la rotación hacia el E del máximo estrés compresivo suceso al cual puede estar asociado otro grupo de alineamientos de dirección N10º - 30ºE según Cáceres (1998), Rosa (1999) y Díaz (1999) y N270º - 280ºW pudieran estar vinculados al avance diferencial de los mantos y sus distintas partes originado principalmente por las irregularidades en las rampas de sobrecorrimientos (McClay, 1987), que dan lugar a la aparición de un sistema de fallas transcurrentes transversales de orientación SE-NW (Cáceres, 1999).

Abras cársicas: La génesis de las abras cársicas se vincula con una disolución vertical muy activa de la caliza a partir de grandes zonas de fallas. Para el área se observan dos direcciones o ejes principales: una longitudinal a la estructura del macizo N20°E, relacionada con el emplazamiento de los mantos tectónicos desde el SE y otra en dirección transversal o perpendicular al eje de la estructura en dirección N310˚-340˚W, su origen puede deberse a los movimientos diferenciales ocurridos durante el arrastre tectónico, y una tercera dirección (N10º-40ºE) que estaría enlazada a estructuras de segundo orden, generadas a partir de la rotación del máximo estrés compresivo hacia el E.

Los resultados de los diagramas de rosas de las abras cársicas coinciden con los de autores anteriores; predominan algunas abras de grandes proporciones NNE, con la excepción de la Sierra de San Vicente que demuestran dos sistemas de lineaciones NW y NNW respectivamente (Morales, 2010).
Para la Sierra de Quemados existen otras de menores proporciones que cortan la estructura de forma casi perpendicular en la dirección NNW-SSE al igual que al eje del pliegue al que está asociado este macizo.

Pudo observarse que existe la dirección NE 0°-10° SW, para Sierra del Medio, la que puede estar asociada a estructuras recientes relacionadas con la rotación hacia el E del máximo estrés compresivo suceso al cual puede estar asociado otro grupo de alineamientos, según Cáceres (1998), Rosa (1999) y Díaz (1999).
Entre N280˚-270˚W para Sierra Tumbadero que pudieran estar vinculada al avance diferencial de los mantos y sus distintas partes originado principalmente por las irregularidades en las rampas de sobrecorrimientos (McClay, 1987), que dan lugar a la aparición de un sistema de fallas transcurrentes transversales de orientación SE-NW (Cáceres, 1999).

Crestas: Son las partes más agudas y elevadas de los mogotes. Tienen una lineación discontinua e irregular, debido al hecho que además de ser afectado por el sobrecorrimiento, el relieve esta modelado por movimientos rotacionales asociados a las fuerzas tectónicos.
Se determinaron dos direcciones o ejes principales: una longitudinal a la estructura del macizo N50°-90°E, coincidiendo en general, con el rumbo de los frentes de sobrecorrimientos ocurridos en la Sierra de Los Órganos entre el Paleoceno y el Eoceno Inferior parte baja; una dirección transversal o perpendicular al eje del macizo (N280°-310°W), su origen puede relacionarse con movimientos diferenciales ocurridos durante el arrastre tectónico. En los diagramas de rosa se observa que algunas de estas crestas se encuentran orientadas al N (N10°-30°E), pueden relacionarse con estructuras recientes asociadas a esfuerzos compresivos de orientación E-W, según Cáceres, Rosa y Díaz (Cáceres, (1998); Rosa (1999) y Díaz (1999).

Escarpes: El escarpe o escarpa es una vertiente de roca que corta el terreno abruptamente, con pendientes mayores a 45º, aunque sea solamente una parte de la vertiente. A veces adopta la forma de una cornisa, que corona una vertiente en una extensión más o menos larga, aunque conservando una altitud sensiblemente constante. Escarpe, de modo general, es cualquier tipo de salto que interrumpe la continuidad de un paisaje.
Para los mogotes, las laderas escarpadas de las elevaciones pueden estar distribuidas por todas las vertientes, algunos desde el nivel de los valles adyacentes, aunque suelen ser de mayores dimensiones hacia las vertientes sur y sureste, como es el caso de la Sierra de Quemados. En el

resto de las vertientes, los escarpes se suceden a intervalos en distintos niveles siempre sobre rocas del Mb. San Vicente de la Fm. Guasasa, por lo general, encima del contacto entre las formaciones Jagua y Manacas con Guasasa.
Durante episodios geológicos más recientes, los movimientos de laderas de grandes dimensiones que se desarrollan en los frentes de los mantos han desempeñado un importante papel geomorfológico. De hecho, estos deslizamientos formaron parte de los principales episodios de erosión y sedimentación que se desarrollaron en la zona a partir del Eoceno y durante el Cuaternario, asociados a los movimientos neotectónicos.
En general se observan tres grupos de direcciones predominantes: N40˚-70˚E, longitudinal al eje de los macizos, coincidiendo con los planos de sobrecorrimiento y las fallas de distención y clivaje desarrolladas debido a movimientos de rechazo durante los cabalgamientos; N0˚-30˚E, y N310˚-280˚W, que pueden estar vinculadas a la formación de estructuras disyuntivas como resultado de la rotación del máximo estrés compresivo hacia el E y una última tendencia N320º-340º, pudiera deberse a estructuras formadas durante los movimientos diferenciales ocurridos durante el arrastre tectónico.

Poljas: En la zona de estudio las poljas en general, son marginales o de contacto, es decir, las que se desarrollan en el contacto entre dos formaciones de distinta naturaleza, como es el caso de las secuencias terrígenas de la Fm. San Cayetano y las carbonatadas de la Fm. Guasasa.
En la tipología hidrogeológica el carso cubano que separa los valles de contacto, por lo general es de tipo fluviocársicos, de acuerdo a su comportamiento hidrodinámico se clasifica en absorbente (colector) y emisivo (descarga).Es importante resaltar que existen características morfológicas e hidrodinámicas diferentes entre la entrada y salida de los mogotes, en la pared o vertiente absorbente (VA) de las cuevas se asocian generalmente a paleo niveles de lagos, mientras que en la pared o vertiente emisiva (VE) las cuevas suelen ser formadas producto a la erosión lateral.

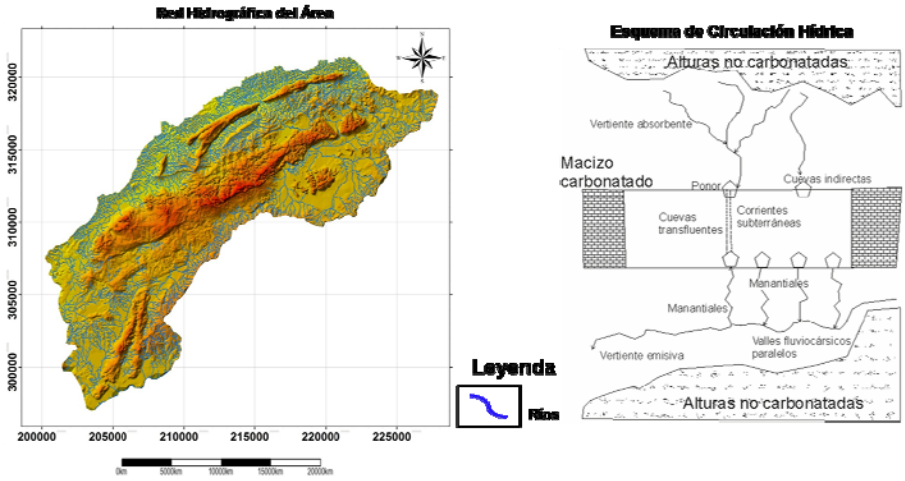


Figura 9. Figura de la red Hidrográfica del área y esquema representativo de la circulación hídrica (según Molerio, 1995).

En la figura 9 se puede observar en el esquema general del área, ubicado en la parte derecha, como el flujo que proviene de las Alturas Pizarrosas del Sur entra de forma perpendicular al interior del macizo calcáreo, infiltrándose por ponores o cuevas indirectas existentes en esa vertiente; fluye a través de la zona de conducción (cuevas transfluentes) hasta llegar al otro lado del macizo de donde sale por la vertiente emisiva, a través de manantiales en forma de flujo paralelo al pie de la elevación, debido a la presencia de secuencias impermeables no carbonatadas formando parte de la otra pared del valle fluviocársico, por lo que casi todas las poljas tienen una forma alargada y estrecha, como las de San Vicente, Santo Tomás, Ancón, Pan de Azúcar, Los Cañadones, Las Cuevitas, La costanera de Linares y del Naranjo. En ella se desarrollan redes fluviales del tipo dendrítico asimétrico, representadas por varios arroyos.
La gran polja marginal de Viñales es el resultado de la unión o captura de varias poljas menores, tiene un relieve ligeramente ondulado de colinas bajas alineadas al borde Norte del macizo cársico

con una orientación entre el NE y el ENE, quedando un estrecho valle entre éstas y los mogotes, más profundo que el resto de la polja.
Otras poljas como las que se abren en la vertiente sur de la Sierra de San Vicente – Ancón, formadas por los arroyos El Jovero y Los González, y en la vertiente sureste de la Sierra de Quemados, formadas por los arroyos El Bolo, Peñate y La Tierra, tienen un carácter endorréico y son de relativamente pequeñas dimensiones, aunque juegan un importante papel como zonas de alimentación de los aparatos cársicos.

Microformas Exocársicas

Lapiaz de agujas: Según López (1987), son los denominados pináculos, agudas y residuales formaciones rocosas piramidales. Predominan en las cimas de las elevaciones y representan un estadio avanzado en la disolución y degradación cársica de la caliza.
Acanaladuras: Se encuentran instaladas sobre cualquier roca carbonatada y representan surcos paralelos separados por agudas crestas que se desarrollan a favor de las pendientes normales por la acción de las aguas pluviales en su escurrimiento por la superficie rocosa, por lo tanto en este caso la disolución de la caliza será lineal según la pendiente. En la zona, en paredones de calizas casi verticales se han descrito acanaladuras de hasta 100 cm de ancho y 8 cm de profundidad que contienen a la vez, otras de orden menor.
Pozas de corrosión: Son depresiones cerradas en la mayoría de los casos, de fondo aplanado, generalmente rellenas de arcilla residual y materia orgánica, de paredes verticales. Se forman en la intersección de grietas debido a la disolución del agua de lluvia que en el proceso de escurrimiento es enriquecida con ácidos, así como la disolución de la misma por los planos de estratificación.

Perforaciones cilindroideas: Microformas del modelado cársico superficial muy características y frecuentes. Son pequeños pozos abiertos en la roca con sección circular o elíptica. Generalmente son más anchas que profundas.

Morfología subterránea

Macroformas endocársicas

Los procesos cársicos subterráneos agrupan los que conforman las zonas de conducción y descarga. Se pueden agrupar, según su génesis en disolutivos que, a su vez, conforman las zonas de conducción (solapas, grutas, cuevas, cavernas y simas) y descarga (como los manantiales o surgencias) y reconstructivos que agrupan a aquellos formados por la deposición del $CaCO_3$ (estalactitas y estalagmitas) y el aporte de sedimentos clásticos al interior del macizo, que se agrupan dentro de la zona de conducción.
La principal morfología subterránea o hipogea son las cavernas, que aunque su expresión morfológica ocurre en la superficie del relieve, todo su desarrollo espacial ocurre, en el interior del macizo cársico.
Para el área en general los sistemas subterráneos son de origen fluvial, transfluentes, absorbentes y de caudal alóctono (Núñez, 1984).
Por su ubicación espacial, existen dos tipos básicos, las esencialmente horizontales, que se designan, por excelencia, cuevas o cavernas, y las verticales, conocidas como simas o furnias.
El cavernamiento en el área de estudio presenta una dirección preferencial N40˚-80˚E longitudinal a la estructura coincidiendo con la dirección de los planos de sobrecorrimiento, existe otra dirección perpendicular al eje principal del macizo (N280º - 330ºW) que parece relacionarse con movimientos diferenciales de los mantos durante los cabalgamientos o, en otros casos, ser estructuras recientes relacionadas con la rotación hacia el E del máximo estrés compresivo suceso al cual puede estar asociado otro grupo de alineamientos de dirección N10º - 30ºE según Cáceres (1998), Rosa (1999) y Díaz (1999).y N270º - 280ºW pudieran estar vinculados al avance diferencial de los mantos y sus distintas partes originado principalmente por las irregularidades en

las rampas de sobrecorrimientos (McClay, 1987), que dan lugar a la aparición de un sistema de fallas transcurrentes transversales de orientación SE-NW (Cáceres, 1999).

Para el cavernamiento en Santo Tomás existe una dirección predominante al NE 40º- 80º, que coincide con los alineamientos, es decir, con estructuras casi paralelas al eje del macizo. Mientras que existen dos direcciones secundarias NNE 0º-10º y NE 50º-60º, que concuerdan con direcciones secundarias de los alineamientos y del agrietamiento del macizo; y una dirección terciaria E 80º-90º, que coinciden con direcciones secundarias de los alineamientos tectónicos y del agrietamiento.
En la Sierra de Quemados aparece un desarrollado sistema subterráneo con unos 47 km de galerías, integrado por la Gran Caverna de Santo Tomás y el Subsistema Los Cerritos, presenta doce niveles de cavernamiento conocidos hasta el momento: once niveles fósiles o semifósiles y uno activo.

Parámetros Morfométricos

En este epígrafe se pretende realizar una caracterización del área de estudio a partir de la interpretación de diferentes mapas morfométricos como es el de Disección Vertical y Horizontal, el Mapa de Hipsometría y los Mapas de Isobasitas de orden dos y orden tres todos realizados a partir del Modelo de Elevación Digital de Terreno realizado a escala 1:25000.

Mapa de Hipsometría

En el área de estudio se presenta un amplio margen de diferencias entre la alturas, oscilando desde menores de 20 m hasta los mayores de 500 m (figura10**)**, presentándose 8 niveles de pisos altitudinales que van desde las llanuras bajas (0 m – 20 m), hasta las montañas pequeñas (500 m – 1000 m) (según la clasificación de Díaz *et al*, 1986).
Los valores altimétricos menores, correspondientes a llanuras se ubican hacia el N del área, sobre rocas de la Fm. San Cayetano, y en las poljas de contacto que rodean los macizos cársicos, cubiertas con sedimentos no consolidados del Mb. (no formal) Ensenada Grande de la Fm. Guane.
Las alturas medias están desarrolladas hacia el S y centro del área, sobre rocas de las formaciones San Cayetano y Manacas. Mientras que las submontañas y montañas pequeñas coinciden con las sierras calcáreas, compuestas, en general por rocas de la Fm. Guasasa.

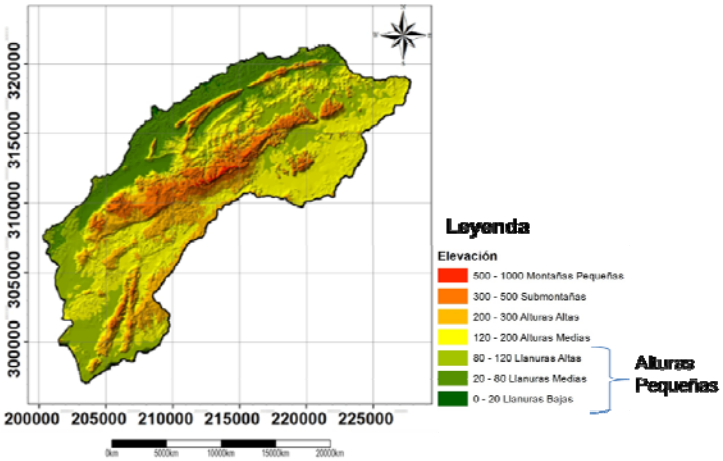


Figura 10. Mapa de Clasificación altimétrica del relieve, en Pisos altitudinales y Categorías. Contenida en Díaz et al, (1986).

Mapa de Disección Vertical
En el área de estudio se presentan 5 niveles de disección vertical determinados en m/Km^2 como se aprecia en la figura 11. Los valores más elevados se distribuyen en toda las parte central de

área coincidiendo con la Sierra Viñales, Guasasa, Galeras, San Vicente-Ancón y Sierra del Infierno-Medio con la excepción de Sierra de Quemados que se sitúa más al sur, estos valores varían entre (308-510 fuertemente diseccionada) donde se presenta una mayor igualdad litológica, por lo que sugiere que en esta área han ocurrido ascensos neotectónicos notables, coincidiendo así con los mínimos valores de disección horizontal. Se presentan valores intermedios del orden de los (144 -224 diseccionada) y los (224-308 altamente diseccionada) coincidiendo con Sierra Tumbadero y las formaciones mencionadas. Los mínimos varían entre (0-76 Muy débilmente diseccionada) y (76-144 Débilmente diseccionada) coinciden con las formaciones San Cayetano y Manacas y las poljas del área como la de Viñales y El Moncada, donde se desarrollan sedimentos no consolidados de origen aluvial correspondientes al Mb. Ensenada Grande (no formal) de la Fm. Guane.

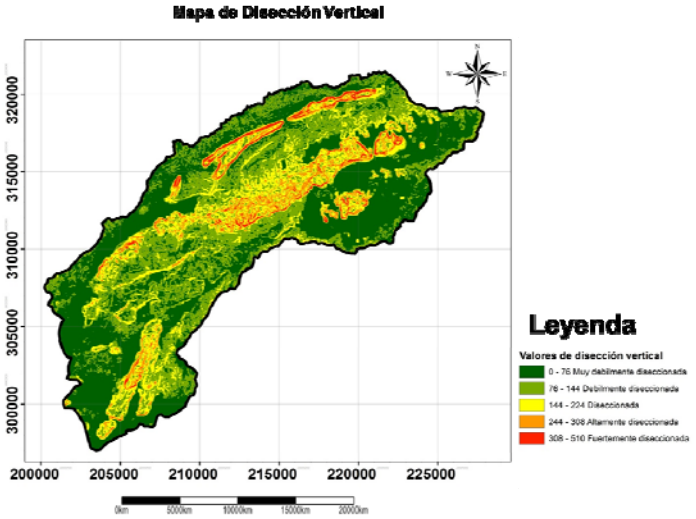


Figura 11. Mapa de disección vertical del relieve reclasificado según la clasificación de Cabrera (2002). De 0 – 76 Muy débilmente diseccionada, 76 – 144 Débilmente diseccionada, 144 – 224 Diseccionada, 224 – 308 Muy diseccionada, 308 – 510 Fuertemente diseccionada. Obsérvese que los máximos coinciden con el área ocupada por el macizo calcáreo, mientras que los mínimos corresponden con las poljas y alturas de pizarras.

Mapa de Disección Horizontal

La disección horizontal está estrechamente relacionada con la red fluvial, las características litológicas y la tectónica de determinada área. La reclasificación se realizó según Cabrera (2002). El siguiente mapa muestra la distribución del coeficiente de erosión lateral producido por la actividad de la red fluvial, se presentan 5 niveles de erosión lateral donde los niveles más bajos son del orden de los 0–0.6 (muy débilmente diseccionada) coincidiendo con las máximas elevaciones del área que es donde han ocurrido ascensos neotectónicos y por tanto la red fluvial no ha tenido un desarrollo cíclico, además de estar constituidas por rocas carbonatadas las cuáles no presentan drenaje superficial sino subterráneo por infiltración y este parámetro se hace mínimo debido a que es inversamente proporcional a la disección vertical, los máximos se encuentran distribuidos en toda la parte N y S del área coincidiendo con las zonas más bajas del relieve y de mayor estabilidad tectónica donde la red fluvial ha tenido un desarrollo cíclico normal sin alteraciones y coincidiendo además con la distribución de las rocas terrígenas, los valores máximos superan los 6m (Fuertemente diseccionada),Ver figura 12.

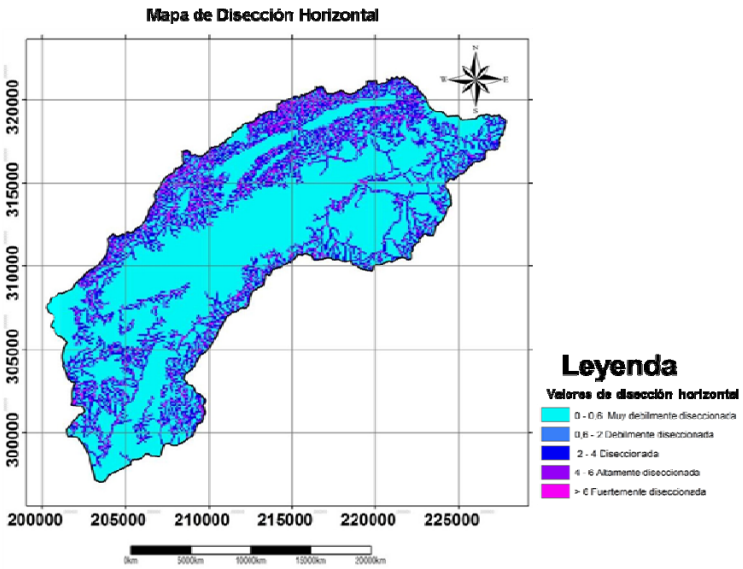


Figura 12. Mapa de disección horizontal del relieve. De 0 – 0,6 muy débilmente diseccionada, 0,6 – 2 débilmente disecciona, 2 – 4 diseccionada, 4 – 6 altamente diseccionada, >6 fuertemente diseccionada. Nótese la coincidencia de elevaciones con los mínimos de disección horizontal.

Índice de incisión de Abras en las sierras de Quemados y del Medio.

El índice de incisión abras se estimó entre cada una de las 22 superficies cumbrales determinadas a lo largo de un perfil longitudinal, trazado sobre las sierras de Quemado y del Medio, como se observa en la figura 13 A y B. Este índice es inversamente proporcional a los ascensos neotectónicos, en el área de estudio los valores más bajos oscilan en el orden de los 2.2 y 8.8 coinciden con la Sierra de Quemado que es donde mayor ascensos neotectónicos han ocurridos y los valores más elevados de este índice varían entre 11,32 y 14.16 coincidiendo con la Sierra del Medio en la cual ha tenido menores valores de ascenso neotectónico.

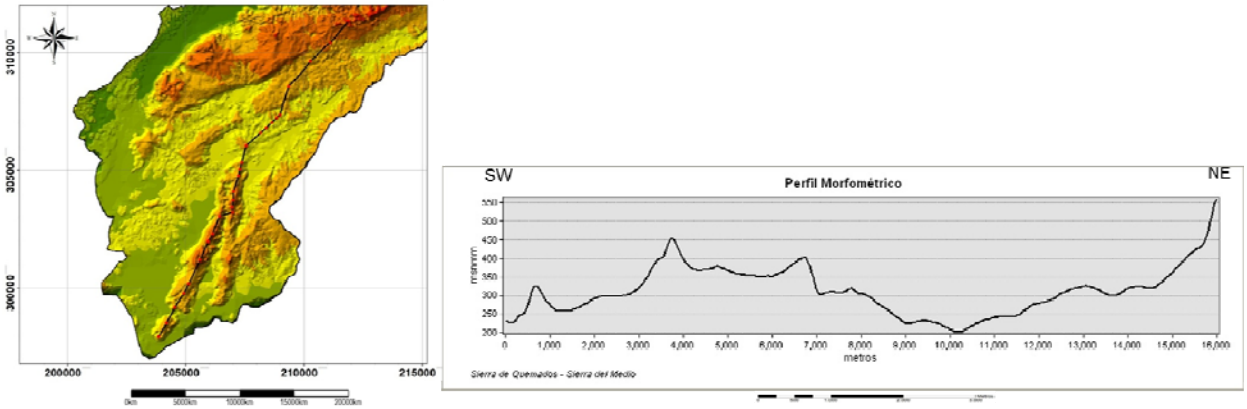


Figura 13. Localización de las superficies cumbrales utilizadas para el cálculo de este índice(A), perfil trazado a través de las superficies máximas (B).

Mapa de Niveles de superficies planación

Para el sector de estudio la dirección predominante de los elementos geomórficos es NE – SW, seguida de NW – SE, correspondiendo el patrón general con la estructura geológica de la región.

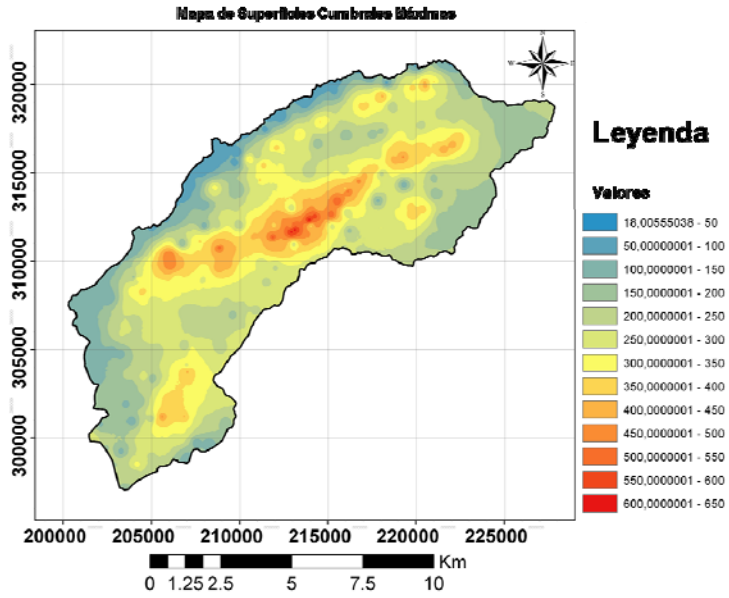


Figura 14. Localización de las superficies cumbrales máximas presentes en toda el área de estudio.

En el perfil (figura15) se aprecia la sucesión de estructuras positivas, separadas por depresiones. Las estructuras positivas corresponden a las cimas de las Alturas de Pizarras del Sur y a las cadenas de mogotes, mientras que las depresiones coinciden con los valles fluviocársicos o de contacto. Pudiendo individualizarse zonas de elevamientos y depresiones, en dirección NE – SW.

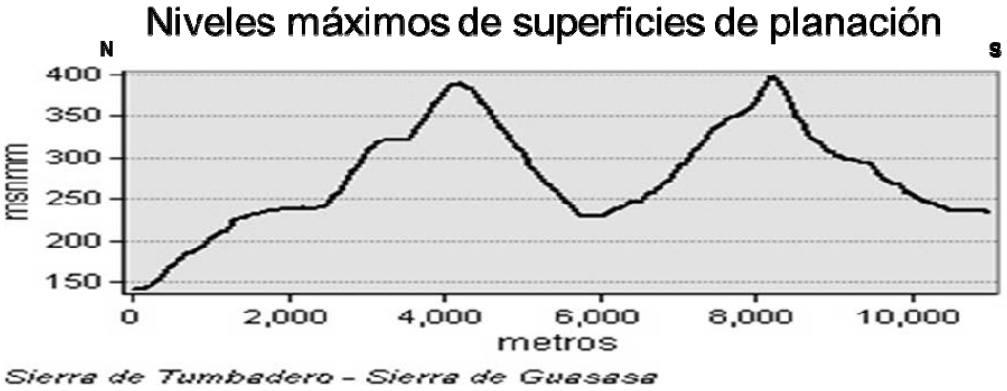


Figura 15. Perfil Sierra de Tumbadero – Sierra Guasasa trazado a partir de los niveles máximos de superficies de planación.

En los mapas de máximos niveles de cimas concordantes, los valores mayores de superficies cumbrales se encuentran hacia el centro del área, coincidiendo con la disposición espacial del cinturón de mogotes, mientras que van decreciendo hacia las zonas ocupadas por valles fluviocársicos al centro y al N del sector. Con valores medios se muestran las cimas de las alturas pizarrosas tanto del norte como del sur.

También se observan varias superficies de erosión escalonadas, que pueden ser agrupadas de forma tentativa, en intervalos de edades que van desde el Eoceno hasta el Holoceno, según Acevedo (1971), teniendo en cuenta la historia geológica más reciente de la región.

La superficie del Eoceno corresponde a los niveles de cima entre 350 m y 400 m snmm. En el área se identifica con las cumbres máximas del cinturón de mogotes (hasta 590 m snmm) y litológicamente responde a zonas cubiertas por calizas de la Fm Guasasa.

La superficie Miocénica pudiera estar agrupada en los intervalos de 300 m – 350 m snmm, coincidiendo en general con las zonas del piedemonte que bordea en ocasiones al cinturón de mogotes y en las ocupadas por secuencias de las formaciones Jagua y Manacas y con el área de distribución del carso en torres (Fm. Guasasa, miembros Tumbadero y Tumbitas)

Por su parte la superficie Pliocénica se distribuye entre las cotas 220 m – 280 m snmm. Identificada en este caso por cotas de las Alturas de Pizarras del Sur, en secuencias de la Fm. San Cayetano de forma general.
La superficie Pleistocénica se puede ubicar en niveles entre 150 m – 210 m snmm, en las vertientes terrígenas de los valles fluviocársicos o de contacto correspondientes a Alturas de Pizarras del Norte y del Sur.
La superficie Holocénica se encuentra entre los niveles 20 m – 140 m snmm, está representada por la existencia de depósitos aluvio-deluviales, así como a zonas donde afloran las formaciones San Cayetano y Manacas, en el fondo de los valles y hacia el centro y el N del área.

Tabla III: Fechado relativo de los niveles de cimas concordantes a partir de patrones elaborados por Acevedo (1971) para la región de Sumidero.

Niveles de superficies de planación	Edad de la morfogénesis	Localización
20 – 140 m	Holoceno	Sedimentos de las formaciones San Cayetano y Manacas ,así como depósitos eluviales-deluviales
150 – 210 m	Pleistoceno	Vertientes terrígenas de valles fluviocársicos(Alturas de Pizarras del Norte y Sur)
220 – 280 m	Plioceno	Secuencias de la Fm. San Cayetano(Alturas de Pizarras del Sur)
300 – 350 m	Mioceno	Zonas ocupadas por las formaciones Jagua, Manacas y Guasasa
400 – 500 m	Eoceno	Zonas cubiertas por la Fm.Guasasa

PREMISAS GEOLÓGICAS PARA LA BÚSQUEDA DE HIDROCARBUROS

La exploración geológica y la explotación petrolera llevadas a cabo durante las últimas décadas en Cuba, han permitido evaluar el potencial petrolero y jerarquizar aquellas áreas del territorio nacional, con posibilidades de producción a corto, mediano y largo plazo. Paralelamente se han discriminado otras zonas, con menos posibilidades para las pesquisas (Linares y otros, 2011).
Los descubrimientos de yacimientos de hidrocarburos en Cuba hasta la fecha, han indicado ciertas premisas geológicas para su búsqueda. Estas pueden resumirse en:

- El petróleo y el gas, están entrampados y son generados, por rocas formadas en un Margen Continental, en cuencas de aguas profundas, principalmente en aquellas de las llamadas Unidades Tecto-Estratigráficas (UTE) Placetas y Camajuani, de edades desde el Jurásico Superior hasta el Cretácico Superior Turoniano (ejemplos los yacimientos del norte de las provincias La Habana, Mayabeque y Matanzas).
  En el area estudiada están prsentes tales rocas tanto en afloramientos, como en la profundidad. La presencia de petróleo y gas se ha manifestado en los pozos Pinar No. 1 y 2 situados en el valle de Pons y en el norte de Soroa. En el área de Puerto Esperanza, se han perforado varios pozos algunos de los cuales además de manifestar hidrocarburos, han acumulado algunos barriles de petróleo en las pruebas efectuadas.
- También se encuentran hidrocarburos, en reservorios como las serpentinitas muy fracturadas y en rocas siciclásticas, vulcanógeno-sedimentarias y carbonatadas, de cuencas superpuestas (ejemplos yacimientos Jarahueca, Cantel, Motembo, Cristales y Catalina, entre otros).
- Existen yacimientos que producen o produjeron, a partir de rocas vulcanógeno-sedimentarias y vulcanógenas fracturadas (ejemplos yacimientos Cristales y Pina).
- En los últimos meses, se están detectando producciones importantes de hidrocarburos, desde rocas sedimentarias de edad Paleógeno (ejemplos zonas hacia el mar en Cojimar y Habana del Este). Secundariamente, se conocen las “margas bituminosas” en varias zonas.
  Todas las áreas que actualmente producen hidrocarburos, se encuentran en el Cinturón Plegado y Sobrecorrido de Cuba, en la parte septentrional de las provincias La Habana, Mayabeque, Matanzas y Ciego de Ávila. Como se demostró en la parte Tectónica de este trabajo, la región tiene toda las características estructurales de este cinturón, adicionalmente el tectonismo al que ha sido sometido, creó las condiciones para reservorios fracturados, los que con un buen sello

regional, completa las condicnes para encontrar yacimientos. Este sello regional, está representado en la región por la Formación Manacas muy similar a la Formación Vega Alta de las áreas productoras conocidas (Linares y otros, 2015, libro "Estratigrafia de las zonas petroleras de la Republica de Cuba" en edición).

CONCLUSIONES

1. Se comprobaron dos sistemas de orientación de los alineamientos tectónicos del área de estudio, al (N60°-80°E) y (N310º - 330ºW) coincidiendo con la dirección de los sobrecorrimientos ocurridos en el área. Siendo la Sierra de Quemados con una dirección (N30˚-40˚E) un caso algo atípico porque puede estar asociado a esfuerzos compresivos en dirección E – W.

2. Se reafirmó que existe una estrecha relación entre las geoformas cársicas superficiales con direcciones principales (N40˚-80˚E), (N270º-320ºW) y los alineamientos tectónicos (N60°-80°E) y (N310º - 330ºW) que afectaron al área, debido a que estas geoformas cársicas se desarrollan en áreas de mayor debilidad, o sea, los lugares donde existen mayores volúmenes de lineamientos o intersección de ellos.

3. Se determinó mediante el mapa de disección vertical, disección horizontal y el cálculo del índice de incisión de abras que se han desarrollado ascensos neotectónicos recientes en los lugares donde se localizan los macizos calcáreos.

4. Se pudo determinar las superficies de erosión donde los niveles de 20 – 140 m (Holoceno), 150 – 210 m (Pleistoceno) ,220 – 280 m (Plioceno), 300 – 350 m (Mioceno) y 400 – 500 m (Eoceno).

5. Se demostraron los fuertes agrietamientos y tectonismo de la región, lo que en profundidad supone esctructuras favorables para entrampar hidrocarburos en reservorios por fracturación.

6. La presencia de la Formación Manacas es un atributo favorable como sello de los sistemas petroleros.

RECOMENDACIONES

1. Realizar perfiles regionales con el objetivo de delimitar el contacto entre los Mb. Tumbita, Tumbadero y San Vicente pertenecientes a la Fm. Guasasa.
2. Aplicar otros parámetros morfométricos (mapas de Isobasitas, cálculo de índice de incisión de abras, índice de desarrollo del frente montañoso, índice de sinuosidad del frente montañoso) para determinar ascensos neotectónicos recientes en toda el área.

BIBLIOGRAFÍA

Cáceres, D. 1997. Estructura Geológica y Pronóstico Preliminar para metales básicos más Barita en la parte central de las Alturas Pizarrosas del Sur, Tesis doctoral, Universidad de Pinar del Río, Pinar del Río

Cáceres, D. 1998. Diferentes fases deformacionales en la porción más meridional de la Sierra de los Órganos, Memorias III Congreso de Geología y Minería, Tomol. PP. 89-92. Editorial C.N.D.I.G, La Habana.

Cobiella, J. 1996: Estratigrafía y eventos jurásicos en la Cordillera de Guaniguanico. Minería y Geología. Vol. XIII. No. 3. Pag. 11.

Cobiella, J. 1996. El magmatismo Jurásico (Caloviano-Oxfordiano) de Cuba occidental: ambiente de formación e implicaciones regionales, Revista Asociación Geológica Argentina 51 (1): 15-28.

Cobiella, J. 2009: Reconstrucción palinspástica del paleomargen mesozoico de América del Norte en Cuba occidental y el sudeste del Golfo de México. Implicaciones para la evolución de SE del Golfa de México. Revista Méxicana de Ciencias Geológicas v.25, núm 3, 2008, p. 382-401.

Denis, R. 1998. Algunas consideraciones sobre el Cuaternario de Cuba Occidental, Memorias III Congreso de Geología y Minería, Tomo I. PP. 180-182. Editorial C.N.D.I.G. La Habana

Díaz, J. 1986: Los principios básicos de la clasificación morfoestructural del relieve cubano y su aplicación en la región centro-oriental de Cuba. Ed. Academia de Ciencias. La Habana. 60 pp.
Díaz, C. 1999. Geología y geomorfología del carso de la Sierra de San Vicente, Tesis de Maestría, Mención Geología Regional, Universidad de Pinar del Río. 51 pp.
Díaz, C., 2011. Estructura geológica y su vinculación con las morfoestructuras del área de la cuenca del arroyo Santo Tomás y la sierra de Santo Tomás – Quemado. Memorias IV Convención de Ciencias de la Tierra. Sociedad Cubana de Geología. La Habana. Cuba.
Dos Santos, L. C, 2012: Movimientos de masa en la región central de la Sierra de los Órganos. Tesis de diploma presentada en opción al título de Ingeniero Geólogo.
Farfán, H.; Díaz, C.; Aldana, C. y Valdés, M. 2007: "Dolines in Sierra de Quemados and theirrelationwhitthedevelopment of the Gran Caverna de Santo Tomás", Viñales, Cuba. (en prensa). 15pp.
Farfán, H. y Aldana, C. 2007: Las dolinas de la Sierra de Quemados y su relación con el desarrollo de la Gran Caverna de Santo Tomás, Viñales, Cuba. (Inédito) 10 p
Farfán, H.; Díaz, C. y Aldana, C. 2010: Dolines in Sierra de Quemados and theirrelationshipwhitthedevelopment of the Gran Caverna de Santo omás, VIñales, Cuba. Geophys Res Abstracts 12.
Fernández, E. 1995: Introducción a la Geología Kárstica. Federación Española de Espeleología. Badalona. 202 pp.
Franco, G.; González, R.; Recio, A.; Furrazola, G.; Delgado, R.; Triff, J. 1994: Léxico Estratigráfico, Instituto de Geología y Paleontología, MINBAS, La Habana, Cuba.
Gutiérrez, R. 1995: Condiciones geológicas del desarrollo diferenciado de la carsificación en la Cordillera de Guaniguanico. Cuba Occidental. En: El Carso y los acuíferos cársicos. Universidad de Granada. PP. 11-26.
Hatten, C.W., 1957: Geologicreporton Sierra de los Organos. Fondo Geol. (MINBAS), La Habana.
Jakucs, L. 1977.Morphogenetics of Karst Regions. Variants of Karst Evoluction, Edit. AkademiaiKiado, Budapest, Hungria.
López, B., 1987: Geomorfología del carso de Pinar Negro. Sierra de Segura. Jaen. Lapiaz monográfico II. Valencia. España.
Martínez, D., Fernández de Lara, R., 1988. Informe de los trabajos del levantamiento geológico y búsqueda a escala 1: 50 000 de la parte central de la provincia de Pinar del Río. C.N.F.G. Pinar del Río.
Martínez, D. 1999: Informe sobre la generalización del mapa geológica del occidente de Cuba a escala 1:100 000. O.T.R.M. Pinar del Río.
McClay, K. 1987: The mapping of geological structures.Geological Society of London handbook.
Molerio, L. 2004: "Los Mogotes del Valle de Viñales", Monumento Nacional, Pinar del Río, Cuba. Mapping Interactivo. Diciembre de 2004.
Molerio, L.1995: FIELD TRIP GUIDE MOGOTES IN THE VIÑALES VALLEY, PINAR DEL RIO PROVINCE, CUBA.
Núñez, A., Viña, N., Graña, A., Mateo, J., Iturralde, M., 1988) Cuevas y carsos. Ed. Cien-tífico-Técnica. La Habana. 431 pp.
Palmer, 1945. "Outline of the geology of Cuba", Journ. Geol., Chicago, U. S. A., 53(1):1-34.
Pedraza, J., 1996. Geomorfología, Principios, Métodos y Aplicaciones, Edit. Rueda Madrid, España.
Piotrowska, K., 1982. "Las estructuras de nappes en la Sierra de los Órganos", Contribución a la geología de la provincia de Pinar del Río, Edit. Cient. Técnica, C. Habana, p.85-156.
Pszczolkowski, A.; Piotrowska, K.; Myczynski, R.; Piotrowski, J.; Skupinski, A.; Grodzicki, J.; Danilenwski, D.; Haczewski, G, 1975. "Texto Explicativo al Mapa Geológico a escala 1:250 000 de la provincia de Pinar de Río", Informe inédito I.G.P, A.C.C, Oficina Nacional de Recursos Minerales, MINBAS
Pszczólkowski, A., 1987: Contribución a la Geología de Pinar del Río. Editorial Científico-Técnica. La Habana.225 pp.
Pszczolkowski, A., 1987. "Paleogeography and paleotectonic evolution of Cuba and adjoining areas during the Jurassic-Early Cretaceous", Ann. Soc. Geol.Pol., 57: 127-142.
Pszczolkowski, A., 1987: Secuencias miogeosinclinales de la Cordillera de Guaniguanico. Litoestratigrafia, desarrollo de Facies y Paleogeografía: Contribución a la Geología de Pinar del Río, La Habana, Editorial Científico Técnica, 5-84.
Pszczólkowski, A., 1999: The exposed passive margin of North America in Western Cuba.Caribbean Basins. Sedimentary Basins of de World, 4 editadopor P. Mann (Editor de series: K. J. Hsu), pp 93-121, Elsevier Science B. V., Amsterdam, 1999.
Rocamora, E., 1998:"La fotointerpretación digital en regiones cársicas: Caso de estudio Sierra del Quemado", Cuba. Memorias III Congreso de Geología y Minería. Tomo I. PP. 614-617. Editorial C.N.D.I.G. La Habana.
Rosa, C., 1999. Geología y Geomorfología del Carso en la Sierra de Viñales. Tesis de Maestría. Mención Geología Regional. Universidad de Pinar del Río. 51 pp.

Torres, Y., 2009. Detalles de las estructuras estratigráficas y morfológicas en el perfil El Moncada –Sierra Celada. Trabajo de diploma presentado en opción al Título de Ingeniero Geólogo.

Roach, F. y Rivero, V., 2012: Geología y Geomorfología del carso en la región central de la Sierra de los Órganos, Pinar del Río, Cuba. Trabajo de diploma presentado en opción al Título de Ingeniero Geólogo.

Vermunt,L. W. J. (1937).Geology of the province of Pinar del Río, Cuba.Geog. Geol.Mededdel. Utrecht, Phys. Geol. Reeks, 13:1-60.

EVALUACIÓN GEÓLOGO- GEOMORFOLÓGICA EN LA REGIÓN CENTRO ORIENTAL DE CUBA PARA LA EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS

Lourdes Jiménez de la Fuente, Ramón Cruz Toledo, Yusneurys Pérez Martínez, Carlos Valdivia Tabares,Osvaldo Rodríguez Moran,María Victoria Pérez Peña

Centro de Investigación del Petróleo Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. La Habana
Email: lourdes@ceinpet.cupet.cu

RESUMEN

El área de estudio se ubica en la región Centro Oriental de Cuba, abarcando las provincias Las Tunas y Holguín principalmente. Esta zona cuenta con potencialidades gasopetrolíferas aún no estudiadas en su totalidad, por lo que se realiza una evaluación para determinar áreas perspectivas para la exploración de hidrocarburos basados en métodos Geólogo-Geomorfológicos. La presencia de numerosas manifestaciones de petróleos en superficie, reconocidas incluso desde tiempos de la conquista española, y mas recientemente corroboradas por trabajos de campo, así como el estudio de los datos aportados por los pozos perforados entre otros indicios, aportan elementos suficientes para pensar en la presencia de un sistema petrolera activo en la región. Para el análisis nos apoyamos en la información del mapa de geología generalizada de escala 1:100000, imágenes del satélite Landsat 7 ETM, Modelo Digital de Terreno (MDT) a partir de imágenes Radar, mapa de manifestaciones superficiales de hidrocarburos, esquemas en el campo de la Geomorfología, mapa tectónico 1:500000, información de los pozos perforados e información de trabajos de campo. Como principal resultado de la evaluación mediante la integración de los métodos utilizados, se pudo corroborar como más perspectiva el área de Maniabón-La Farola, donde los tectoalineamientos propuestos se asocian con las manifestaciones superficiales de hidrocarburos, comprobándose esta relación mediante trabajos de campo; en segundo lugar se determinó el área al norte del pozo Picanes 1x, en la cual mediante los métodos geomorfológicos se identificaron elementos tectónicos que orientan hacia posibles estructuras que de conjunto con los datos del subsuelo aportados por el pozo Picanes-1x pudiera considerarse una zona de interés para la actividad exploratoria.

ABSTRAT

The study area is located in the Central Western region of Cuba, in Las Tunas and Holguin provinces. The aim of this work is evaluate the area based on Geology and Geomorphology methods. The evidence of the active petroleum system in the area has been corroborated by well geology data and the numerous oil seeps which had been leaking even form the Spanish conquer times and recently had been proved by fieldwork. The analysis was support with the information of generalized Surface Geology map 1:100000, remote sensing information of Landsat 7 ETM, Digital Elevation Model from Radar images, oil seeps maps, Geomorphology schemas, Tectonic map 1:500000, well data and fieldwork information. As the main result, two areas was interpreted in order of perspectivity and based on multidisciplinary analysis. First of them is Maniabon- La Farola, where proposed tectolineaments were associated with oil seeps and that relationship was corroborated by fieldwork. In second place of perspectivity, a region northern to Picanes 1x oil well where tectonics elements were interpreted mainly by Geomorphologic methods and were important information of subsurface reported by Picanes 1x oil well support that interpretation and become it as an interesting scenario for the exploration activity.

INTRODUCCIÓN

El área de estudio se encuentra ubicada en la región Centro Oriental de Cuba y comprende las provincias Las Tunas y Holguín. La historia petrolera de esta zona se remonta a los años de la colonia cuando los españoles utilizaban las chapapoteras de Maniabón para conservar las embarcaciones, se asume que fue en la región de Maniabón, Provincia Las Tunas ya que no se conocen en esa región otros lugares donde lo salideros de asfalto acumulen volúmenes suficientes para calafatear navíos. (Linares, 2011). Esta región de forma general se caracteriza por la abundancia de manifestaciones de petróleo en superficie, fundamentalmente sobre rocas de UTE Zaza, las cuales como es conocido no son productoras de hidrocarburos, además se ha reportado la presencia de importantes manifestaciones de gas.

Hasta la actualidad no se ha encontrado ningún yacimiento sin embargo se espera que los escenarios de Camajuaní y Placetas, reconocidos en la Franja Norte de Crudos Pesados y asociados a los principales yacimientos de nuestro país deben estar en profundidad. Estos elementos geológicos justifican por si solos la necesidad de aumentar el conocimiento y grado de estudio de la región y prueban la existencia de al menos un sistema petrolero activo.

El objetivo fundamental de este trabajo es la evaluación geólogo- geomorfológica de esta región para determinar zonas favorables para la exploración petrolera que orienten esta actividad.

MATERIALES Y MÉTODOS

Se utilizaron diferentes materiales entre los que se encuentran el mapa geológico de generalización petrolera a escala 1: 100000 elaborado en el Ceinpet, mapa tectónico regional a escala 1: 500000 del año 1985, imágenes satelitales entre las que se encuentran la escena p012r045 del Landsat 7 ETM y la imagen radar correspondiente al área del estudio del SRTM (Shuttle Radar Topographic Mision). Para la confección de los Índices Morfométricos se utilizó la información hipsométrica extraída del MDT y las cartas topográficas a escala 1:50000, así como la base topográfica a escala 1:250000. Se densificó la red de drenaje a partir de las cartas topográficas 1:50000 para la interpretación geomorfológica cualitativa. También se utilizaron los resultados obtenidos de los trabajos de campo y la información de los pozos perforados contenida en la base de datos INFOPET, perteneciente al Ceinpet, así como los datos de los informes de pozo correspondientes, en conjunto con la ubicación de las manifestaciones superficiales de hidrocarburos. Para complementar los resultados obtenidos de la interpretación Geólogo- Geomorfológica se utilizaron datos de campos potenciales de forma cualitativa. La interpretación partió de un análisis regional que abarcó las provincias Las Tunas y Holguín, a una escala de trabajo de 1:250000, a partir del cual se identificaron zonas que resultaron mas perspectivas para la exploración petrolera en las que se trabajó a un detalle de 1:50000. Este fue el caso de la zona NW de la provincia La Tunas que demostró ser la de mayor perspectividad según los métodos aplicados.

Los métodos geomorfológicos se dividen en Cualitativos y Cuantitativos. La Geomorfología aplicada a la búsqueda de petróleo y gas reconoce las áreas favorables o perspectivas como aquellas en las que se conjugan elementos estructurales en las direcciones NE-SW y NW-SE, unido a estructuras elevadas. El método Cualitativo del Drenaje es por excelencia el aplicable para la interpretación geomorfológica estructural, se basa en la relación existente entre la red de drenaje, la estructura geológica y los tipos de litologías, por lo que a partir de su interpretación se delimitaron áreas y tectoalineamientos que constituyeron las principales direcciones estructurales propuestas para el área.

Entre los métodos geomorfológicos cuantitativos utilizados se encuentran la Disección Vertical cuyo principio se basa en las diferencias de cotas máximas y mínimas por unidad de área (Lamadrid J.1979). El método de las Morfoisohipsas para cuyo análisis se confeccionaron tres generalizaciones del relieve a partir de la configuración del relieve actual. En general estos dos métodos representan muy bien la influencia de la Neotectónica y en el caso de las Morfoisohipsas permite además identificar estructuras geológicas elevadas y zonas de fallas, ya que en su análisis se desprecia la influencia de la erosión externa.

Los productos satelitales también tuvieron gran contribución a la interpretación geomorfológica estructural ya que permitieron la identificación de Litomorfoestructuras y tectoalineamientos. Se utilizó la combinación RGB 742 del Landsat ETM, esta combinación es ampliamente utilizada en Geología sobre todo para determinar zonas de diferentes litologías (Chuvieco 1995). El procesamiento consistió en la transformación del sistema RGB al IHS (Intensidad, Tono, Saturación), reemplazando el canal Intensidad con la información del DEM para aportar textura y luego la retransformación al sistema RGB. (Arismendi J. 2010).

La interpretación se completó con el Esquema Morfotectónico donde se generalizaron los resultados de las interpretaciones geomorfológicas, satelitales y se incorporó la información geológica de pozos, manifestaciones superficiales de hidrocarburo, Geología de Superficie y

trabajos de campo. Todos estos resultados basados en principios geológicos y geomorfológicos permitieron la delimitación de áreas perspectivas para la ocurrencia de hidrocarburos.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Marco geólogo- geomorfológico

Se partió de un análisis multidisciplinario de la región Centro Oriental de Cuba, aquí se utilizó la escala de trabajo 1:250000 para determinar las principales características tectónicas, geológicas y geomorfológicas presentes en un área que abarca las provincias Las Tunas y Holguín principalmente, y que corresponde con los Bloques 17 y 18 de exploración petrolera. (Figura # 1)

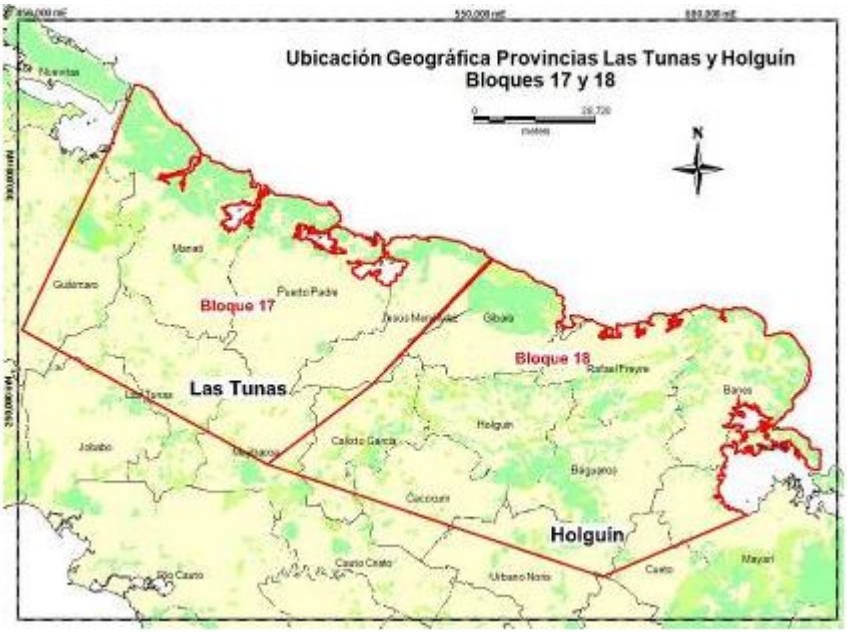


Fig.#1 Ubicación del area de estudio en el contexto regional

El marco tectónico regional para la parte Oriental de Cuba se caracteriza por dos ambientes diferentes, en una primera etapa la compresión y posteriormente la transcurrencia. Estos dos regímenes generaron estilos estructurales muy diferentes; el régimen compresivo o primera etapa de la orogenia se caracterizó por el desarrollo de cabalgamientos y rampas laterales fundamentalmente, aquí es donde se reconocen la formación de estructuras con interés gasopetrolifero. Ya en una segunda etapa de la orogenia se comenzaron a acentuar los sistemas transcurrentes sinestrales favoreciendo el desarrollo de ambientes transpresivos y un rediseño de las estructuras existentes. El mapa tectónico de la República de Cuba 1:500000 nos ilustra la ubicación de la región en un sistema de fallas transcurrentes de tipo sinestrales, al oeste la Falla Camagüey y al sureste la Falla Cauto- Nipe. (Figura # 2)

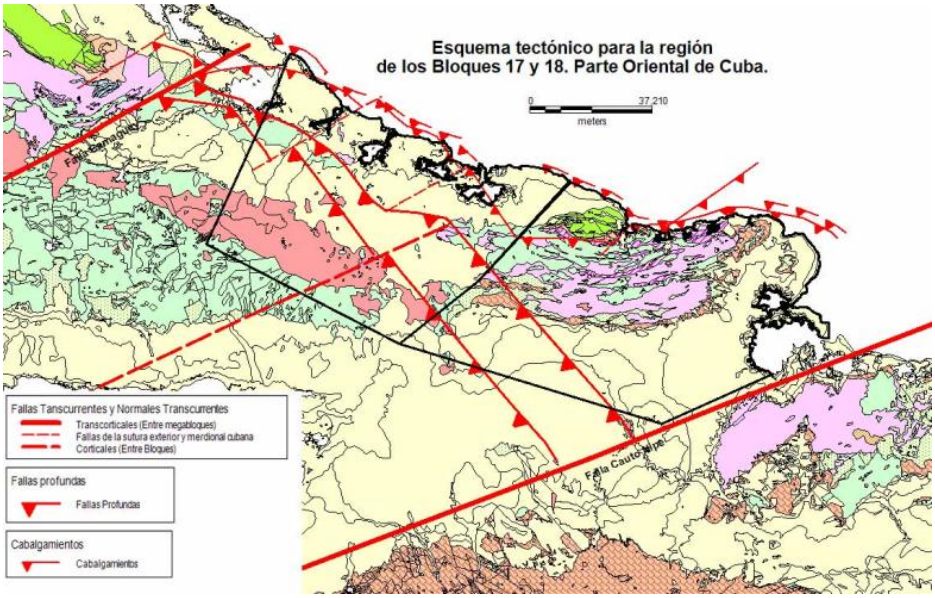


Fig.#2 Esquema tectónico de la region Oriental de Cuba, Provincias Las Tunas y Holguin, sobre el mapa geológico generalizado, escala 1:100000.

La tectónica del área tiene gran importancia desde el punto de vista petrolero ya que de los estilos presentes se derivan la formación de estructuras y su grado de conservación. En el aspecto regional se puede apreciar que la configuración de las unidades geológicas presentes en la región hacia la parte NE, se reacomodan bordeando o contorneando la Sierra de Gibara. Las unidades de UTE Zaza se presentan en forma de bandas alargadas y estrechas que adoptan la forma del promontorio carbonatado, lo que evidencia la fuerte compresión a la que estuvieron sometidas. Por esta razón también es de esperar que a los sedimentos de cuenca del Margen Continental al enfrentarse a las zonas levantadas de la plataforma les ocurra un proceso similar en profundidad, quedando cubiertos por el cabalgamiento fuera de secuencia del Terreno Zaza (Figura # 2). Hacia la porción NE el grado de conservación de las estructuras va ser mucho menor producido precisamente por la superposición de los eventos tectónicos, primero la compresión y posteriormente el rediseño por la transcurrencia. Desde el punto de vista estructural aquellas estructuras ubicadas al NW se pueden considerar más favorables.

A partir de la representación cualitativa de anomalías de Bouguer se corrobora que la región se encuentra dentro del Mínimo Norte Cubano, lo que se asocia a la presencia en el subsuelo de rocas de Margen Continental, esta zona se estrecha hacia el NE, hacia la Sierra de Gibara por lo que se pudiera suponer que en esta área las unidades de Margen Continental, Camajuaní y Placetas, aun no descubiertas en profundidad, disminuyen sus espesores. El límite sur de la U.T.E Remedios queda bien definido por un intenso gradiente que separa la franja estrecha de máximos, de la cadena de mínimos que se ubica al Sur de dicho límite (Prol J. 2001). Hacia el centro se aprecia zonas que pueden corresponder posiblemente con disminución de los espesores de la UTE Zaza. (Véase Figura # 6).

La correlación de los pozos perforados demuestra que la plataforma Remedios tiene un mayor levantamiento hacia la parte NE y NW de la región. El pozo Nuevitas 1, ubicado en el extremo más Occidental del Bloque 17 cortó 1247m de espesor de la Fm. Purio mientras que el Gibara 1, ubicado al otro extremo, cortó las secuencias de Margen Continental con un espesor de 4271m, en este caso, representado por las Fm. Purio, Palenque y Perros. En ambos casos los pozos terminaron en estas secuencias. El mapa de Geología de Superficie también corrobora esta afirmación ya que se pueden apreciar los afloramientos de las secuencias de Margen Continental hacia la Sierra de Gibara, mientras que a lo largo de la costa se hunden y no afloran mas hasta la Sierra de Camaján en la Provincia de Camagüey. Estos datos nos dan una idea que hacia la parte Norte de la provincia Las Tunas las unidades de Margen Continental deben estar en profundidad, a pesar de no haber sido cortada por ninguno de los pozos, sin embargo no se espera que en esta área se rompa la zonalidad establecida. Así mismo se puede interpretar hacia la zona central

una elevación de las unidades de Margen Continental ya sea Placetas o Camajuaní y una disminución de los espesores de las unidades de la UTE Zaza (Área de Maniabón La Farola). Además de esta evidencia, hacia esta zona son considerables la cantidad de manifestaciones superficiales de petróleo que aun en la actualidad continúan filtrando. Hay que tener también en cuenta las importantes manifestaciones de gas que se registraron durante la perforación del pozo Picanes 1x lo que nos lleva a la conclusión de que sin dudas en esta zona existe al menos un sistema petrolero activo. (Figura # 3). Como dato petrolero de interés se reconoce en el pozo Farola Norte 1x, que a pesar de no haber tenido manifestaciones de hidrocarburos, se delimitaron intervalos ofiolíticos no fracturados y conglomerados con matriz arcillosa del sinorogénico Terciario que pudieron considerarse como posibles sellos.

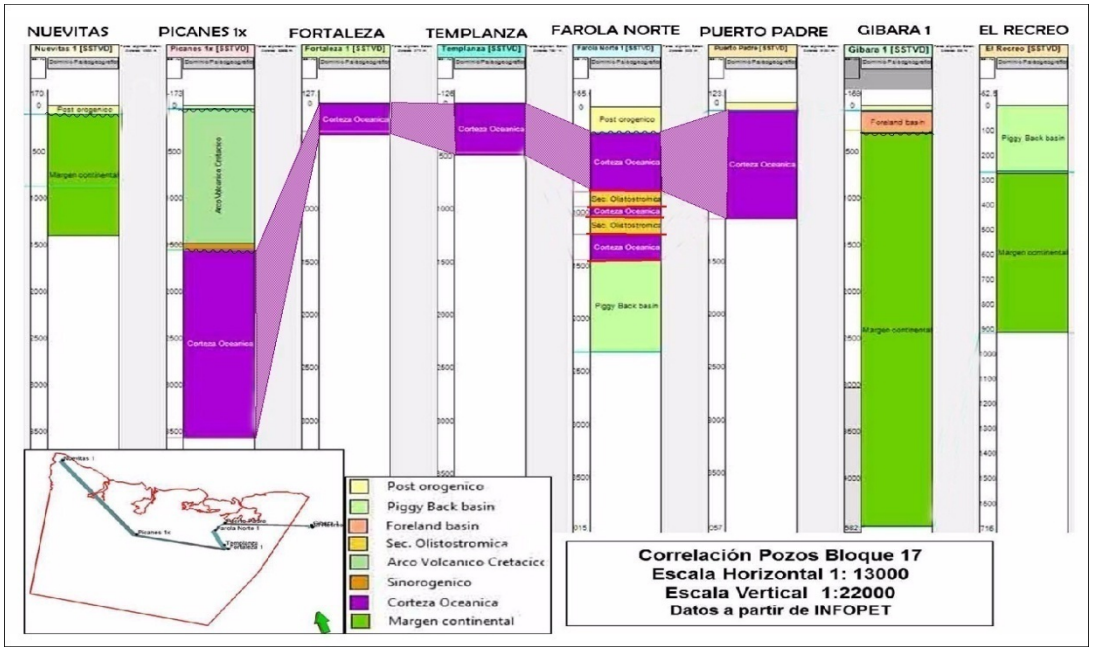


Fig.#3 Columnas de los pozos perforados en los Bloques 17 y 18. Fuente: Datos tomados base de datos INFOPET. Se correlaciona el horizonte correspondiente al domino Paleogeografico de Corteza Oceanica donde se demuestra la elevación estructural hacia la zona de Maniabon- La Farola.

Las manifestaciones superficiales de petróleo corresponden fundamentalmente con los petróleos de las Familias III y I, no se han muestreados hasta el momento petróleos de la Familia II lo que conduce a la idea del desarrollo de un talud de pendiente abrupta donde se pasa de un ambiente de plataforma a un ambiente de cuenca profunda. Hacia la zona de Maniabón y La Anguila se evidencian un conjunto de manifestaciones superficiales que se pudo corroborar mediante trabajos de campo en el área que continúan emanando petróleo. (Figuras # 4 y # 5). Así mismo más al Este también se presentan importantes manifestaciones de hidrocarburos, hacia la provincia de Holguín en rocas de la UTE Zaza y en la Plataforma Remedios.



Fig.#4 Manifestación La Anguila, Provinvicia Las Tunas, en el área existen numerosas manifestaciones de petróleo en superficie. Foto tomada por la autora Septiembre 2013.



Fig.# 5 Manifestación en la Granja de Boca, Provincia de Holguin. Formación Gibara del Grupo Remdios. Foto tomada por la autora Septiembre 2013.

La interpretación geomorfológica regional estuvo basada fundamentalmente en el método Cualitativo del Drenaje y en la interpretación estructural del MDT. Se analizó la red de drenaje a escala 1:250000 donde se identificaron lineamientos importantes correspondientes con estructuras disyuntivas. Se determinaron sistemas asociados a los procesos de transcurrencia fundamentalmente en la dirección NE-SW, ubicados en su mayoría en la parte Occidental de la región, ya hacia la parte Oriental se desarrollan direcciones NW-SE asociadas a los procesos compresivos así como direcciones latitudinales determinadas por la colisión contra la plataforma carbonatada. Se delimitó un parteaguas principal o divisoria de las aguas, lo que constituye un límite que divide la región en dos áreas; Norte y Sur. Este elemento geomorfológico determina la región petrolera de interés ubicada al Norte, que se justifica en primer lugar por la distribución y configuración del mínimo gravimétrico y en segundo lugar por el cinturón de granitoides aflorantes. (Figura # 6).

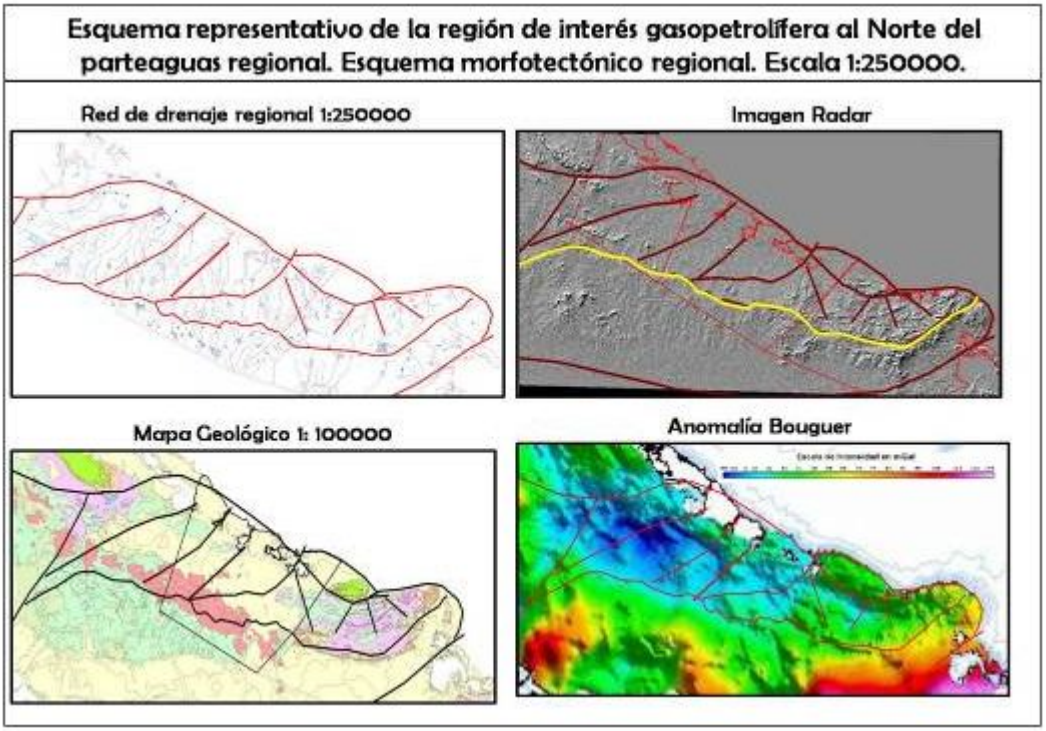


Fig.#6 Se relacionan diferentes esquemas que demuestran la ocurrencia al Norte de la región de interés petrolera

A partir del análisis multidisciplinario representado en la Figura # 7 se pudieron determinar dos áreas con diferentes grados de perspectividad donde se consideró con mejores condiciones para la ocurrencia de hidrocarburos, la que se encuentra al NW en el Bloque 17 (Área A de la Figura # 7) poniéndose de manifiesto condiciones geológicas, geomorfológicas y geofísicas favorables. Por esta razón se trabajó en detalle a fin de dar mayor precisión en el enfoque de zonas perspectivas.

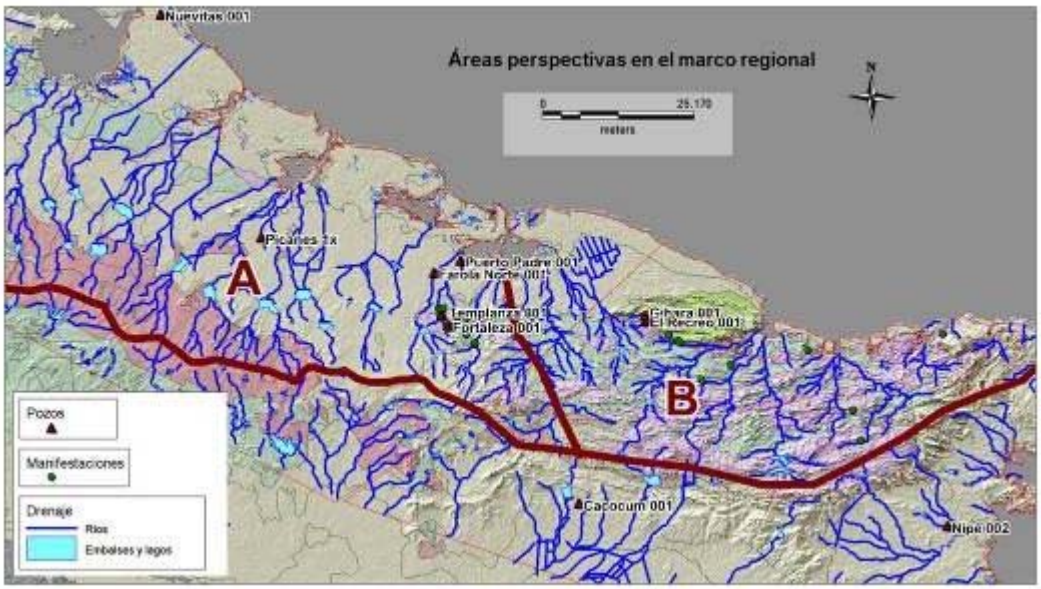


Fig.#7 Áreas resultantes a partir de analisis integrados con diferentes carcteristicas Geológicas, Geomorfológicas y Petroleras, definiendose como la más favorable para la ocurrencia de hidrocarburos el Área A.

Análisis Geólogo- Geomorfológico del Bloque 17

- *Método Cualitativo del Drenaje*

A partir del modelo morfotectónico planteado para los Bloques 17 y 18 (Figura # 6) se aplicaron un conjunto de métodos geomorfológicos tanto cualitativos como cuantitativos para el análisis en detalle del Bloque 17, donde se reconocen elementos a una escala más detallada que no quedaron expuestos en la interpretación regional.

Mediante el método Cualitativo del Drenaje se determinó el parteaguas principal que constituyó el límite sur de la región geomorfológica de interés y que coincide con los afloramientos de los granitoides de la zona. Así mismo se pudo interpretar un tectoalineamiento en la parte noroccidental que se extienden desde la costa por la Bahía de Manatí hasta el parteaguas principal con una dirección NE- SW. A partir de esta área y hacia el este los ríos comienzan a cambiar la dirección de las corrientes y se observa una mayor expresión de la dirección estructural NW- SE llegando a acentuarse hacia la parte más oriental. Este tectoalineamiento que tiene su expresión en tierra y que posiblemente se extienda costa afuera (analizando la morfología de la costa) divide el sector Norte (de interés) en dos áreas I y II. A lo largo de la costa norte, los tectoalineamientos forman sistemas paralelos de grandes dimensiones de dirección NE-SW, no solo encontramos el interpretado cerca de la Bahía de Manatí sino que más al este en las bahías de Puerto Padre y Chaparra se observan también tectoalineamientos en la misma dirección. Hacia la parte nororiental se conjugan elementos geomorfológicos que orientan hacia un área favorable para la búsqueda de hidrocarburos, se reconoce una zona geólogo-geomorfológica levantada donde se evidencian direcciones estructurales NW-SE y NE-SW como posibles trampas y vías de migración respectivamente (Maniabón- La Farola, Área III). (Figura # 8). Se relacionan las principales direcciones estructurales determinadas mediante el método Cualitativo del Drenaje y representadas en la rosa de diagrama, notándose que las predominantes en este caso son la NE-SW y la NW-SE.

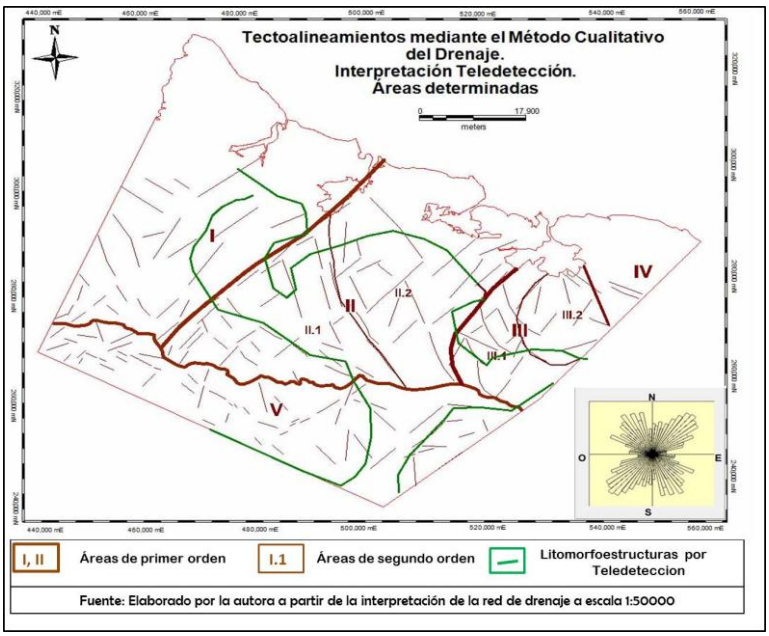


Fig.#8 Áreas determinadas mediante el método Cualitativo del Drenaje. Se representan los tectoalineamientos, a partir de la interpretacion cualitativa de los sistemas de drenaje y las direcciones estructurales en la rosa de Diagrama. Escala 1:50000. Se interpretaron mediante la imagen Landsat litomorfoestructuras.

- *Teledetección*

Al igual que en el caso del análisis de los tectoalineamientos por el método cualitativo del drenaje, la interpretación por Teledetección nos aportó que la zona con mayores perspectiva desde el punto de vista geomorfológico era la nororiental de la región (III) ya que se evidenciaron la conjugación de las direcciones estructurales NE-SW y NW-SE, las que podemos relacionar con posibles vías de migración y trampas respectivamente y se puede diferenciar estructuras elevadas. Ademas mediante este método se interpretaron Litomorfoestructuras que coinciden con unidades geológicas representadas en el mapa de Geologia de Superficie. La combinacion de bandas propuestas RGB 742 del Landsat ETM en conjunto con el DEM de la región permitió la interpretacion de zonas de llanuras entre bajas y medias ubicadas hacia la parte Norte del sector y de alturas medias localizadas hacia el Sur y N-NE. Esta interpretacion guarda una estrecha relación con el mapa de Geologia de Superficie y la interpretacion cualitativa del drenaje al coincidir las Litomorfoestructuras propuestas con unidades geologicas y con elementos geomorfologicos determinados. (Figura # 9)

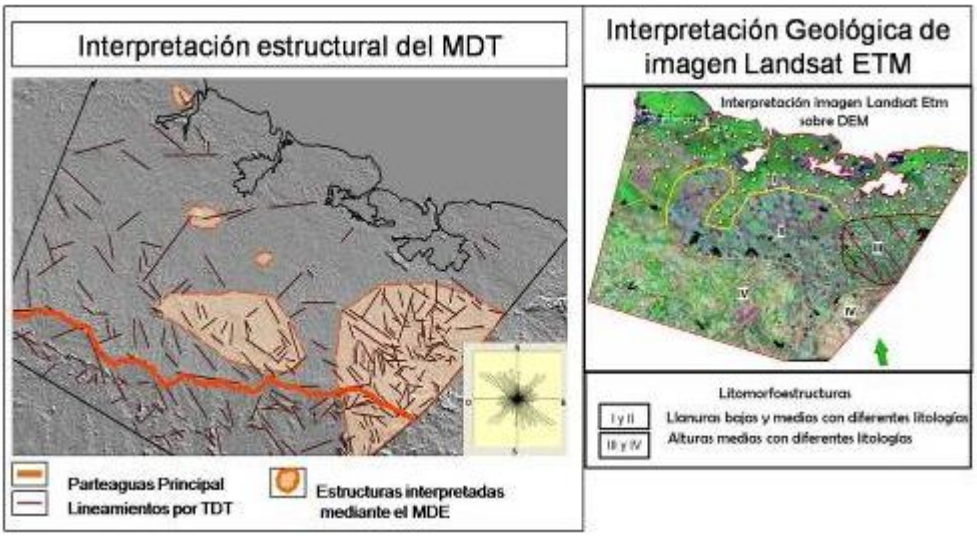


Fig.# 9 Produtos satelitales. Interpretación Estructural del MDT. Combinación RGB 742 del Landsat ETM sobre el DEM, lo que permitio la interpretacion de Litomorfoestructuras.

- *Influencia de la Neotectónica. Disección Vertical. Morfoisohipsas*

A partir del método de Disección Vertical se pudieron identificar áreas con características diferentes. (Figura # 10). Los valores más bajos se encuentran fundamentalmente hacia la parte Noroccidental (I y III), cercanos a la línea de costa donde no sobrepasan los 10m/Km², aquí el grado de desmembramiento del relieve es bajo y los gradientes de disección son suaves; hacia la porción centro sur predominan los valores medios, estos oscilan entre 10- 25m/Km² con un moderado desmembramiento y donde se pueden observar de forma aislada valores de hasta 35 m/Km² (II). Hacia la zona N-NE del área se observa una disección vertical con valores que sobrepasan los 40m/Km², el gradiente de la disección se hace más abrupto en esta zona con respecto al resto de la región, lo que evidencia una mayor influencia de la Neotectónica con respecto al resto del bloque (IV). Las curvas cerradas de disección con valores de hasta más de 40m/Km² y las que se encuentra de forma aisladas incluso en aquellas áreas donde el desmembramiento del relieve sea suave podrían interpretarse como la expresión de estructuras que se encuentran en profundidad.

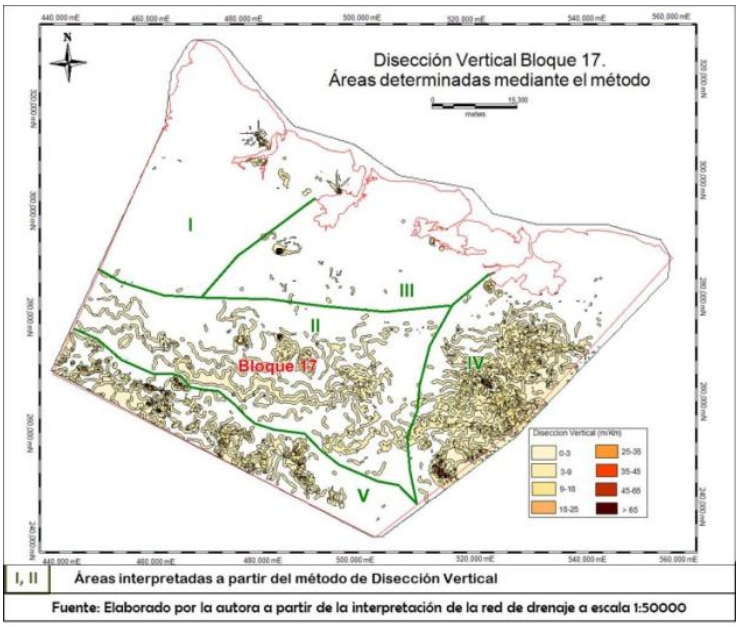


Fig.# 10 Áreas determinadas mediante el método de Diseccion Vertical del Relieve. Escala 1:50000

Para la interpretación tectónica de las Morfoisohipsas se analizaron tres generalizaciones a partir del relieve actual, además también se levantó la red de drenaje para cada una de estas generalizaciones y se interpretaron las principales direcciones estructurales. En conjunto la interpretación de las Morfoisohipsas aportó una evolución tectónica del área en estudio que confirmó la existencia de una zona elevada o escalón geomorfológico donde se concentran las mayores alturas, ubicadas en la parte N-NE cerca del poblado de Maniabón. Aquí la influencia de la Neotectónica ha sido más marcada con respecto al resto, además se pudo comprobar la presencia de direcciones estructurales determinadas por inflexiones en las isohipsas en el sentido del aumento de valor de estas que pueden coincidir con fallas geológicas fundamentalmente en la dirección NW, las que se asocian a la etapa de los cabalgamientos en Cuba y que en algunos casos coinciden con tectoalineamientos propuestos mediante el método Cualitativo del Drenaje. En cuanto a la evolución y densificación de la red de drenaje se apreció una mayor densificación en la zona elevada donde también predomina un fuerte control estructural en el curso de los ríos. A partir de las generalizaciones de las isohipsas se delimitaron cuatro áreas. En el área I el relieve de forma

general tuvo poca evolución, el área II se caracterizan por una evolución moderada del relieve que aumenta hacia la parte Oriental y por presentar la dirección NW-SE bien marcadas en las Morfoisohipsas. En el área III la evolución del relieve fue más marcada con respecto a las áreas analizadas anteriormente, se evidencia un fuerte efecto de la Neotectónica y un escalón geomorfológico donde se entrecruzan direcciones NW-SE y NE-SW. Por su parte el área IV se encuentra al Sur y su límite al Norte lo constituyen un conjunto de alturas que se asocian al parteaguas principal de la región. (Figura # 11).

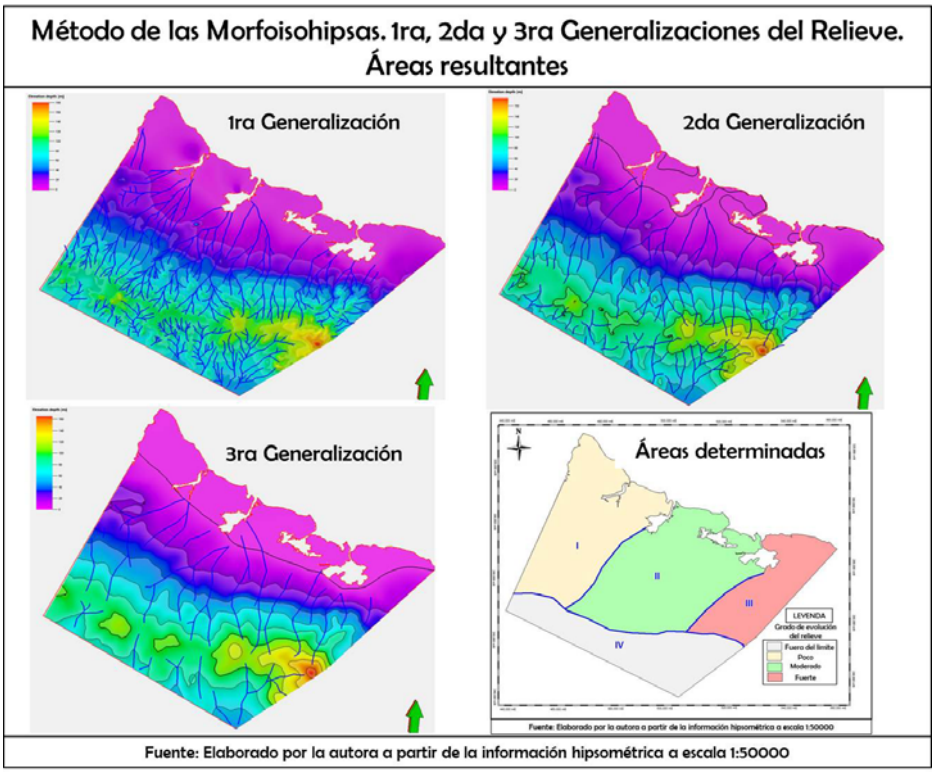


Fig.# 11 Áreas determinadas mediante el método de las morfoisohipsas, a partir de las tres etapas de generalizaciones del Relieve . Escala 1:50000

- *Esquema morfoestructural*

A partir de la superposición de los métodos geomorfológicos aplicados se confeccionó el esquema morfotectónico a escala 1:50000 que se completó con la representación de las manifestaciones superficiales y pozos perforados, en este caso la mayor cantidad de manifestaciones se concentra en el área de Maniabón- La Farola. En esta zona encontramos elementos geólogo-geomorfológicos favorables para la orientación de la búsqueda, se conjugan estructuras elevadas con las direcciones estructurales NW-SE asociadas a la formación de trampas estructurales y la dirección NE-SW como posibles vías de migración. Como se puede apreciar muchas de las manifestaciones coinciden alineadamente con la dirección NE-SW asociadas a sistemas propuestos por la interpretación geomorfológica. (Figura #12).

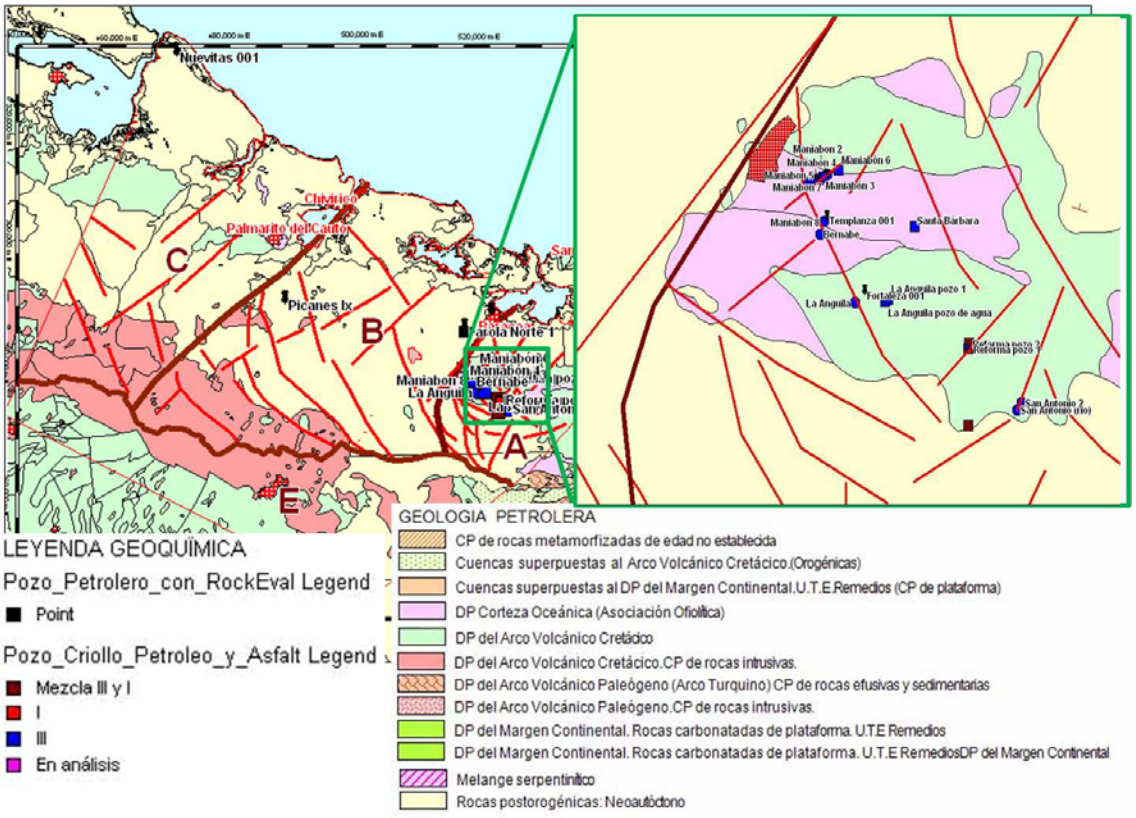


Fig.#12 Esquema morfoestructural. Áreas determinadas mediante la superposicion de los método interpretados. Escala 1:50000. Mapa geologico del área 1:100000. Manifestaciones superficiales de hidrocarburo y pozos perforados para petroleo.

- *Áreas perspectivas*

La evaluación geólogo- geomorfología realizada orienta la mayor perspectividad hacia dos áreas fundamentales dentro del Bloque 17 (Figura # 13):

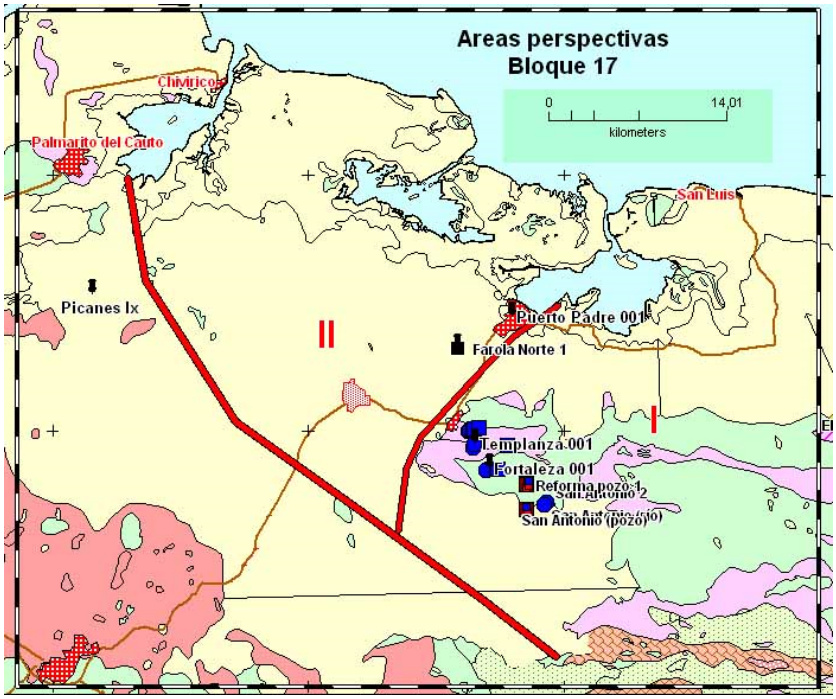


Fig.# 13 Áreas perspectivas dentro del Bloque 17.

- ✓ Área I: Maniabón, primero en orden de perspectiva. Se corrobora por Geología y Geomorfología como una estructura elevada, donde se evidencian las direcciones estructurales NW-SE y NE-SW bien expresadas en la red de drenaje. Hay una fuerte expresión de la Neotectónica demostrada mediante los métodos Cuantitativos, Disección Vertical y Morfoisohipsas y el área se comporta como un escalón geomorfológico, sometida a fuertes procesos de erosión por levantamientos, reduciendo los espesores esperados del Terreno Zaza. Se concentran las manifestaciones superficiales de hidrocarburos en rocas de Arco Volcánico y Corteza Oceánica y se comprobó que en la actualidad continúan emanando petróleo. Este hecho y la perforación de los pozos Templanza 1 y Fortaleza 1 con manifestaciones de petróleo y gas, demuestran la ocurrencia en profundidad de escenarios de plataforma (Camajuaní o Placetas) que pueden constituir las Rocas Madres del área. Hay evidencia de la conjugación de diferentes eventos tectónicos por lo que se espera un rediseño por transcurrencia de las estructuras formadas durante la etapa compresiva, aunque la profundidad de dichas estructuras debe ser menor que las estructuras ubicadas más al Oeste.
- ✓ Área II: Al Noreste del pozo Picanes 1x, segundo en orden de perspectividad. Según las evidencias Geomorfológicas los sistemas de tectoalineamientos tienen una fuerte expresión de la dirección NE-SW, aunque se presentan sistemas de dirección NW-SE. Se corroboran estructuras elevadas mediante la interpretación de los parteaguas, no hay evidencias de estas por Geología de Superficie ya que el área esta cubierta por los sedimentos postorogénicos de la Fm. Vázquez. La expresión de la Neotectónica es moderada y no se acentúan los procesos erosivos, desarrollándose relieves de llanuras bajas con procesos acumulativos fundamentalmente. Se esperan mayores espesores de las secuencias de la UTE Zaza. No hay presencia de manifestaciones superficiales de hidrocarburos, ni en los pozos Farola Norte 1x ni Puerto Padre. La mayor evidencia de la existencia de un sistema petrolero se reporta en los datos del Picanes 1x que reportó importante manifestaciones de gas a una profundidad mayor de 2000m. Esta evidencia unida a la existencia en el pozo Farola Norte 1x de intervalos de secuencia sinorogénica con características de rocas sellantes y la elevación hacia el Norte de la unidades de Margen Continental ubican esta área el segundo orden de perspectividad. Las estructuras deben estar mas conservadas ya que no se evidencian procesos erosivos fuertes ni una marcada influencia de los procesos tectónicos, aunque deben encontrarse a una mayor profundidad y cubiertas por espesores considerables de las unidades de la UTE Zaza.

CONCLUSIONES

1. Se determinó mediante un estudio regional de las provincias orientales de Las Tunas y Holguín, que las mejores condiciones petroleras se encuentran en el área Norte del Bloque 17 (Las Tunas).

2. Se elaboró un esquema morfoestructural para el Bloque 17 a partir de los métodos geomorfológicos aplicados donde se comprobó la correlación existente entre las manifestaciones superficiales de hidrocarburos y los sistemas de tectoalineamiento propuestos por la Geomorfología.

3. Se determinaron mediante la evaluación Geólogo- Geomorfológica dos áreas perspectivas para enfocar la exploración petrolera dentro del Bloque 17.

4. Se clasificaron las áreas en orden de perspectividad determinándose que la más perspectiva es la de Maniabón- La Farola (I) donde se conjugan elementos geológicos y geomorfológicos favorables, la segunda es un área localizada al Norte del pozo Picanes 1x

(II) donde mediante la evaluación realizada se determinó la existencia de un sistema petrolero activo, aunque se esperan encontrar las unidades de Margen Continental productoras a mayor profundidad que en la primera área.

RECOMENDACIONES

Continuar con los estudios en el área e incorporar otras disciplinas que amplíen el grado de estudio de la zona, así como tener en cuenta el análisis con mayor profundidad de la distribución y calidad de los elementos del sistema petrolero, en este caso especialmente los sellos.

BIBLIOGRAFÍA

- Álvarez J., Sánchez J., López J. O., Cruz R., 2001, Etapa 07 proyecto 2132, Evaluación de los leads y prospectos de los bloques 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18 y 21: La Habana, Cuba, Archivo Técnico CEINPET.
- Arismendi J., 2010, Uso de las imágenes Radar en Geomorfología, Curso PDVSA: Centro de Procesamiento Digital de Imágenes, Caracas Venezuela.
- Barea M., Rodríguez M., 1983, Introducción, análisis y evaluación del método de geomorfología detallada para la prospección de yacimientos de hidrocarburos. Área Puerto Padre- Velazco: La Habana, Cuba, Archivo Técnico CEINPET.
- Chuvieco, E., 1995, Fundamentos de Teledetección Espacial: Ediciones Rialp S.A., Madrid, España, 224p.
- Colectivo de autores, 1998, Informe del pozo Farola Norte 1: La Habana, Cuba, Archivo Técnico CEINPET.
- Colectivo de autores, 2010, Informe del pozo Picanes 1x: La Habana, Cuba, Archivo Técnico CEINPET.
- Colectivo de autores, 2013, Informe anual de avances en los criterios exploratorios en el año 2013. Proyección puntualizada del plan de exploración del año 2014: La Habana, Cuba, Archivo Técnico CEINPET.
- Linares E., García D., Delgado O., Lopez G., Strazhevich V., 2011, Yacimientos y manifestaciones de hidrocarburos de la República de Cuba, Edición PalcoGraf, La Habana, Cuba, 488p.
- Lamadrid J., Horta, R., 1979. Geomorfología: Editorial Pueblo y Educación, La Habana, Cuba, 166p.

INCIDENCIA DE LAS TERMINACIONES DE LOS POZOS, EN LOS ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD

Freya González Núñez; ***Akaena Zarabozo Silva, Rodica Velázquez Varona, Félix Echevarría Pestana***

Centro de Investigaciones del Petróleo. Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, La Habana, Cuba, e-mail: freya@ceinpet.cupet.cu.

RESUMEN

La terminación de un pozo es esencial para la productividad del mismo, ya que es la que comunica el yacimiento con el pozo, y su objetivo es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo. La adecuada selección del tipo de terminación para cada yacimiento requiere de un conjunto de datos, siendo los mismos la base para decidir sobre el tipo de terminación a realizar y los respectivos intervalos escogidos. Entre los aspectos a considerar para llevar a cabo una buena terminación se tiene el tipo de hoyo que penetra los estratos perforados: vertical, desviado convencional, desviado de largo alcance, inclinado u horizontal. La perforación de pozos horizontales es potencialmente la técnica de terminación más importante desde la fracturación hidráulica. Dichos pozos se perforan verticalmente hasta una profundidad específica y horizontalmente cientos o miles de pies adicionales, y se clasifican de acuerdo a su radio de giro en pequeño, mediano y largo. El presente trabajo tiene como objetivo profundizar en el estudio de las terminaciones de los pozos horizontales del yacimiento Seboruco y relacionarlos con sus espesores y sus índices de producción. Del estudio realizado se evidenció que existen problemas con la investigación del yacimiento, ausencia de registros de producción (PLT). No se realizan estudios para la completación de los pozos, se sigue de manera mecánica las terminaciones de hoyo desnudo u *open hole*, se perforan pozos con una longitud horizontal excesivamente larga, este hecho no conlleva a mayor producción y si propicia mayores daños a la formación y no se estudian los grados de anisotropía, no se determinan las permeabilidades y esto en muchas ocasiones, es la base para determinar si una perforación horizontal es factible de hacer o no.

ABSTRACT

Completion of a well is essential to its productivity as it is connecting the reservoir to the well, and aims to achieve optimal hydrocarbon production at the lowest cost. Proper selection of the type of termination for each site requires a set of data, remain the same the basis for deciding on the type of termination to be performed and the respective intervals chosen. Among the aspects to carry out a good finish has the kind of hole that penetrates the drilled strata: vertical, conventional target, wide-reaching, inclined or horizontal. The horizontal drilling technique is potentially the most important termination from hydraulic fracturing. These wells are drilled vertically to a specified depth and horizontally hundreds or thousands of extra feet, and are classified according to their small turning radius, medium and long. This work aims to deepen the study of horizontal well completions reservoir Seboruco and relate their thicknesses and production rates. From the study it was shown that there are problems with the investigation of the site, no production records (PLT). No studies for the completion of the wells are made, is still mechanically endings naked open hole, wells with an excessively long horizontal length are drilled, this does not lead to increased production and if it brings greater formation damage and degrees of anisotropy is not studying, permeabilities are determined and this often is the basis for determining whether a horizontal drilling is feasible to do or not.

INTRODUCCIÓN

Se entiende por terminación de un pozo al diseño, selección e instalación de tubulares, herramientas y equipos con el propósito de converger, bombear y controlar la producción o inyección de fluidos (Da Silva y Efraín).

La terminación debe proveer los medios para la producción de gas y/o petróleo, o inyección, de modo seguro, eficiente y confiable. Un sistema de terminación no óptimo puede comprometer los objetivos, en el largo plazo, y la eficiencia de todo el sistema a corto plazo (Schlumberger).

Entre los aspectos a considerar para llevar a cabo una buena terminación se tiene el tipo de hoyo que penetra los estratos perforados: vertical, desviado convencional, desviado de largo alcance, inclinado u horizontal. Existen varios tipos de terminación de pozos. Cada tipo es elegido para responder a condiciones mecánicas y geológicas determinadas por la naturaleza del yacimiento.

La perforación de pozos horizontales es potencialmente la técnica de terminación más importante desde la fracturación hidráulica (Al Matar y Al Mutawa, 2008). Los pozos horizontales se perforan verticalmente hasta una profundidad específica y horizontalmente cientos o miles de pies adicionales, y se clasifican de acuerdo a su radio de giro en pequeño, mediano y largo.

De esta forma se analiza el yacimiento Seboruco, el cual presenta un gran número de pozos horizontales y en todos ellos el tipo de terminación es *Open Hole*. Estudios previos realizados para dicho yacimiento (González, Echevarría y Reyes, 2013) y reuniones colaterales por especialistas del Centro de Investigación del Petróleo (CEINPET), la Empresa de perforación y extracción de petróleo de Occidente (EPEPO) y PETRAF, se ha podido comprobar y evaluar que en muchos de los pozos las producciones obtenidas son bajas para los espesores que presentan y que los valores de daños son altos, por lo que en este sentido es necesario preguntar: ¿Se hacen estudios previos para decidir este tipo de terminación en los pozos que se siguen perforando en este yacimiento?.

Por lo que en el presente trabajo nos proponemos como **objetivo general**: Analizar las terminaciones de los pozos del yacimiento Seboruco y relacionarlas con sus espesores y sus índices de producción. Para lo cual nos planteamos como tareas a cumplir: Identificar las terminaciones de todos los pozos horizontales que tiene dicho yacimiento y evaluar la incidencia en la producción a partir del análisis del historial productivo.

MATERIALES Y MÉTODOS

El yacimiento seboruco presenta la terminación *Open Hole* (OH), con el objetivo de extraer la mayor cantidad de reservas in situ. Sin embargo las producciones obtenidas en muchos de los casos no corresponden con el tipo de terminación que presenta, esto puede deberse a varios aspectos como son: el empleo de fluidos de terminación inapropiados, así como el filtrado incorrecto de los mismos ocasionando la invasión de estos sólidos hacia la formación productora. Por otra parte la ocurrencia de reacciones químicas entre las sales disueltas y los fluidos de la formación provocan daños considerables. Asimismo las maniobras que forman parte del proceso de terminación y reparación del pozo, para su posterior puesta en marcha, requieren de un cuidadoso proceder para no aportar otros tipos de daños a la formación productora.

MATERIALES

Los datos recopilados como materiales, para el trabajo investigativo, constó de:

- Bases de datos históricas de producción de los pozos del yacimiento Seboruco, en los cuales los datos obtenidos son los valores diarios del historial de producción para cada uno de los pozos hasta la fecha (agosto del 2013), dados por los especialistas de la EPEP Occidente.
- Esquemas constructivos de terminación de cada pozo (perfil final del pozo), dados por grupo de supervisión de terminación y reparaciones capitales y subterráneas de pozos.
- Bases de datos con los valores de los topes y bases de las zonas de reservorios, para cada pozo del yacimiento.

MÉTODOS

Para la determinación de la capacidad de producción de un pozo, el especialista en producción, además de considerar el sistema en su conjunto, deberá tener un conocimiento adecuado del yacimiento (Frick T.P y Economides, 1991), las propiedades de su fluidos, la declinación de su presión, la variación de la saturación, de sus permeabilidades relativas y el tipo y severidad del daño a la formación, entre otros aspectos. Esta información, permitirá comprender las restricciones y posibilidades que ofrecen las condiciones del yacimiento (González y Echevarría, 2012).

Si un pozo no produce en forma satisfactoria, la o las causas de su baja productividad deben ser determinadas para establecer el método correctivo adecuado. Invariablemente los problemas de producción asociados al potencial de la formación se relacionan con la formación productora y los fluidos (Babu y Odeh, 1989).

En el movimiento de fluidos a través de medios porosos intervienen factores y efectos que se relacionan en la ecuación de Darcy. La Ley de Darcy, para flujo radial de fluidos a través del medio permeable y en estado pseudoestabilizado se describe según la ecuación 1(Ec. 1), donde q es la tasa de producción, en barriles/día (b/d):

(Ec. 1) $$q = \frac{7.08X\ 10^{-3}\ k\ h\left(Pe - Pwf\right)}{\mu_o\ B_o\left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S\right)}$$

Los factores de los que depende q se muestran a continuación:

- Permeabilidad efectiva (K), en miliDarcy (mD)- la cual es obtenida por interpretación de pruebas de pozos o “Well test interpretation” (Bourdarot, 1992), (a), análisis de núcleos (b), entre otros, como muestra la figura #1.

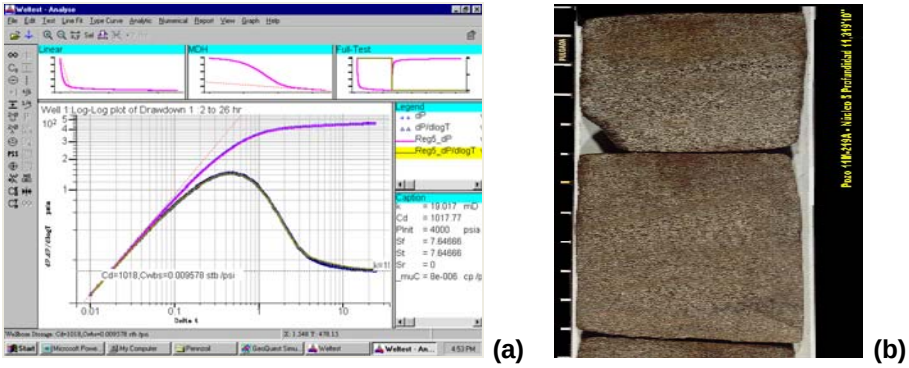
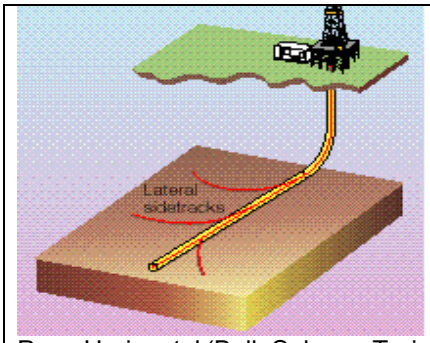
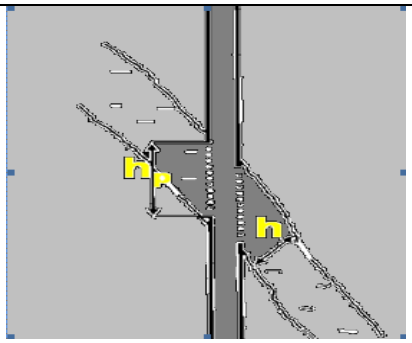


Figura 1: Formas de obtener el valor de la permeabilidad efectiva (Frick y Economides, 1991) (HC, 2010).

- Espesor de la zona productora (h) en (pies)- obtenido fundamentalmente de la interpretación de los registros geofísicos, y mediante la simulación con software, como por ejemplo *El Saphir*. En la figura 2 se puede apreciar el **h** para un pozo horizontal y un pozo vertical.



Pozo Horizontal (Bell; Sukup y Tariq, 1995) Gran extensión horizontal y no limitarse solo al espesor neto de las formaciones que es el caso de perforaciones de tipo convencional (vertical).



Pozo Vertical (CUPET course, 2000)

Figura 2. Espesor de la zona productora para pozo horizontal y vertical

- Promedio de las presiones del reservorio (P)- presión del yacimiento (Pe), también referida por otros autores como (Pws) y presión influyente de fondo del pozo (Pwf). Estas presiones son extraídas entre otras fuentes, de las Curvas de Recuperación de Presión (CRP), pruebas de presión.

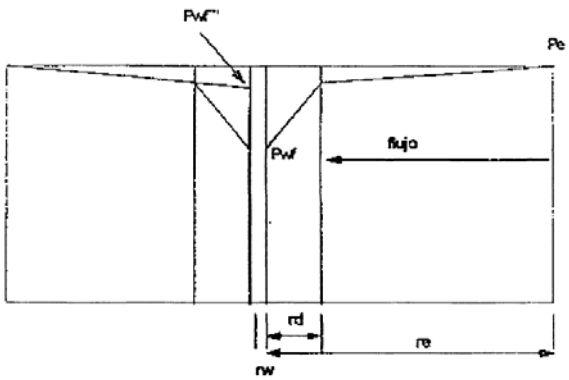
- Viscosidad (μ) -Información obtenida de los análisis de Presión, Volumen y Temperatura (PVT), viscosidad del petróleo, dada en centipoise (cp).

- Factor Volumétrico del petróleo (Bo) -Información obtenida de los análisis de PVT y es adimensional.

- Radios de drenaje (r_e) en (pies)- Factor en el que influye las diferentes formas y posiciones en el pozo, con respecto a su área de drenaje, donde A es el área de drenaje del sistema mostrado y $A^{1/2}/r_w$ es adimensional.

- Radio del pozo (r_w) en (pies)

- Factor de daño total (Factor Skin): Es la restricción al flujo en la zona del yacimiento más cercana a la cara del pozo, se representa por "s" en la ecuación 1 *(Ec. 1)*. El sentido físico de este factor se explica en la figura 3.



Donde :

Pe = presión estática del yacimiento, lpc.

Pwf = presión de flujo del pozo, en condición de daño

P'wf = presión de flujo del pozo sin daño, lpc.

rd = radio de la zona dañada, pies.

re = radio de drenaje del pozo en el yacimiento, pie

rw = radio del pozo, pies.

Figura 3. Caídas de presión en el flujo hacia el pozo.

La existencia de una zona de permeabilidad dañada alrededor del pozo, causa una caída adicional

de la presión, durante el flujo hacia el pozo desde el yacimiento. Esto produce una menor presión en el fondo del pozo, con lo que la diferencia Pe-Pwf se hace mayor disminuyendo la productividad del pozo.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El campo Seboruco desde el año 2009 es operado por CUPET para la Cía. PETRAF. Al cierre de diciembre del 2012, acumula 6353 Mm³ de petróleo y 778 millones de m³ de gas acompañante. En el mismo, el objetivo de explotación geológicamente hablando, se corresponde con una tectónica alpina de mantos de sobrecorrimientos, superpuestos entre sí, constituidos por estructuras en forma de pliegues fuertemente falladas, sirviéndole como sello arcillas y calizas no permeables. Estos pliegues están apilados unos con otros. Cada uno de ellos fue fallado y sobrecorrido con una dirección predominante Sur-Norte.

Los yacimientos carbonatados del grupo Veloz, están delimitados a este y oeste por fallas laterales del tipo *"strike-slip"*, con una orientación suroeste-noreste, que fueron probablemente activadas durante los movimientos que originaron las fallas que hicieron posible la formación de las estructuras en forma de pliegues y que ocasionalmente continuaron activas hasta el día de hoy.

Los referidos pliegues se encuentran separados unos de otros por intercalaciones de Vega Alta, que son nombradas por el pliegue de Veloz que las subyace.

En el campo Seboruco estos pliegues se encuentran más desplazados hacia el sur y han sido atravesados por perforación los llamados Veloz: Green, Gray, Seboruco, Blue, 1, 2 y 3.

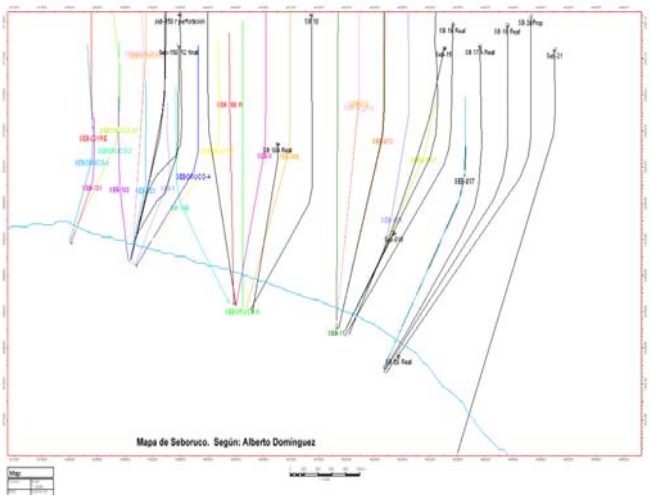


Figura 4. Mapa de seboruco (Alberto Domínguez)

El conocimiento previo de las formaciones y zonas de reservorios, resulta imprescindible para una correcta terminación.

Para desarrollar la planeación de la terminación se deberá contar con la información del pozo a intervenir y de pozos vecinos, esta estará constituida de: registros geofísicos, muestras de canal, corte de núcleos, gasificaciones, pérdidas de circulación, correlaciones, antecedentes de pruebas durante la perforación, pruebas de formación (DST). Esta información se debe evaluar con el propósito de determinar cuáles son las zonas de interés que contengan hidrocarburos y a través de un análisis nodal, se diseñan los disparos, diámetros de tubería de producción, y diámetros de estranguladores para mejorar la producción del yacimiento.

En la literatura (Subiaur, 1995) se plantea que para la elaboración del programa de terminación es importante la información que proporcionan los pozos vecinos, ya que esta servirá para ubicar las zonas de interés, así como la geometría de aparejos de producción que se utilizan, diseño de disparos e historia de producción de los pozos.

Una de las pruebas que se realizan en la perforación es la prueba de formación, con la cual se obtiene información del comportamiento del flujo de fluidos y de la formación. La información obtenida en las pruebas realizadas en la perforación del pozo es de utilidad para optimizar la planeación de la terminación. El objetivo de las pruebas de formación es crear las condiciones favorables para que la formación productora fluya, y de esta manera obtener información sobre el comportamiento de los fluidos de la formación.

En este sentido se propone un esquema de completamiento, que se muestra en la figura 5, el cual establece 4 modelos a seguir del comportamiento de la afluencia de la formación o zonas de reservorios al pozo y de esta manera poder predecir el tipo de terminación a realizar según sea el caso.

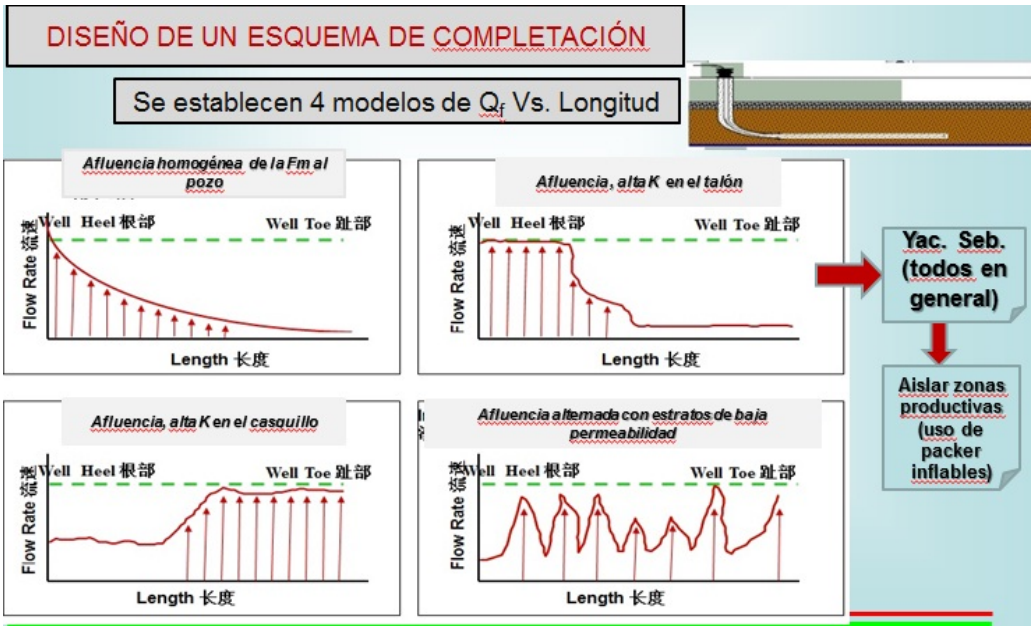


Figura 5. Modelos de afluencia para el diseño de la terminación de un pozo, se grafica Caudal de fluidos Vs. Longitud.

Se conoce por estudios realizados que el yacimiento seboruco y la gran mayoría de los yacimientos cubanos, tienen un movimiento de los fluidos desde la formación hasta la superficie, del tipo: afluencia, alta permeabilidad en el talón. En este sentido y teniendo en cuenta que las terminaciones empleadas son *open hole (OH)*, con largos intervalos abiertos y comunicados, como se muestran en la figura 6, se recomienda en este trabajo, aislar las zonas productivas con el uso de pácker inflables, siempre que lo amerite.

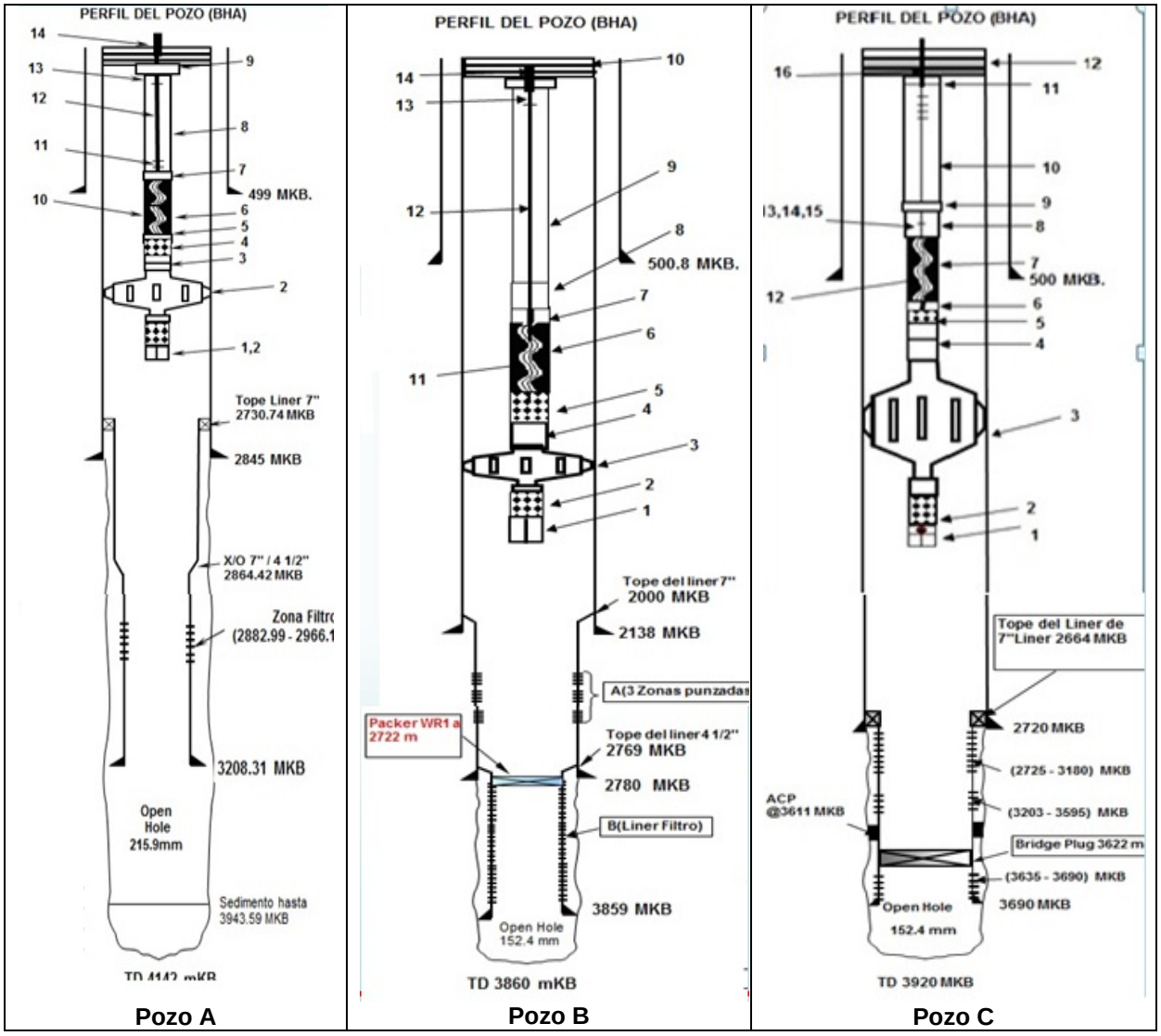


Figura 6. Perfil constructivo de los Pozos A, B y C

Análisis de los factores que inluyen en la productividad de pozos horizontales.

Para realizar este estudio fue necesario conocer que los factores que influyen en la productividad de los pozos horizontales, son:

1. **Reservorios heterogéneos (K_H y restricciones areales):** La presencia de lentes arcillosos o restricciones en la permeabilidad horizontal, reducirán tanto la productividad de los pozos horizontales como las reservas recuperables y por consiguiente la eficacia de la perforación horizontal.

2. **Espesor efectivo del reservorio (comunicación vertical):** Para reservorios idealmente isotrópicos, $K_v/K_H=1$, se espera productividad óptima de pozos horizontales. Para bajos valores de K_v/K_H, la productividad se reduce significativamente.

3. **Longitud efectiva del pozo:** La longitud óptima de un pozo horizontal depende del análisis costo vs. beneficio. Pozos con una longitud (L) horizontal excesiva no necesariamente trae consigo

los mejores índices de productividad, porque los daños son potencialmente mayores, se reduce productividad con mayor tendencia a declinar en sesión horizontal, flujo turbulento y mayores riesgos en las completaciones y perforaciones, de ahí altos costos. Los beneficios de altas producciones a partir de largos pozos horizontales tienen que compensar los altos costos que conlleva perforar largos diámetros de hoyo, que son los que permiten las altas producciones. De ahí que para minimizar la caída de producción, es necesario: perforar grandes diámetros de sesión horizontal, manipular la entrada de los fluidos al pozo, como sigue:

completación liner ranurado, (variar tamaño de ranura y distribución a lo largo del pozo, para reducir la caída de presión).

Liner cementado, (variar intervalos y densidad de perforaciones).

Para reservorios altamente permeables, la caída de presión en el pozo y en la Fm son similares (liner ranurado con paquetes de grava, en el cual la ranura pueden estar tan lejos una del otro, tanto como sea posible, permitiendo que el paquete de grava actúe como choque.

4. **Factor daño a la formación:** La perforación y completación en pozos Hz lleva más tiempo que en pozos verticales, de ahí que sea mayor la posibilidad de invasión del lodo/ daño.

La magnitud de la variación del daño a la formación depende de la permeabilidad de la formación.

Formaciones muy permeables: Alta invasión de fluidos, pero a su vez exhibe menos daños. La mayor parte de los finos del lodo son demasiado pequeños, para bloquear las largas gargantas de los poros, y por tanto ocasionan pequeñas pérdidas de productividad.

Formaciones poco permeables: Experimentan altos daños, porque el sólido del lodo puede bloquear estas pequeñas gargantas de poros. No obstante el pozo dañado evita la posterior invasión de sólidos, minimizando el radio de la zona invadida por el lodo.

Estudio de la productividad para pozos horizontales del yacimiento Seboruco.

- **Estudio de estimación de la producción, contra longitud del pozo**.

Para este estudio se analizaron 3 pozos del Yacimiento Seboruco: **A; B y C.**

Pozos que en su historial de producción evidencian, historias de estimulaciones ácidas selectivas y no reactivas, así como variaciones en sus producciones.

Haciendo uso del siguiente esquema (PMG, versión digital) a partir del gráfico de historial de producción total del pozo en m^3/d vs. longitud del pozo en m (figura 7), y con los datos constructivos de diámetro y radio del pozo, es posible estimar el caudal productivo que debería tener el pozo en óptima condiciones de producción.

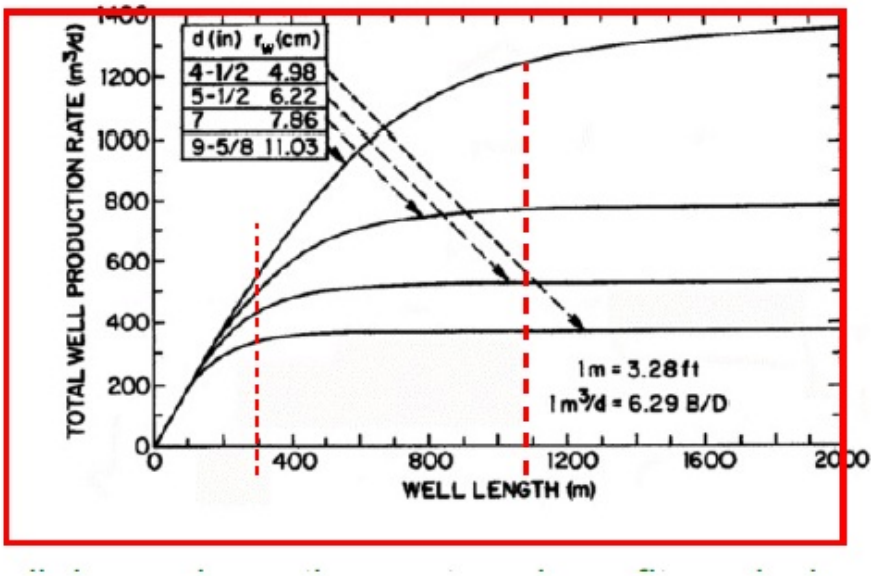


Figura 7. Estimación de producciones a partir de la longitud del pozo

De esta manera se calculó para cada uno de los tres pozos su caudal productivo y se comparó con sus producciones reales (más altas alcanzadas durante su historia productiva) por historial de producción, como se muestra en la tabla I.

Tabla I. Producciones estimadas y reales de los pozos en estudio

POZOS	***Longitud, L (m)***	***Diámetro del pozo, d (in)***	***Caudal de producción estimado, Qp (m^3/d)***	***Caudal de producción real, Qp (m^3/d)***
Pozo A	1212.8	8.5	≅ 1000	***112***
Pozo B	1860	6	≅ 600	***184.5***
Pozo C	1256	6	≅ 600	***184.1*** *Antes de estimular* ***400*** *Después de estimular*

De este estudio resulta que en todos los casos los valores de producción reales de cada pozo están muy por debajo de los valores que pudieran obtenerse para pozos horizontales, con grandes longitudes. Esto corrobora lo que la literatura plantea con respecto a pozos con una longitud (L) horizontal excesiva. En la terminación de cada uno de estos pozos existe variación en los valores de longitud. Con los valores estimados de caudal productivo se pudo comprobar que perforar pozos con una longitud horizontal grande no trae consigo los mejores índices de productividad y por consiguiente, si pueden incrementar los daños a la formación y los riesgos en la completación.

- **Determinación de la producción, por el método de Joshi, para estado continuo, normal.**

Para determinar la producción, por el método de Joshi, para pozos horizontales en estado continuo, normal, fue necesario disponer de diversos parámetros, que fueron posibles de obtener solamente para el pozo D, como se representa en la figura 8. Para este pozo se pudo estimar las permeabilidades horizontal y vertical según metodología ya establecida, a partir de los datos de la relación de permeabilidades. Se calculó el índice de anisotropía (I_{ani}), también establecido en la literatura como ß, el índice de productividad asumiendo condiciones óptimas de producción y el índice de productividad con daños (Joshi sin S y Joshi con S).

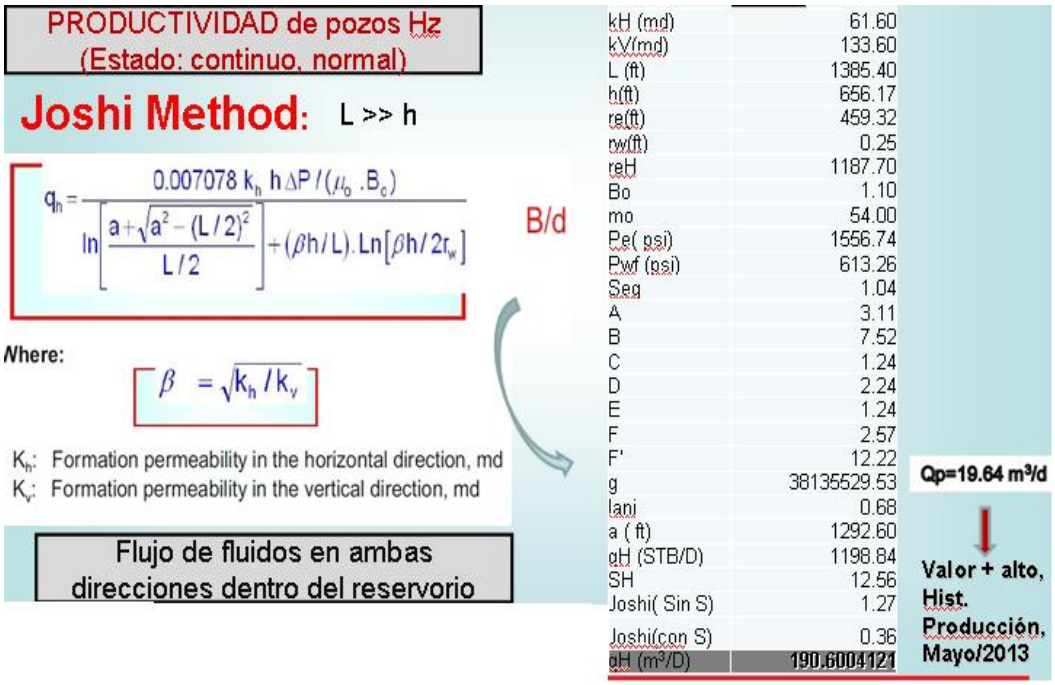


Figura 8. Metodología de Joshi para el cálculo del caudal de producción (qh), pozo D

El caudal productivo obtenido para el pozo D, fue de 1198.84 barriles estándares por día, STB/D, lo que equivale a 190.60 m^3/d. Este valor fue comparado igualmente con el valor mayor obtenido en su historial productivo hasta mayo del 2013, que fue de 19.64 m^3/d. De esta manera se pudo concluir que realmente las producciones actuales que se están obteniendo para pozos tan costosos como la perforación horizontal, están muy por debajo de los valores reales que deberían obtenerse según las metodologías de cálculo implementadas para pozos horizontales.

CONCLUSIONES

- Existe falta de información del yacimiento, problemas con la investigación del mismo, ausencia de registros de producción (PLT).

- Se perforan pozos con una longitud horizontal excesivamente larga, este hecho no conlleva a mayor producción y si propicia mayores daños a la formación.

- No se estudian los grados de anisotropía, no se determinan las k_{Hz} y k_v y esto en muchas ocasiones, es la base para determinar si una perforación horizontal es factible de hacer o no.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Al Matar B.; Al Mutawa M.; Aslam M., et al: *"El tratamiento correcto para el yacimiento correcto";* Oilfield Review. Kuwait Oil Company; Saudi Aramco Arabia Saudita; Goodrich Petroleum Houston Texas, EUA; Eni Congo S.A, República del Congo. Otoño **2008**.

Babu D. K, Odeh AS. Productivity of a horizontal well. SPE Reservoir Engineering, 1989, Vol. 4, No. 4, Noviembre.

Bell W.T., Sukup R.A., Tariq S.M. Perforating. *SPE*, **1995**, Monograph, volume 16 (Henry L. Doherty Series).

Bourdarot, G. Well testing: Interpretation Methods, 1992, (Edition Technip, París).

CUPET. TRAINING COURSE FOR. *Horizontal Well Testing and Production Optimization* Calgary, Canadá, **2000**.

Da Silva.Barberii Á., Efraín E. *"EL Pozo Ilustrado"* versión digital.

Frick T.P and Economides, M. J. "Horizontal Well Damage Characterization andRemoval". Paper SPE 21795. Long Beach, CA, presented at the SPE Western Regional Meeting. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 1991.

González Núñez F., Echevarría Pestana F., Reyes Paredes O. y colectivo de autores y colaboradores. Informe de Etapa 1 del proyecto 7070: Identificación de los mecanismos que inciden en la disminución de la producción de crudos pesados". La Habana, Cuba, Julio 2013.

González Núñez F., Echevarría Pestana F.. Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en perforación de pozos de petróleo y producción de petróleo, mención Ingeniería de yacimiento: Evaluación y diagnóstico del daño a la formación en un grupo de pozos horizontales del Bloque 7 de la FNCP". La Habana, Cuba, 2010.

HC. *Slip Slider. Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods*, Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma. **2010**.

PMG, Horizontal, Well Productivity, (versión digital)

Subiaur Artiachi S. T.; *"Disparos, diseño y procedimientos"*, PEP, REGION Sur, Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos, primera edición, **1995**.

Sistemas de completaciones. Schlumberger.

EVALUACIÓN DE RESIDUALES PETROLIZADOS PARA DIFERENTES USOS Y SU APROVECHAMIENTO ECONÓMICO

***Carlos César Cañete Pérez*[(1)], *Eduardo Fuente Quevedo*[(1)], *Erik Rodríguez Cortiñas*[(1)], *Ramón Arévalo Ocaña*[(1)], *Roberto Ayllon de la Torre*[(1)], *Armando Díaz Cortés*[(2)], *Víctor Carrillo Carrillo*[(2)], *Ditter Fernández Rangel*[(1)] y *Gustavo Chales Suárez*[(1)]**

1. Centro de Investigación del Petróleo, Churruca 481, Cerro, CP 12 000, La Habana Cuba, correo E carlosc@ceinpet.cupet.cu
2. Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA-INTEVEP), Apartado postal 76343 Caracas 1070-A Venezuela

RESUMEN

Este trabajo reviste suma importancia por la inexistencia de investigaciones detalladas de los residuales, debido al insuficiente estudio y reporta beneficios económicos-ambientales, dejándose de gastar recursos en su gestión-tratamiento-disposición. Con el objetivo de evaluar su aprovechamiento económico, se realizaron investigaciones en una planta de gas, refinería, empresa de perforación y extracción y una empresa comercializadora de combustible, las que consistieron en revisar antecedentes, muestreo, y evaluación de resultados, ofreciéndose, el estado físico, volúmenes, características físico-químicas, evaluación matricial, descripción de procesos, estrategias de manejo y las propuestas de uso, resultando su evaluación económica muy atractiva. Ofrece alternativas operacionales y tecnológicas a ser implantadas por CUPET.
La identificación y caracterización de residuales permitió definir estrategias de manejo y opciones tecnológicas que pueden ser empleadas para su aprovechamiento económico y gestión futura.
Su aprovechamiento puede realizarse a corto plazo, ya que los residuales analizados, no representan una significativa complejidad técnica, operacional y financiera para su gestión ambientalmente segura, lo cual puede realizarse a través de esfuerzo propio, por CUPET contar con el conocimiento y parte del parque industrial para acometer tal actividad.
La oferta tecnológica de las opciones de manejo identificadas y el contexto regional donde se desarrollan las actividades petroleras cubanas, permitirá dar solución a la eliminación de los residuales, siempre y cuando se cuente con el compromiso y apoyo de la alta gerencia en respaldar este tipo de iniciativa.
Los indicadores económico-financieros de las variantes analizadas resultan muy atractivos, lo que demuestra que el costo de inversión es muy poco sensible.

ABSTRACT

The work has importance for the nonexistence of detailed investigations, due to the insufficient study; it reports economic-environmental benefits, being stopped to spend resources in its management-treatment-disposition. With the objective of evaluating their economic use, they were carried out investigations in Gas Industry", Hydrocarbon Processing Industry, Drilling of gas and oil extraction Company and Energy Supply Company that they consisted on revising antecedents, sampling, analysis and evaluation of results, offering, the physical state, volumes, characteristic physical-chemical, the matrix evaluation of residual, description of processes, managing strategies and the use proposals, being their economic very attractive evaluation. The report offers a panoramic on the operational and technological alternatives to be implanted by CUPET.
The identification and characterization of residual allowed defining the managing strategies and the technological options that can be employees for their economic use and future management.
Their use can be carried out short term, since the residual don't represent an operational and financial significant complexity environmentally for its management sure, that can be carried out through own effort, for CUPET to have the knowledge and part of the industrial park to attack such an activity.
The offer of the identified managing options and the regional context of the Cuban oil activities, will allow giving solution to the elimination of the residual ones, provided it is the support of the high management. The economic-financial indicators of the analyzed variants are very attractive, what demonstrates that the investment cost is very not very sensitive.

INTRODUCCIÓN

La utilización de los residuales generados es una opción económicamente atractiva y ambientalmente sostenible que tiende a mitigar la contaminación y los riesgos ambientales. La industria petrolera cubana está en una etapa, que conlleva a un incremento de la generación de desechos, los que en su mayoría son desechos peligrosos, según el Convenio de Basilea.

La evaluación de alternativas de usos de residuales petrolizados reviste suma importancia, pues permite determinar las posibilidades de su utilización, reportando beneficios económicos y ambientales, ya que se dejan de gastar grandes sumas de dinero en su tratamiento-disposición y en el saneamiento de las áreas impactadas por ellos, sumado a que se obtienen dividendos económicos por sustitución de materias primas más costosas.

La necesidad de profundizar en investigaciones detalladas, acerca de la utilización de residuales y el nivel de adaptación de la población a los riesgos que provocan, no les ha permitido a las autoridades evaluar este problema y orientar que se investiguen y evalúen sus alternativas de uso con el objetivo de minimizar o eliminar los riesgos provocados, disminuyendo los gastos de recursos que inducen.

A partir de estos aspectos se considera como Problema Científico la inexistencia de investigaciones detalladas sobre el estudio y evaluación de alternativas de usos de residuales petrolizados, debido a su insuficiente estudio. Si se realiza su adecuado estudio y evaluación, se podría disponer de informaciones para determinar sus alternativas de uso en correspondencia con sus particularidades. El objetivo del trabajo es evaluar alternativas para su aprovechamiento económico.

Esta investigación y su introducción en la práctica de las entidades involucradas representarán una mejora en la imagen ambientalista de las mismas, en la calidad de vida en la región y tendrá repercusión económica para CUPET. Los residuales y pasivos ambientales considerados en esta evaluación son desechos de crudo extrapesados, lodos petrolizados con alto y bajo contenido de hidrocarburos, hidrocarburos fuera de especificación y cortes de perforación y lodos base agua.

En el marco de la cooperación entre CUPET-CEINPET y PDVSA-INTEVEP, se han intercambiado experiencias en varios campos del conocimiento de mutuo interés y en el 2012 se realizó una misión donde se analizó la panorámica sobre las alternativas operacionales y tecnológicas que deberían ser tomadas para el aprovechamiento de residuales petrolizados generados por diversos procesos de la industria petrolera cubana, que forman parte de este informe, por lo que se consideran a los colegas Armando Díaz Cortés y Víctor Carrillo Carrillo de INTEVEP como autores también de este informe.

ANTECEDENTES SOBRE LA TEMÁTICA

Uno de los destinos de los residuos es como combustible en los hornos cementeros. El uso de los residuos con poder calórico en las industrias cementeras comenzó en los 70 por EUA y Europa. Para este uso debe tenerse en cuenta, entre otros factores, la concentración de cloro y metales pesados. Las condiciones de combustión de dicho proceso aseguran, que los compuestos orgánicos presentes, incluso los más estables químicamente, sean totalmente destruidos. En la producción de cemento no hay cenizas ni escorias que requieran ser depositadas o vertidas, y todos los materiales entrantes se integran en el producto. Para producir una tonelada de clinker, según Barroso y colaboradores (1999), se necesitan 800000 kilocalorías, esta cantidad de energía corresponde a 100 kg de carbón.

Levine y colaboradores (2011), patentaron un método para transformar residual derivado de la destilación de petróleo en un combustible de mejor calidad. La técnica comprende un choque térmico que se logra inyectando agua a temperatura ambiente en el residual, previamente calentado hasta

una temperatura cercana a la de ebullición. El gas producido pasa a través de un intercambiador de calor para condensarlo y así obtener un combustible con menor cantidad de impurezas.

En muchos países se han usados residuales de Exploración-Producción como carpetas asfálticas en caminos y en Cuba, según Guedes y otros (2009), se aplicó la técnica Landspreading a partir de un derrame de un ducto en la construcción de viales secundarios, visitándose el área en el 2011 por participantes en este trabajo, constatándose que el vial construido, se encuentra en buenas condiciones, no observándose, a simple vista, vestigio alguno de contaminación.

En el proyecto 2721, según Arévalo y otros, (2005), se hace un estudio y posteriormente se hizo un estudio de prefactibilidad económica, de mercado, una propuesta de tecnología y su micro localización para el posible uso de los residuales de la planta de Aceites básicos de la refinería Sergio Soto.

En el Proyecto 46014, según Casal y otros, (2008), se concluye que luego de la caracterización físico-Química del residual de la refinación de aceite de transformador de la refinería “Sergio Soto” se comprobó que el jabón sódico es el más rico en compuestos con actividad tenso-activa y que el estudio de prefactibilidad demuestra la posibilidad de utilizar las aguas de lavado residuales de la producción de aceites como emulsificantes individualmente o en combinación con oleorresinas.

Los principales procesos que pueden aplicarse para reutilizar el crudo de desecho, según Arias Basantes (2012) son: Incineración; recuperación y asfaltos, siendo esta última la tecnología más viable, la que convierte el crudo de desecho en materia prima para la elaboración de asfaltos.

MATERIALES, MÉTODOS Y TÉCNICAS EMPLEADAS

Durante el inventario y muestreo se investigaron los residuales de una planta de gas, una refinería, una empresa comercializadora de combustible (ECC) y el repositorio de una Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo (EPEP) por los volúmenes acumulados y las implicaciones ambientales que acarrean. El inventario y muestreo fue realizado por especialistas del Grupo de Ingeniería ambiental del CEINPET. En todos los casos se procuró la máxima representatividad de las muestras.

El caso de la planta de gas merece una referencia especial debido a que el cuerpo de los gasómetros 1 y 2, actualmente se encuentran parcial o totalmente trabados, por su antigüedad y su alto nivel de deterioro, lo que podría dificultar la estrategia de recolección del residual para su tratamiento, uso y/o disposición final. Adicionalmente, no es posible hacer una visual directa sobre los desechos contenidos, por lo que la estimación volumétrica es bastante aproximada. La captación de muestras en ambos casos se realizó en el pozo circular que servía de sello hidrostático en cada unidad.

El muestreo del repositorio de la EPEP, consideró la captación de muestras de cortes, suelos contaminados con hidrocarburos y crudo sobrenadante. Se debe señalar que a pesar de que esta facilidad está dedicada exclusivamente para el acopio de cortes y fluidos de perforación gastados base agua, hay un volumen importante de crudo sobrenadante apreciablemente meteorizado.

La caracterización físico-química de las muestras fue realizada en 2012, según Cañete y otros (2013) y los métodos de ensayo empleados son: ASTM D-240, ASTM D-1552, ASTM D-482, APHA 5520, ABBOUD, EPA 3051 y el ASTM D4402.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Dada la variedad de opciones tecnológicas a implementar, se consideró su evaluación matricial. En los resultados de aplicación de la matriz, las opciones destacadas son: las de reinyección de

hidrocarburos y crudos fuera de especificación, en los sistemas de SLOPs o reinyección en tanques de producción como las más apropiadas para aquellos que poseen hidrocarburos recuperables suficientes. Igualmente se destaca la opción de biotratamiento para los sólidos con impregnación con hidrocarburos entre 1 y 10 % y la inyección subterránea para fluidos de perforación base agua.

ESTRATEGIAS DE MANEJO

El manejo de los residuales objetos de estudio evalúa adicionalmente los generados por la naturaleza de las condiciones de almacenamiento y los procesos de manipulación, reciclado o tratamiento. La Tabla I, que se anexa, resume las estrategias de manejo para cada uno de ellos.

Las estrategias de manejo para los residuales son homologas, independiente de la instalación que las almacene y es posible la sinergia entre ellas, ya que varios son valorizables y reusables dentro del circuito de CUPET. Esto es objetivo con los hidrocarburos y crudos y pueden utilizarse en los procesos de rerefinación con la incorporación en los sistemas de "SLOP", o **dosificarse** en los tanques de las EPEP o en los tanques de combustible crudo de la ECC.

Por otro lado, el tratamiento y recuperación de los residuales almacenados en el repositorio de lodos y ripios base agua de la EPEP, requiere una estrategia de compartimentación de una sección, acopio de hidrocarburos sobrenadantes en otra sección y el tratamiento "in situ" de todos los lodos y suelos impregnados con hidrocarburos procurando su segado total o parcial. Los resultados de los cortes muestran que las concentraciones de metales pesados, resultan menores que los reportados por la Literatura como invalidantes para su empleo y previa evaluación, se podrían utilizar en la construcción de terraplenes y caminos según Cañete y otros (2013).

DESCRIPCIÓN DE PROCESOS

El trabajo estimó los volúmenes de residuales almacenados en las áreas, sin embargo la variabilidad es alta, principalmente por dificultades de acceso que impiden su medida, carencia de registros históricos y mezcla de desechos. Como consecuencia de esto se llevó una estrategia de muestreo según criterios de expertos, que podría conferir sesgo a los resultados. Se debe subrayar que debido a la similitud de algunos residuales, es conveniente la sinergia en su pre-tratamiento y recuperación. Esto cobra relevancia con los hidrocarburos/crudos fuera de especificación, que podrían utilizarse para su rerefinación, previo tratamiento para la reducción de sedimentos, agua, y la viscosidad. A continuación se resumen los procesos sugeridos de manejo por instalación.

Planta de Gas

Se concibe que el material con más de 20% de grasas y aceites sea pre-tratado para la recuperación y aprovechamiento de hidrocarburos. Los procesos de pre-tratamiento cubren desde los sencillos (decantación) hasta los complejos (demulsificación-centrifugación). Para el caso de los crudos extrapesados de los gasómetros 1, 2 y 5, es probable deban implantarse pre-tratamientos de mediana o alta severidad (procesos de calentamiento-dilución-decantación hasta procesos de demulsificación-centrifugación de alto desempeño). Los lodos que posean menos de 20% de grasas y aceites, generados durante los procesos de recuperación de hidrocarburos y los contenidos en los separadores API, son orientados a procesos de coprocesamiento térmico a fin de aprovechar su poder calorífico e incorporar los sólidos en la producción de clinker y cemento y como segunda opción se encuentran las prácticas de biotratamiento dentro de los predios de la instalación, lo que no confiere mayor utilidad al material, pero debido a variables de orden logístico puede ser considerada.

Buscando solución de manejo para los residuos evaluados, en discusión con la ECC, considerando las características físico-químicas del residual, las del crudo mejorado y el flujo operacional de la

entidad, se llegó a la conclusión que una paila de 50 Ton de residual previamente acondicionado, recibiría una dilución de más de 100 veces, lo que al adicionarlo al crudo, el residual mejoría sus propiedades y se transformaría en un combustible con valor económico, resolviéndose un problema ambiental de alto riesgo, al estar almacenado en tanques expuestos a la corrosión, pudiendo crear un problema ambiental a CUPET. Por lo que es factible utilizar la reinyección dosificada en los tanques de producción.

Refinería

Aquí se hace preponderante la recuperación de hidrocarburos contenidos en sus áreas de almacenamiento utilizando para ello la **dosificación** en el *slop*. Las consideraciones de pre-tratamiento y posterior manejo de sólidos con bajos contenidos son idénticos a los de la Planta de Gas. Los procesos de manejo propuestos, están concebidos para que el residual con más de 20% de aceites y grasas deba ser pre-tratados para la recuperación de hidrocarburos. Los procesos de pre-tratamiento previstos van desde lo más sencillo (decantación) hasta los más complejos (demulsificación-centrifugación). Para el caso de las piscinas de concreto 1, 2 y 3 y en las piscinas de lodos de skimer, es probable deban implantarse pre-tratamientos de mediana a alta severidad (procesos de calentamiento-dilución-decantación hasta la demulsificación-centrifugación de alto desempeño).

Se constató, que con las lluvias hay vertimiento en varias áreas, destacándose las Piscinas de Concreto donde hubo vertimiento del lixiviado de lodos petrolizados, que aunque se le hizo un muro de contención de tierra, de presentarse un evento fuerte parte de ellos irán a las canalizaciones y a la bahía, representando un impacto negativo, por lo que se recomienda realizar la recuperación de hidrocarburos y el saneamiento de los sitios lo antes posible. Con el objetivo de minimización de la situación de vertimiento se podría construir un sistema de captación de los mismos donde se puedan succionar y llevarse hacia el Separador Sur para ser tratado.

En el caso de no recuperarse el hidrocarburo de dichas piscinas, debe evaluarse, a escala de banco, su biotratamiento dentro de las mismas y de resultar factible, evacuarse el agua, mezclar el residual con suelo capa vegetal y como debe resultar un volumen superior a las capacidades de las piscinas, se debe extraer parte del suelo contaminado, trasladarlo al área de biorremediación y tratarlo. No obstante debe tenerse en cuenta que no se valoriza la recuperación del hidrocarburo por lo que se dejan de ingresar más de **$4 millones de CUC**, por haber en cada una de las piscinas 1800 m^3 de hidrocarburo, esta variante no confiere utilidad al material, sino que solo realiza el saneamiento.

En el Skimer hay un considerable volumen de residuales, por lo que se consideran que sus tres fases (hidrocarburos, agua con petróleo y lodos petrolizados) deben tener un tratamiento diferenciado:

- Los hidrocarburos pueden ser tratados con una planta de tratamiento de lodos petrolizados (con Tricanter) y bombearse al sistema de la refinería, o succionarlos con bombas provistas con rejillas que impidan el paso de objetos extraños, enviarlo a un tanque cónico con calentamiento, adicionarle desemulsionante, drenar el agua y mezclarlo, por su alto contenido de asfaltenos (21,5 %), con el fuel de Planta 1, e inyectarlo para producir asfalto, existen otras opciones, venderlo a las cementeras, o dosificarlo en tanques de producción para su mejora y aprovechamiento,
- El agua emulsionada enviarla mediante bombeo al Separador Sur,
- Los lodos petrolizados, con bajo contenido de hidrocarburos, deben ser tratados, de ser posible, mediante el proceso de biorremediación.

Además el consumo e inyecto del slop es casi nulo, por afectar la calidad de la materia prima para obtener el Turbo con la calidad requerida y el slop se vende a la Cementera Mariel a 200 CUC la tonelada, lo que incide en su explotación racional, aumentando las pérdidas, y los costos por toneladas de crudos procesados y los Separadores Norte y Sur fueron diseñados para el tratamiento

de residuales, por lo que se recomienda devolverlos a su cometido original y proyectar un sistema de tratamiento integral y eficiente que contribuya al control del manejo de residuales, al tratamiento más efectivo de los efluentes y a la reducción del impacto sobre la bahía.

Empresa Comercializadora de Combustibles

Posee una fosa con desechos de crudos, pero el volumen de los desechos contenidos, al parecer, es relativamente bajo, pero no se conocen exactamente y se sabe que su fondo es irregular, lo que dificulta conocer su volumetría precisa y al igual que en el resto de las instalaciones, se debe prever el manejo de lodos petrolizados con alto o bajo contenido de hidrocarburos, que se generarán en su proceso de saneamiento y segado, teniéndose en cuenta la cantidad de materias extrañas que contiene, por lo que debe analizarse su tamizado e incineración. A los hidrocarburos recuperados por las estrategias recomendadas se le podría aplicar las opciones como combustible alterno en calderas para la generación de vapor o reinyección en los tanques de producción de la propia entidad.

Por otro lado, los lodos que posean menos de 20% de aceites y grasas, al igual que en la Planta de Gas se pueden llevar como una segunda opción al biotratamiento dentro de los predios de la instalación, pero esta alternativa por sí misma no confiere mayor utilidad al material.

Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo

Los procesos de recuperación descritos consideran su impregnación con hidrocarburos y de acuerdo a sus características físicas y químicas, se podrían utilizar como enmiendas en suelos o confinarse durante el segado del repositorio. Antes de comenzar el saneamiento, se debe minimizar el ingreso de aguas de lluvia por escorrentía superficial, por lo que es necesario crear sistemas de drenaje perimetrales que deriven el escurrimiento hacia otras zonas.

De considerar el uso de los cortes de perforación y lodos (no petrolizados) como enmienda de suelo, es importante la determinación de parámetros (pH, Conductividad Eléctrica, Relación de Adsorción de Sodio, Fósforo, Calcio y Magnesio (intercambiables) en muestras de suelo autóctono, pruebas de generación de lixiviados, realizándose los análisis químicos pertinentes a los lixiviados generados) para después realizar un balance de masas que permita compararlos con los estándares de referencia para la plantación de maderables, obteniéndose su correspondiente Licencia ambiental.

Para el saneamiento y segado parcial de esta fosa, se recomienda la división en bloques escalonados de una sección, procurando ir desde su extremo oeste, drenando los hidrocarburos sobrenadantes en cascada hacia la otra sección y a medida que se vaya alcanzando su capacidad de almacenaje, se recuperarían, enviándose de forma dosificada hacia la batería, donde se mezclaría con la producción diaria, tratando de no alterar los parámetros de calidad del crudo, velándose que se cumpla con una alta dilución, recibiendo el tratamiento que se le da a todo el crudo de la batería y posteriormente se procedería a la succión del agua no petrolizada acumulada dentro de los diques, inyectándose la misma en el pozo inyector autorizado más cercano, continuándose con la explotación de la instalación. Estas variantes fueron presentadas y discutidas con el Consejo Técnico de la entidad y aprobadas por el mismo.

EVALUACIÓN ECONÓMICA

Se realizó “una evaluación económica”, que valora los costos-beneficios, al transformar los residuales en materia prima, beneficio económico neto para su aprovechamiento, bajar la incidencia de multas, disminución significativa del impacto ambiental y las variables de la explotación racional de las entidades involucradas, reflejándose en sus índices de eficiencia económica.

A nivel mundial, la utilización de residuales, se muestra como una actividad de alta rentabilidad en muchos sectores de la economía, donde se incluye la industria de los combustibles fósiles, pero sin lugar a dudas, los beneficios al medio ambiente por si solos lo justifican. El alto valor de los hidrocarburos, fundamenta desde el punto de vista económico, las inversiones necesarias para la recuperación, tratamiento y reutilización de los residuos que generan las industrias que procesan estos recursos naturales.

Esto se demuestra en este estudio que tiene en cuenta solo un número determinado de instalaciones de CUPET, incluso con información insuficiente como es el caso de la ECC, donde no se pudo conocer el volumen de los residuos de crudo. No obstante en la Tabla II, que se anexa, se muestra que en las instalaciones estudiadas los volúmenes de hidrocarburos recuperables superan los 40 mil m^3 que, a pesar de valorizarse por debajo de su valor real, representan un valor total superior a los 16 millones de USD.

El valor de los hidrocarburos justica inversiones con el objetivo de su aprovechamiento económico. A nivel mundial existen tecnologías, como la Centrifugación Horizontal de tres fases (TRICANTER) según http://spanish.oilfilterseparator.com/china-tricanter horizontal 2013, para la recuperación de hidrocarburos contaminados, que permiten la separación de productos que contengan tres fases, de diferentes densidades, por ejemplo: sólido, agua y aceite. (Figura I).

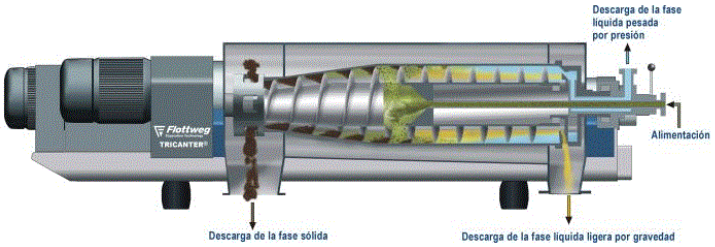


Figura I. Centrifugación Horizontal de tres fases.

Adquirir una Planta de tratamiento de lodos móvil, permitiría realizar la recuperación de los hidrocarburos en forma paulatina en instalaciones de CUPET del país. Existe poca información de precios para calcular cual sería el costo de esta inversión, Para dar una idea de los beneficios económicos de esta posible inversión se calculó un costos de inversión y el mismo se duplicó y se cuadriplicó debido a la incertidumbre al no disponerse de la información de precios necesaria.

La Tabla III, que se anexa, muestra los indicadores económico-financieros que se obtienen con las variantes analizadas, resultando muy atractivos, lo que demuestra que el costo de inversión es muy poco sensible. Estos indicadores se obtuvieron bajo las siguientes premisas: La vida útil de los equipos principales se estima en 10 años, la tasa para el mantenimiento es de 4%, el VAN está calculado para una tasa de descuento del 15% y el crédito para financiar la inversión se calcula con un interés del 10% a pagar en cuatro años de ellos uno de gracia.

CONCLUSIONES

- La identificación, inventario y caracterización de los residuales localizados en las entidades evaluadas permitió, definir las estrategias de manejo y opciones tecnológicas que pueden ser empleadas para el aprovechamiento económico y gestión futura de dichas corrientes residuales.

- El aprovechamiento de las corrientes evaluadas, puede realizarse a corto plazo, debido a que los residuales analizados, no representa una significativa complejidad técnica, operacional y financiera para la gestión ambientalmente segura, lo que puede realizarse a través de esfuerzo propio ya que en CUPET se cuenta con el conocimiento y parte del parque industrial para acometer tal actividad.
- La oferta tecnológica de las opciones de manejo identificadas en el presente informe y el contexto regional donde se desarrollan las actividades petroleras cubanas, permitirá dar solución a la eliminación de las corrientes residuales, siempre y cuando se cuente con el compromiso y apoyo de la alta gerencia en respaldar este tipo de iniciativa.
- Los indicadores económico-financieros obtenidos para las variantes analizadas resultan muy atractivos, lo que demuestra que el costo de inversión es muy poco sensible.

RECOMENDACIONES

- Evaluar la factibilidad de compra a nivel centralizado de CUPET (Empresa de Mantenimiento del Petróleo) del equipamiento necesario (Planta de tratamiento de lodos petrolizados, Tricanter) para la recuperación de hidrocarburos y el aprovechamiento económico de los residuales petrolizados de las instalaciones evaluadas y las del resto del país, teniéndose en cuenta la evaluación económica realizada para los residuales involucrados en este trabajo.
- Considerar diversificar la oferta tecnológica buscando nuevas opciones de reuso de aquellas corrientes de residuales que por su naturaleza y características físicas y químicas posean potencial uso en las diversas actividades/procesos del parque refinador o de reinyección en tanques de producción de la industria petrolera cubana, con el objetivo de su adecuación/valorización desde el punto de vista energético.
- Evaluar la oportunidad del reuso de cortes de perforación, mediante un estudio ambiental y geotécnico que permita determinar la posibilidad de ser utilizados en actividades de construcción, en caminos y en la formulación y diseño de mezclas asfálticas en caliente para la vialidad dentro de CUPET.

BIBLIOGRAFÍA

Arévalo R; M. Fonseca; Ada Casal; Beatríz Spengler; Teresa Charlot y Susana Guerra. *Informes del Proyecto "Sustitución de solventes del tipo hidrocarburos con el empleo de emulsiones asfálticas catiónicas en actividades de pavimentación"*. 2005.

Arias M. *"Elaboración de asfaltos a partir de crudo de desecho", 2012. PROTOTEK CIA LTD, Quito, Ecuador.*

Barroso H. Tesina de licenciatura. *Utilización de residuos como combustible en los hornos de cemento.* Mendoza. 1999.

Cañete C; E. Linares; Dora García; E. Rodríguez; J. Pérez; D. Fernández *"Caracterización y clasificación de algunos residuales petrolizados para su posible utilización y aprovechamiento económico". V Convención de Ciencias de la Tierra, La Habana 2013.*

Carcasés R. Comunicación personal, La Habana 2012.

Casal Ada; Liudmila Lambert; Beatríz Spengler; María Valdés; Elsa Martín; Mercedes Balmayor; Mercedes Laza; H. Martínez; M. Martínez. *Informes del Proyecto "Utilización de las aguas residuales del lavado de aceites del proceso productivo de la refinería de Cabaiguán, para el desarrollo de emulsiones asfálticas"*. 2008.

Guedes Xiomara, E. Rodríguez; R. Romero; Gisela Novoa y A. López. *Disposición final de suelos contaminados por hidrocarburos aplicando la técnica de Landspreading*. Trabajo presentado en la Convención Cubana de Ciencias de la Tierra. La Habana Cuba, 2009.

http://spanish.oilfilterseparator.com/china-tricanter_horizontal_decanter_centrifuge_decanter_used_water_solid_oil_separation-201253.html 2013.

Levine H. Septiembre de 2011. *Residual Fuel deriving form petroleum crude by thermal chock*. http://www.patentgenius.com/patent/4014782.html..

Tabla I**.** Estrategias de manejo y opciones tecnológicos de las corrientes residuales y pasivos ambientales identificadas en la Planta de Gas, la Refinería, Empresa Comercializadora de Combustible y Repositorio de ripios de perforación de la EPEP.

Localidad	Instalación	Corriente residual	Estrategias de manejo	Opción Tecnológica	Observaciones
Planta de Gas	Melones A Tanques	Residuales de Hidrocarburo Extra Pesado	Acondicionamiento: 1. Calentamiento, dilución y filtrado 2. Decantación	1. Reinyección vía slop. 2. Reinyección en tanque de producción. 3. Combustible alterno: vía horno cementero o de cerámica aligerada. 4. Reuso: Acondicionamiento para mantos asfálticos o recubrimientos asfálticos.	
	Gasómetro1,2 y 5 Separador nuevo	Lodos con alto contenido de Hidrocarburo	Separación del Hidrocarburo: 1. Recuperación 2. Tratamiento del agua y sedimento La separación del Hidrocarburo se puede realizar a través de calentamiento, tamizado, luego se demulsifica y centrifuga	1. Reinyección vía slop 2. Reinyección en tanque de producción. 3. Combustible alterno: vía horno cementero o de cerámica aligerada. 4. Reuso: Acondicionamiento para mantos asfálticos o recubrimientos asfálticos.	Presencia de materiales extraños.
Refinería	Piscina de Concreto 1,2 y 3 Piscina de Lodos del Skimmer	Lodos con alto contenido de Hidrocarburo	Separación del Hidrocarburo: 1. Recuperación 2. Tratamiento del agua y sedimento La separación del Hidrocarburo se puede realizar a través de calentamiento, tamizado, luego se demulsifica y centrifuga	1. Reinyección vía slop. 2. Reinyección en tanque de producción. 3. Combustible alterno: vía horno cementero o de cerámica aligerada. 4. Reuso: Acondicionamiento para mantos asfálticos o recubrimientos asfálticos	Presencia de materiales extraños tales como madera, rocas, plástico, etc.
	Separador Norte	Hidrocarburo fuera de especificación	Directamente a Slop de refinería para su incorporar dosificadamente al proceso	1. Reinyección vía Slop	Después de deshidratado
	Separador Sur	Hidrocarburo fuera de especificación	Directamente a Slop de refinería para su incorporar dosificadamente al proceso	1. Reinyección vía Slop	Después de deshidratado
EPEP	Repositorio de ripios de perforación	Cortes de perforación base agua	Acondicionamiento in Situ: Drenado del agua Extendido y secado Recuperación	1. Biotratamiento (si están impregnados con hidrocarburo). 2. Esparcimiento. 3. Uso para obras civiles. 4. Material de relleno	Por el tipo de residual, se debe realizar tratamiento in Situ, lo que lo simplifica y abarata.
		Lodos Base agua	Acondicionamiento in Situ: Separación/recolección y aprovechamiento del Hidrocarburo superficial / reinyección en tanques de producción 1. Separación de sólidos de la fase acuosa 2. Recuperación y secado del sólido 3. Tratamiento del agua y sedimento	1. Tratamiento primario/secundario al efluente. 2. Esparcimiento del sólido proveniente del lodo. 3. Reuso: utilización del sólido para mezcla con los cortes de perforación. 4. Inyección del agua en pozo inyector	
ECC	Piscina de residuales	Hidrocarburo fuera de especificación	Preparación, filtrado y separación del hidrocarburo. La separación del Hidrocarburo se puede realizar a través de calentamiento, tamizado y luego se demulsifica y centrifuga	Combustible alterno en calderas para generación de vapor o reinyección en tanques de producción.	Dependiendo de la relación de agua, petróleo y sedimento, se debe considerar procesos de centrifugación y demulsificación para la separación de la fase acuosa y los sólidos.
		Lodos con bajo contenido de Hidrocarburo	Acondicionamiento in Situ y caracterización Físico química del suelo receptor	Biotratamiento in situ	

Tabla II. Volúmenes de residuos contabilizados en las instalaciones estudiadas, composición y valorización de los mismos.

Objeto	Volumen de residuos, m3	% de			m3			Valoración hidrocarbu-ro, USD/m3	Valor total, MUSD/m3
		Hidrocar-buro	Sólidos	Agua	Hidrocar-buro	Sólidos	Agua		
Planta de Gas									
Melones A	3425,0	95,48		3,87	3270,2		132,5	400,00	1308,08
Tanques	1551,0	55,61		39,63	862,5		614,7	400,00	345,00
Gasómetro intermedio 1	168,0				0,0		0,0	400,00	0,00
Gasómetro intermedio 2	168,0	57,81		36,99	97,1		62,1	400,00	38,85
Gasómetro 5	1025,0	81,24		15,85	832,7		162,5	400,00	333,08
Separador nuevo	2273,3	35,53		26,42	807,7		600,6	400,00	323,09
Refinería									
Skimmer	8363,1	30,00	50,00	20,00	2508,9	4181,6	1.673,0	400,00	1003,57
Piscina 1	3000,0	60,00	30,00	10,00	1800,0	900,0	300,0	400,00	720,00
Piscina 2	3000,0	60,00	30,00	10,00	1800,0	900,0	300,0	400,00	720,00
Piscina 3	3000,0	60,00	30,00	10,00	1800,0	900,0	300,0	400,00	720,00
Separador Sur	2000,0	78,04		20,75	1.560,8		415,0	400,00	624,32
Separador Norte	20,0	64,00		36,00	12,8		7,2	400,00	5,12
Comercializadora									
Piscina de residuales								400,00	0,00
EPEP									
Repositorio de ripios	42000,0	64,00		36,00	26880,0		15120,0	400,00	10752,00
Total:	69993,4				42232,8	2700,0	19687,6		16893,11

La Tabla III muestra los indicadores económico-financieros que se obtienen con las variantes analizadas.

CONCEPTOS	MONEDA	VARIANTES VARIANTE BASE (COSTO DE INVERSIÓN ESTIMADO)	VARIANTE I (COSTO DE INVERSIÓN DUPLICADO)	VARIANTE II (COSTO DE INVERSIÓN CUADRIPLICADO)
COSTO DE INVERSION	TOTAL, MP	857.3	1,706.8	3,405.8
VALOR DE PRODUCCION	TOTAL, MP	16,893.1	16,893.1	16,893.1
COSTO DE PRODUCCION	TOTAL, MP	200.3	331.6	594.1
GANANCIAS	TOTAL, MP	16,692.8	16,561.5	16,299.0
VAN	TOTAL, MP	57,411.2	56,519.5	54,736.1
TIR	TOTAL, %	1,421.9	704.0	343.4
RVAN		67.0	33.1	16.1
Tiempo de recuperación	Normal, años	0.05	0.10	0.19

LAS DETERMINACIONES PETROFISICAS EN LA HISTORIA DE EVALUACION DE FORMACIONES GEOLOGICAS EN CUBA

Norma Rodríguez Martínez*, *Eduardo Marqués Munyet

Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET). Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. La Habana. Email: emarques@ceinpet.cupet.cu, norma@ceinpet.cupet.cu.

La caracterización de yacimientos de petróleo en Cuba siempre ha incluido el uso de las determinaciones petrofísicas en las muestras de rocas, no solo de los núcleos o testigos, sino también los resultados de análisis en muestras de canal. Estas determinaciones petrofísicas han cumplido doble función: aportar los valores de parámetros que caracterizan tanto a los reservorios como a las rocas sellantes y brindar la fundamentación de la interpretación de los registros geofísicos realizados en los pozos.

El presente trabajo tiene como objetivo mostrar el complejo de determinaciones petrofísica que se ha empleado para caracterizar los reservorios y sellos de los yacimientos cubanos con técnicas implementadas en el Laboratorio de Petrofísica del CEINPET y técnicas desarrolladas por otras instituciones nacionales y extranjeras, incluyendo métodos propios de procesar la información.

Los materiales utilizados para desarrollar estas determinaciones corresponden con la gran cantidad de muestras de núcleos, núcleos y muestras de canal que se han recuperado en los pozos y han sido estudiadas a lo largo de los años,

Los resultados están recogidos en la Base de datos petrofísicos y forman parte de los informes de proyectos desarrollados por el Centro.

PANORAMA ACTUAL DEL SECTOR ENERGÉTICO DE TRINIDAD Y TOBAGO. RETOS Y PERSPECTIVAS

Aisha Stewart

ExporTT (Organización Nacional para la Facilitación de exportaciones de Trinidad y Tobago) Dirección Postal : 151B Charlotte Street, Port of Spain, Trinidad W.I

Trinidad y Tobago como país ha estado involucrado en el sector del petróleo por más de cien años, en los cuales se ha llevado a cabo una considerable actividad de exploración de petróleo y gas en tierra y en aguas poco profundas, con una producción acumulada total de más de tres (3) billones de barriles de petróleo. Trinidad y Tobago alberga una de las mayores instalaciones de procesamiento de gas natural en el Hemisferio Occidental y su sector eléctrico es alimentado completamente por gas natural. Con 11 plantas de amoniaco y siete plantas de metanol, Trinidad y Tobago es el mayor exportador mundial de amoníaco y el segundo exportador mundial de metanol, de acuerdo con IHS Global Insight (2013). La producción total y la exportación para el amoníaco, metanol, urea y UAN disminuyeron a 428.240 toneladas métricas (TM) en 2013, desde 564.892 toneladas en 2012. Todo ello implica que Trinidad y Tobago sea un país con un sector energético diversificado, que con un fuerte valor agregado alcanzado a través de la creación de fuertes vínculos con el resto de la economía, trascendiendo los productos petroquímicos tradicionales.
Dentro del panorama energético del país resulta relevante un fuerte sector de servicios petroleros que trasciende las fronteras nacionales para ganar prestigio a nivel mundial. Esta presentación tiene como objetivo presentar un panorama de la integración entre SERVICIOS-ENERGÍA y ECONOMÍA en Trinidad y Tobago, y compartir las experiencias de este país en el desarrollo de sus potencialidades a partir de un eficiente manejo de sus recursos energéticos.

EXPERIENCIAS PRÁCTICAS EN EL USO DEL POWER DRIVE CON PDC EN POZOS DE LARGO ALCANCE EN SEBORUCO Y VDW

Darilys Alés Alvarez

EPEP-CENTRO, Finca La Cachurra, Guásimas, Cárdenas

.

El presente trabajo está basado en el estudio de las experiencias prácticas del empleo del Power Drive con barrena PDC en los pozos de alcance extendido en los sectores Varadero y Seboruco. Con la aplicación de esta nueva herramienta se eliminó en gran parte las tortuosidades de las trayectorias; elemento importante para cumplir los objetivos geológicos sin afectaciones en los parámetros de perforación. Otro elemento a tener en cuenta es la disminución de tiempo en los intervalos, generando varios días de adelanto en las diferentes secciones y aumentando el rango de penetración pura. Las limitaciones de las herramientas de fondo disminuyeron y ahora solo se tiene el tiempo disponible por el MWD como limitante para realizar maniobras. Unido a esta herramienta se incorporó el servicio de control de cortes CFM para tener indicativos sobre la limpieza de los pozos por el alto contenido de cortes generado durante la perforación. De manera general se concluye que es positivo el ahorro de tiempo llevando consigo una disminución considerable del costo por metro al final de cada etapa.



Power Drive con barrenas PDC

LA SAL: ¿NUEVO PARADIGMA EN LA EXPLORACIÓN DE PETRÓLEO EN CUBA?

Jorge R. Sánchez Arango

Centro de Investigaciones del Petróleo, Ministerio de Energía y Minas Calle Churruca No. 481 entre Vía Blanca y Washington. CP 12000, Cerro La Habana. Cuba

Se pretende realizar una evaluación sobre la presencia de sal en Cuba y las posibilidades de explorar en tierra y en aguas profundas en un escenario pre-sal. Se mencionan los materiales utilizados en el trabajo.
Se reseña la presencia de sal en el contexto regional de Cuba y se asume la edad Jurásico Medio Calloviano, con su correspondiente argumentación. Se discute la edad según otros autores.
La sal es considerada como el principal nivel de despegue para las secuencias apiladas como mantos y escamas tectónicas de las rocas del margen continental, tanto de aguas profundas como de plataforma carbonatada. Se considera el espesor de la sal con un máximo de 3 km en el bloque colgante de grandes fallas extensionales.
Se considera a la sal como parte de la secuencia evaporítica de la Formación Punta Alegre.
Se discute la posición estratigráfica de la sal en los pozos Tina 1 y Tina 2 que la encontraron; se concluye por ellos que la sal no puede ser más joven que la orogenia, de ahí su edad jurásica.
Algunas líneas sísmicas incluidas como figuras del trabajo, sirven para evidenciar: 1) la gran profundidad a la que se encontraría la sal en nuevos pozos en Cuba centro septentrional y 2) nuevas consideraciones de su presencia en aguas profundas en Cuba occidental, a partir de nuevas campañas sísmicas 3D ejecutadas, que revelan la posibilidad de existencia de un escenario exploratorio pre-sal no conocido y alcanzable con la tecnología actual de perforación, el cual sería muy promisorio, en la exploración de hidrocarburos.

AVANCES EN LA EXPLORACIÓN DE GAS NO CONVENCIONAL EN LA FRANJA NORTE DE CRUDOS PESADOS

Orelvis Delgado López, Carlos Veiga Bravo, Yamicela Tamayo López, Noemí García Martínez, Zulema Domínguez Sardiñas

Centro de Investigaciones del Petróleo, Churruca No.481 entre Vía Blanca y Washington, Cerro, La Habana, Cuba. e-mail: orelvis@ceinpet.cupet.cu

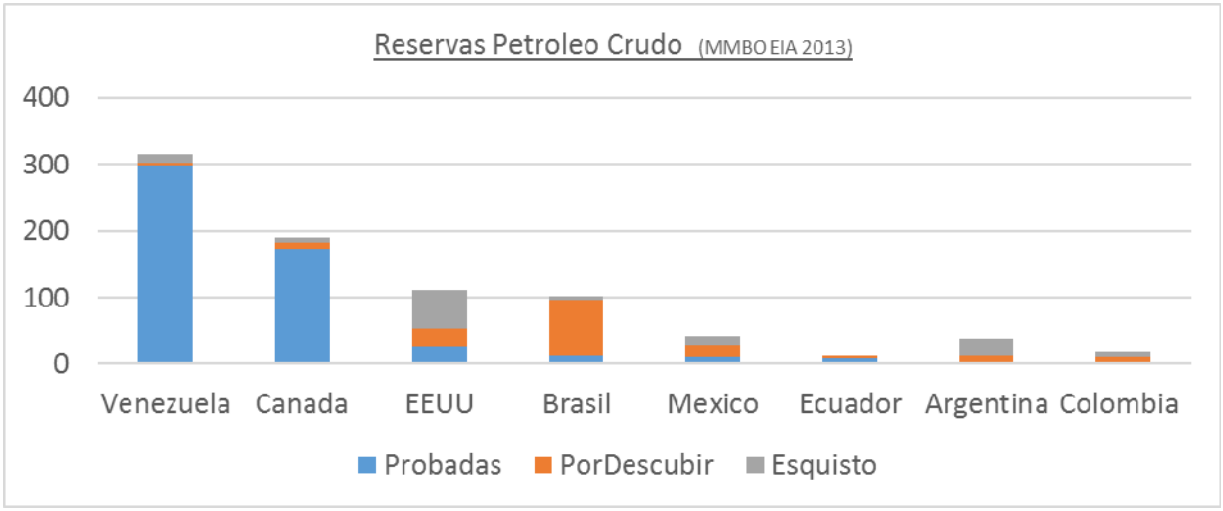
El objetivo de esta investigación fue evaluar la escama superior de la Formación Vega Alta como posible reservorio no convencional de gas natural en la Franja Norte de Crudos Pesados, debido a que el volumen de gas acompañante que se extrae actualmente en esa zona no suple la demanda para la generación de electricidad y su manufacturación. Se siguió un flujo de trabajo que involucró estudios en rocas, análisis de registros de pozos, aplicación de atributos sísmicos. De esta forma se logró la definición del origen genético del gas presente en la Formación Vega Alta. Además las zonas que presentan las mayores manifestaciones de gas y la litología característica de esa zona. También se establecieron tendencias regionales de los procesos de absorción y adsorción de gas por las arcillas de Vega Alta a partir de la aplicación de atributos sísmicos. Estos resultados permitieron concluir que: El gas entrampado en Vega Alta es termogénico, pertenece a la Familia I de crudos cubanos y es producto de dismigraciones del gas acompañante en reservorios del Grupo Veloz. Vega Alta tiene potencial de generación, pero las muestras estudiadas en la FNCP están inmaduras, sobre esa base el gas entrampado en ella clasifica como shale gas inmaduro. Los mayores porcientos de gas en Vega Alta, están situados en su base (sello propiamente dicho) y coincide con el llamado “Marcador de Radiolaritas”. Los estudios realizados, indican que no existe una relación evidente entre los cambios litológicos y la presencia de manifestaciones de gas y petróleo.

LAS AMERICAS: ¿PERMITIRAN LOS PRECIOS DEL PETROLEO LA MONETIZACION DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS DE LA REGION?

Jorge Piñón Cervera

The University of Texas at Austin, 2275 Speedway C9000, Austin, TX 78712 EEUU jrpinon@austin.utexas.edu

El Hemisferio Occidental representa el 33 por ciento de las reservas probadas de petróleo en el mundo; gracias a Venezuela con 298.3 mil millones y Canada con 174.3 mil millones de barriles[1]. La relación reserva-producción de las reservas probadas de petróleo del hemisferio es de 161 años, comparado con 78 años en el Medio Oriente. La región acumula el 40 por ciento[2] de los recursos líquidos de hidrocarburos por descubrir y el 42 por ciento[1] de las reservas de petróleo por descubrir de formaciones de esquisto/lutitas en el mundo.



Aunque la región solamente representa el diez por ciento de las reservas convencionales probadas de gas natural en el mundo, países como EEUU, Venezuela y Canada acumulan más de 634 trillones (10^{12}) de pies cúbicos; mientras que el gas natural de esquisto en las Americas representa el 43 por ciento del total de las reservas técnicas por descubrir en el mundo; principalmente en países como Argentina, EEUU, Mexico, Canada y Brasil.

Reconociendo la abundancia de los recursos de hidrocarburos en las Américas y las capacidades técnicas para su producción, empresas petroleras internacionales han invertido fuertemente en el desarrollo y producción de petróleo y gas natural en la región. La inversión extranjera en la región se ha concentrado en los países con estructuras y modelos legales que puedan atraer la participación de la inversión privada. Países como Canadá, Brasil, Colombia y los Estados Unidos han atraído mucho más la inversión del sector privado que otros en la región.

Con la apertura de su modelo de inversión en el 2004, Colombia ha visto su producción de petróleo crecer de 500,000 barriles diarios a romper la barrera de un millón de barriles diarios de producción en el 2013 sin ningún incremento significativo en sus reserves. México, que también adoptó recientemente nuevas reformas energéticas que permiten la inversión privada y extranjera en el sector de la energía, se va a unirse a sus filas.

La región de las Américas tiene una gran cantidad de reservas probadas existentes, así como la promesa de abundantes recursos de petróleo y gas natural por descubrir. La región tiene todavía un gran potencial para una mayor expansión y desarrollo; ¿amenazan los precios del petróleo a la posible monetización de estos recursos?

ESTRUCTURA GEOLÓGICA Y POTENCIAL EXPLORATORIO DE LOS SECTORES DE COLISIÓN TECTÓNICA DEL NORTE DE CUBA

Bernardo René Domínguez Garcés, ***Juan G. López, Jorge R. Sánchez Arango***

UCTB de Investigaciones Geofísicas. CEINPET. Churruca No 481 e/ Washington y Vía Blanca. Municipio Cerro. La Habana. Cuba. rened@digi.cupet.cu

El problema científico en el presente trabajo consiste en la necesidad de caracterizar estructuralmente los sectores que se encuentran al sur de los promontorios de la plataforma de Remedios, donde se reporta con mayor intensidad el evento de colisión tectónica del frente del Orógeno Cubano.
Existen al menos cuatro puntos de geografía cubana donde esto ocurre. Ellos son: Norte de Varadero, Norte de Villa Clara, Norte de Camagüey y Gibara, en Holguín. Debido al obstáculo que presenta la plataforma para el avance del cabalgamiento de las secuencias de cuenca del margen continental, el acortamiento de toda la sección es mayor que en otros lugares donde el frente de formación avanzó con mayor libertad. Por ese motivo, a finales de la orogenia ocurrió un rediseño de toda la estructura de los mantos. Como resultado de todo este proceso, estos sectores de colisión desarrollaron características de los elementos de sus sistemas petroleros que los hacen muy interesantes a la exploración, existiendo varios tipos de oportunidades exploratorias, que deben ser enfocadas con nuevos paradigmas.
Para la realización del trabajo se utilizaron los datos sísmicos 2D adquiridos en tres campañas con diferentes características en su adquisición y procesamiento.
Como resultado se exponen los diferentes episodios tectónicos que han ido conformando la geometría de estos sectores. Se construyó un modelo geológico de los sectores de colisión, así como uno evolutivo. Se ofrece una visión nueva acerca de la potencialidad exploratoria de los sectores de colisión, enfocada a objetivos profundos del borde de plataforma.

ANÁLISIS NEOTECTÓNICO DEL GOLFO DE MÉXICO Y SU RELACIÓN CON BLOQUES DE INTERÉS ECONÓMICO PETROLERO

Armando Torres Magaña[1, 2], Carolina García López[1], Gustavo Reyes Ba che[1, 2], Irvin de los S antos Mad rigal[1], Iván Pérez López [1], Jesús Domínguez Domínguez [1], M ariana Izquierdo To rres[1], Mi guel López Rome ro[1], Rob erto Bau tista San Sebastián [1], Ví ctor González de la Cruz[1]

(1) Instituto Tecnológico de la Chontalpa, Carretera Nacajuca – Jalpa de Méndez Km. 0+800, Ejido Rivera Alta, Nacajuca, Tabasco, C.P. 86220, México; (2) Universidad Politécnica del Golfo de México, Carretera Federal Malpaso- El Bellote km 171/Monte Adentro, Paraíso, Tabasco, C.P. 86600.México., gusrobert@hotmail.com

El análisis neotectónico elaborado en el Golfo de México se realizó con el apoyo de la carta batimétrica del Golfo de México (NOAA, U.S., Navy.NGA, GEBCO, 2014), imágenes sísmicas, mapas gravimétricos y magnéticos e información litoestratigráfica y de ingeniería petrolera fue posible realizar una jerarquización de bloques con posibilidades de almacenamiento de hidrocarburos comercialmente explotables.

Se elaboraron 300 perfiles complejos para identificar los principales lineamientos del relieve del fondo marino y con interpretación sísmica disponible identificar las analogías en profundidad, en perfiles interpretados de diferentes longitudes que van desde 200km a 700km de longitud con orientación Norte- Sur y Oeste-este, estos se calibraron con la carta morfoestructural del Golfo de México elaborada en este estudio.

Las estructuras subsalinas con posibilidades de almacenar hidrocarburos también presentan rasgos característicos en su estructuración somera logrando delimitar bloques de diferentes dimensiones que con la información de pozos productores de hidrocarburos se realizaron analogías de bloques productores en nuevas áreas prospectivas.

La evolución geodinámica del Golfo de México en los últimos dos millones de años ha sido fundamental en el acomodo estructural y depósito de rocas almacenadoras de hidrocarburos en aguas con tirantes de agua de 100mbnm a 3000mbnm.

La aplicación del análisis neotectónico con el apoyo de cartas morfoestructurales, perfiles morfotectónicos con e imágenes sísmicas a escalas de cientos de metros permitirá realizar analogías entre bloques productores de hidrocarburos con nuevos bloques prospectivos.

MODELO DE RECLASIFICACIÓN DE HIDROCARBUROS PRODUCTIVOS. "HERRAMIENTA EFICAZ EN LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS". CASO DE ESTUDIO. POZO VD-1000

Julio Antonio del Puerto Sánchez [(1)], ***Jessica Pedre Castro*** [(2)], ***Osvaldo López Corzo*** [(2)], ***Elio Delfín Elégiga Fernández*** [(3)], ***Orestes Díaz Valdés*** [(4)]

(1) Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (ISPJAE), Calle 114 No.11901, e/ Ciclovía y Rotonda, Marianao. La Habana, Cuba, e-mail: japuertos@quimica.cujae.edu.cu (2) Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET). Washington y Churruca. Cerro. La Habana. Cuba, e-mail: ocorzo@ceinpet.cupet.cu; jessica@ceinpet.cupet.cu (3) Empresa de Perforación y Reparación Capital de Petróleo y Gas (EMPERCAP). Carretera Las Guásimas. Cárdenas. Matanzas. Cuba, e-mail: elio@empercap.cupet.cu (4) Universidad de Pinar del Río ¨ Hermanos Saíz Montes de Oca¨. Calle Martí # 270 Final. Pinar del Río. Pinar del Río. Cuba, e-mail: odiaz@geo.upr.edu.cu

Mediante el análisis y la interpretación de los registros de hidrocarburos, las relaciones entre alcanos livianos a partir de los datos cromatográficos de gases de hidrocarburos constituye una de las bases para la evaluación integral de los yacimientos fracturados en el mundo, principalmente cuando se estudian las fracturas naturales en reservorios carbonatados, sirviendo como elemento principal en la obtención de parámetros en tiempo real durante la perforación. Estas herramientas están estrechamente ligadas a datos que pueden evaluarse a través de los registros geofísicos de pozos.

La investigación basada en el análisis integral del pozo, consistente en la interpretación de los registros convencionales de la geofísica de pozo y el registro de hidrocarburos (Masterlog), datos de calcimetría y relaciones de gases (humedad/balance/carácter), definen la evaluación de diversas zonas de hidrocarburos que se encuentran en el yacimiento.

El objetivo principal del trabajo es caracterizar las zonas de hidrocarburos productivos, no productivos y la presencia de fracturas asociadas al agua en el Pozo Varadero 1000, mediante la obtención del modelo de reclasificación de hidrocarburos.

Demostrando la efectividad de la investigación, los resultados fueron:

- Modelo de discriminantes de fluidos.
- Modelo de relaciones cromatográficas de gases.
- Modelo de reclasificación de zonas de hidrocarburos productivos y no productivos.

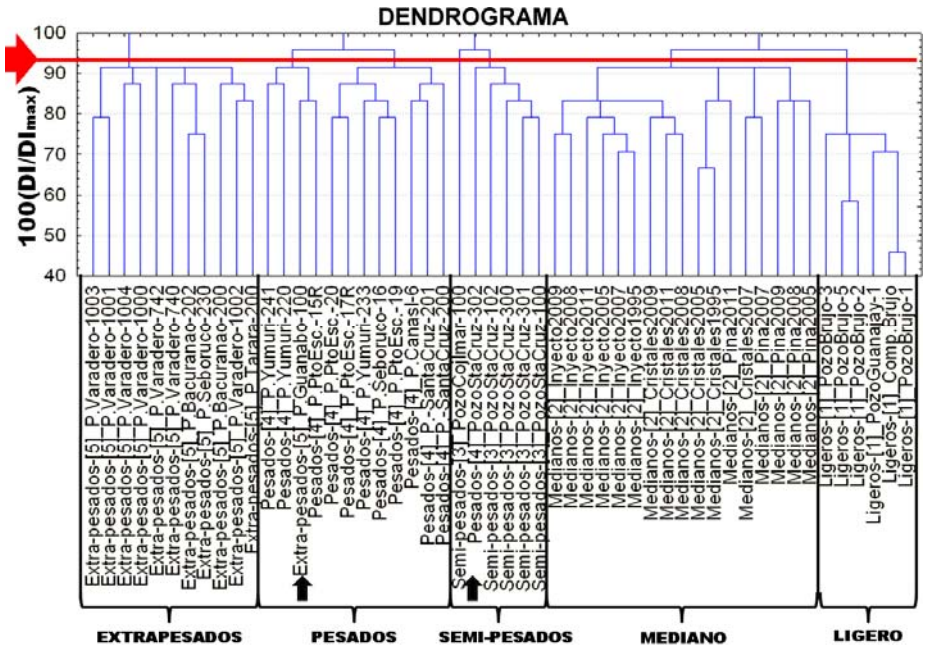
Con el análisis de la data de gases se logran identificar zonas con interés gasopetrolífero, se evalúan intervalos y se proponen futuras estimulaciones que incrementen el potencial productivo del pozo.

APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE RECONOCIMIENTO DE PATRONES PARA LA CLASIFICACIÓN Y MEJOR DESTINO DE LOS CRUDOS CUBANOS

Osvaldo Rodríguez Morán [(1)], ***Roberto Ayllón Torres*** [(1)], ***Carlos J. Morón Álvarez*** [(2)]

[(1)] *Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET). Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. La Habana. Email: ormoran@ceinpet.cupet.cu, ayllon@ceinpet.cupet.cu.* [(2)] *Facultad de Ingeniería Química, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría. Email cmoron@quimica.cujae.edu.cu.*

En nuestra industria petrolera, la clasificación de los petróleos cubanos es de gran importancia, y más aún, es la determinación de su destino, para hacer más eficiente su utilización. Se propuso entonces como objetivo en este trabajo, llevar a cabo un procedimiento estadístico multivariado para obtener una clasificación de los crudos nativos. Para esto, se analizó la naturaleza de los datos de los crudos nacionales y sus atributos, la cual constaba inicialmente de 30 atributos con 52 muestras de petróleo y se determinó procesarlos como atributos intervalizados (k-valentes). Se aplicaron las herramientas del Reconocimiento de Patrones para clasificar los crudos en los cinco grupos establecidos: Ligeros, Medianos, Semi-pesados, Pesados y Extra-pesados. Se seleccionaron los atributos más representativos a partir del peso informativo y se obtuvo un grado de eficiencia de 100 % en la autoclasificación de la matriz de entrenamiento, aplicando la similitud estricta por intervalos, como medida de similitud entre los casos. Se reconocieron cinco casos que estaban en contradicción con sus ubicaciones experticias iniciales. La estructura de la matriz de entrenamiento finalmente fue de 22 atributos y 47 casos. Finalmente, se diseñó un programa computacional para la clasificación de los crudos y se obtuvo un 97.2% de eficiencia en la clasificación de otro grupo de 36 muestras de crudos nativos. Este trabajo ha sido concluido y está listo para su utilización.



Dendrograma de la Tabla de Objeto-Propiedades intervalizada y la conformación de grupos para un nivel normalizado de 92% respecto a la similitud máxima.

POSIBILIDADES GASOPETROLÍFERAS DE LA ZONA EN AGUAS PROFUNDAS AL SURDE CUBA CENTRO ORIENTAL

Isabel Morales Carrillo

Centro de investigación del Petróleo, Churruca No. 481, Cerro, La Habana, Cuba. E-mail: isabelita@ceinpet.cupet.cu

La exploración petrolera en la actualidad ha integrado a los estudios geológicos y geofísicos, nuevos conceptos y tecnologías que permiten detectar aspectos de interés que orientan la investigación, sobre todo en áreas con un nivel de maduración de exploración bajo. El avance de la exploración en el sector cubano del Golfo de México, la delimitación de los límites del sur de la zona económica exclusiva de la República de Cuba, y su gran extensión unido a las incertidumbres existentes sobre esta vasta zona, fueron los motivos para que en el presente trabajo se analizara el área ubicada en aguas profundas entre Bahía de Cochinos (Matanzas) y Cabo Cruz (Granma), con unos 380 km de longitud y un ancho promedio de 85 km. El último estudio aquí fue realizado entre los años 1986 – 87 y las conclusiones fueron desalentadoras, al ser considerada toda la zona de bajas perspectivas a la luz de los conocimientos y paradigmas de investigación de entonces. En el presente trabajo se muestra el análisis de datos e informaciones obtenidas en diferentes períodos sobre la secuencia sedimentaria en aguas profundas al sur de Cuba centro oriental y la cuenca de Yucatán, lo que al ser vinculado a las asociaciones de yacimientos de hidrocarburos a diferentes zonas tectónicas y analizado según los nuevos conceptos existentes, permitió definir la existencia de grandes posibilidades de encontrar varios sistemas petroleros activos, algunos con capacidad de generar hidrocarburos en escala comercial, en la zona ubicada en aguas profundas al sur de Cuba.

ESTUDIO GEOQUÍMICO DE LOS GASES DE YACIMIENTOS DE INTERÉS PARA LA EXPLORACIÓN DE GAS NO CONVENCIONAL EN LA FRANJA NORTE DE CRUDOS PESADOS

***Zulema Domínguez Sardiñas*, Orelvis Delgado López**

Centro de Investigaciones del Petróleo (Ceinpet). Churruca No.481 e/ Vía Blanca y Washington, Cerro, ZIP 12000, La Habana, Cuba. e-mail: zulema@ceinpet.cupet.cu

Los estudios dirigidos a la evaluación de proyectos de gas no convencional (GNC), se han incrementado en los últimos años a nivel mundial. En Cuba, a pesar de haberse realizado varios proyectos de investigación, ninguno de ellos ha estado enfocado a la búsqueda de Gas no Convencional (GNC).

El objetivo general trazado fue caracterizar geoquímicamente los gases entrampados en la escama superior de la Formación Vega Alta del área comprendida entre Jibacoa y Yumurí, correspondientes a la Franja Norte de Crudos Pesados, a partir de su análisis composicional para evaluar su potencial productivo como gas no convencional.

Las muestras fueron sometidas a análisis de cromatografía gaseosa, para la caracterización basada en la composición química de los gases de hidrocarburos y de ácidos grasos, en este caso medidos como CO_2, Con el estudio realizado se llega a que el metano constituye el componente predominante en estos gases. Los valores más altos se encuentran en los pozos de Canasí, y los más bajos en Jibacoa. En todos los pozos estudiados hay presencia de hidrocarburos ligeros, desde (C_2^+) etano hasta pentano (C_5) y de cadenas más largas.

Los gases de los cuatro yacimientos en estudio son de origen termogénico y de baja evolución térmica, y en general, no están afectados por biodegradación. Pertenecen a la Familia I de crudos cubanos, generados por una roca madre carbonatada.

Las diferencias en las relaciones composicionales de estos gases con respecto a los gases acompañantes de los yacimientos de la Franja Norte de Crudos Pesados, se debe a que son productos de la dismigración. Ese comportamiento es similar a los gases del yacimiento Boca de Jaruco entrampados en la Formación Vega Alta.

Puede entonces decirse que el gas entrampado en la Formación Vega Alta es un gas migrado, lo cual disminuye su potencial productivo como GNC, aunque no lo excluye para su explotación.

FLUJO DE TRABAJO PARA OPTIMIZAR EL USO DE REGISTROS GEOFÍSICOS CONVENCIONALES AL CARACTERIZAR RESERVORIOS CARBONATADOS

Olga Castro Castiñeira [(1)], ***Carelys Moya*** [(2)]

1. Centro de Investigaciones del Petróleo, Churruca No. 481 el Washington y Vía Blanca, Cerro, La Habana, Cuba. olgac@ceinpet.cupet.cu 2. PDVSA, Venezuela

El uso de perfiles de pozo como herramientas de alta tecnología, es el factor común en muchos estudios petrofísicos a nivel mundial. Además, los petrofísicos recomiendan usar los análisis de núcleos y perfiles de pozos, tanto convencionales como especiales, para disminuir el grado de incertidumbre en los resultados. Como es conocido, pueden encontrarse reservorios donde la disponibilidad de perfiles especiales de pozos y análisis de núcleos es limitado. En estos casos, ¿qué hacer cuando no se dispone de todos los datos que se encuentran en el mercado o catálogo de las grandes empresas de registros? En este trabajo se propone optimizar las metodologías en reservorios carbonatados con limitada información petrofísica, al tener en cuenta el siguiente flujo de trabajo:

- Definición de las unidades petrofísicas identificando cambios de tendencia de los registros convencionales, relación entre éstas y las electrofacies, y su correlación vertical y areal.
- Evaluación de las propiedades petrofísicas en reservorios y sellos.
- Estimación de ambientes deposicionales y enriquecimiento de carbono orgánico total (COT).

Se utilizaron registros y un grupo de datos de apoyo en diferentes áreas en la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba. Los resultados evidenciaron que es posible optimizar el uso de los perfiles petrofísicos convencionales para la caracterización apropiada de los reservorios carbonatados. Como conclusión, la definición de unidades petrofísicas permitió zonificar el reservorio con mayor detalle en comparación con las zonas establecidas por las edades bioestratigrafícas; se demostró que todos los métodos utilizados proporcionan herramientas para el estudio, y la importancia de su integración.

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE HIDROCARBUROS DEL BLOQUE 13 A PARTIR DE LA INTEGRACIÓN DE LOS CRITERIOS EXPLORATORIOS

Carlos Manuel Valdivia, Yusneurys Pérez Martínez, Orelvis Delgado López, José L. Pérez Gutiérrez, Ramón Cruz Toledo, Carlos Veiga Bravo, Julio E. Gómez Herrera, Lourdes Jiménez de la Fuente, Osvaldo Rodríguez Morán, Zulema Domínguez Sardiñas

Centro de Investigaciones del Petróleo, Ministerio de Energía y Minas Calle Churruca No. 481 entre Vía Blanca y Washington. CP 12000, Cerro La Habana. Cuba, cvaldivia@ceinpet.cupet.cu

El noreste del Bloque 13 (sector Venegas-Los Ramones) es bien conocido por la presencia de numerosas manifestaciones superficiales de hidrocarburos y minas antiguas donde se extrajeron importantes volúmenes de asfaltitas; sin embargo, hasta el momento no se han perforado pozos con el objetivo de encontrar acumulaciones gasopetrolíferas significativas. Teniendo en cuenta que dicha área se ubica al sur de afloramientos de la UTE Camajuaní, y está cubierta por sobrecorrimientos de la Asociación Ofiolítica sobre la UTE Placetas, conocida por su alto potencial de hidrocarburos, se ofrece una evaluación del potencial de hidrocarburos de dicho sector. Con este objetivo se integraron los materiales siguientes : mapa geológico, mapa de manifestaciones de hidrocarburos tanto superficiales como en pozos, mapa de anomalías geoquímicas, mapas de campos potenciales, perfiles sísmicos**,** mapas de anomalías obtenidas a partir de los trabajos del Complejo Redox*,* así como los datos de elementos radioactivos. Se siguió el razonamiento de que, la constitución geológica del área fue resultado de la interacción de procesos tectónicos que dieron lugar a estructuras en dúplex, debido a cabalgamientos de las unidades geológicas unas por encima de otras, que posteriormente tuvieron un rediseño importante por procesos transcurrentes. Es necesario tener en cuenta, la gran complejidad estructural que posee la zona estudiada. Como resultado, se determinó que el área en cuestión se encuentra dentro de una gran zona transpresiva, desarrollada debido a un pandeo derecho en un sistema de fallas sinestrales, generando estructuras en flor positiva dispuestas en patrón de escalón, las cuales resultan atractivas para la exploración de hidrocarburos en todo el mundo.

GEOREFERENCIACIÓN DE LA INFORMACIÓN OPERATIVA DE PETRÓLEOS MEXICANOS

Raúl Valdivieso Martínez*, *Primitivo Pimentel Orozco, Enrique Aguilar Olivares

Petróleos Mexicanos, Marina Nacional 329, T.E. piso 31, México, D.F., raul.valdivieso@pemex.com

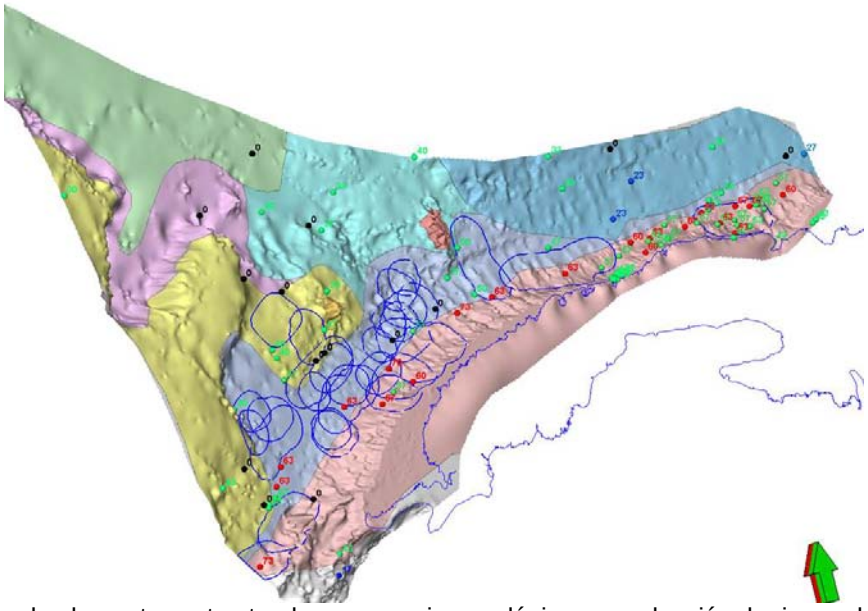
Se presenta una aplicación Web que hace una georreferenciación de la información operativa de Petróleos Mexicanos. En el menú principal de la aplicación se muestran tres ramas principales: Exploración y Producción, Transformación Industrial y Comercialización, la primera se subdivide en actividad física y producción, la segunda en complejos procesadores de gas, complejos petroquímicos y refinerías, y en la tercera rama se desglosa en comercialización interna y externa que corresponde a las exportaciones e importaciones. Cada uno de estos nodos reporta una serie de tiempo concerniente al punto geográfico la cual se exhibe con una periodicidad anual pudiéndose desagregar en temporalidades semestrales, trimestrales, bimestrales y mensuales con su gráfica adecuada. En cada capa se presentas tres tipos de información: puntual, detalle y Resumen pudiéndose exportar a una hoja de cálculo, por ejemplo a Excel, además de que cuenta con un convertidor de unidades. Lo anterior podría facilitar la incorporación de aspectos sociales-culturales, económicos y ambientales que conduzcan a la mejor toma de decisiones.

METODOLOGÍA PARA LA INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN DADA POR LAS EMANACIONES DE HIDROCARBURO COSTA AFUERA

***Julio Ernesto Gómez Herrera,* Lourdes Jiménez de la Fuente, Carlos Manuel Valdivia, Lorenza Mejías, Osvaldo Rodríguez Moran**

Centro de Investigaciones del Petróleo, Churruca No.481 esq. Washington. Cerro, La Habana. Cuba., email: juliog@ceinpet.cupet.cu

El trabajo es el desarrollo y aplicación de una metodología que pertenece a la categoría de tarea inversa en la exploración, esto consiste en localizar, con un determinado grado de confiabilidad, el lugar del origen (en profundidad), de las emanaciones de hidrocarburo que aparecen en la superficie del mar, presuntamente producidas por escapes espontáneos e inevitables de hidrocarburos de los prospectos a través de fallas o micro filtraciones en sus sellos. De esta forma se puede comprobar la existencia de Sistemas Petroleros Activos en áreas costa afuera. La interpretación de esta metodología contribuye a reducir el riesgo geológico, sobre todo en áreas de frontera como es la Zona Exclusiva de Cuba (ZEEGoM), permitiendo calibrar los modelos geológicos y geofísicos que constituyen objetivos estratégicos para la exploración. Además, se puede determinar si la emanación detectada es de origen natural o proveniente de alguna contaminación ambiental antrópica, lo que aporta un valor agregado a la metodología. Esta consta de un análisis multidisciplinario para el procesamiento y clasificación de estas emanaciones, mediante el monitoreo por satélite de imágenes de Apertura Sintética de Radar (SAR), imágenes meteorológicas y oceánicas que son procesadas mediante los Sistemas de Información Geográficos (GIS), modelación matemática, modelación hidro–oceanológicas, reconocimiento de patrones, análisis difuso y cálculo del riesgo de los escenarios geológicos donde se encuentran los posibles *plays*, prospectos y leads. Con la aplicación de la metodología fueron analizadas 466 imágenes SAR en las cuales se identificaron 179 anomalías texturales atribuibles a emanaciones de hidrocarburos. Imágenes de un alto grado de confianza fueron 16, 8 una confianza media, 114 con un grado de confianza baja y 41 de naturaleza antrópica.



Mapa de elementos estructurales, escenarios geológicos y evaluación de riesgo de las emanaciones de hidrocarburo.

PRESENCIA DE POSIBLES ROCAS MADRE DE LA UTE REMEDIOS EN LAS LOMAS DE MABUYA, PROVINCIA DE CIEGO DE ÁVILA

***Dora E. García Delgado*, Carlos Morales Echevarría, Silvia Blanco Bustamante, José Hernández León**

Centro de Investigaciones del Petróleo, e-mail: dora@ceinpet.cupet.cu, cmorales@ceinpet.cupet.cu, sblanco@ceinpet.cupet.cu

La existencia de rocas madre para conformar un sistema petrolero en la UTE Remedios, ha sido muy discutida en los últimos años. Tratar de establecer su presencia en la actualidad, resulta fundamental para potenciar la exploración petrolera en esta región del norte cubano donde adicionalmente concurren otros elementos que posibilitarían la presencia de reservorios. Uno de los problemas fundamentales resultaba la ausencia casi total de dichos depósitos en superficie, o su desaparición debido al intemperismo o alta reforestación de las áreas donde históricamente habían sido cartografiados geológicamente dichos afloramientos. En la región de Lomas de Mabuya, porción este de la Sierra de Jatibonico, en el camino que comunica los poblado Piedras y La Campana, ocurre una secuencia de rocas carbonatadas que fue estudiada petrográfica y paleontológicamente. Está compuesta por mudstone calcáreo arcilloso (micrita), mudstone calcáreo arcilloso grumoso (micrita), wackestone bioclástico arcilloso (biomicrita), grainstone de peletas (pelesparita) y dolomita fina, mientras que su asociación fosilífera está compuesta por: *Favreina salevensis* (abundantes), *Textulariidae* y otros foraminíferos bentónicos pequeños de pared aglutinada: *Globochaete alpina*, *Tintinnopsella carpathica*, Calpionélidos ss, *Committosphaera* sp., también se observan fragmentos de bivalvos, ostrácodos, erizos y *Miliolidae,* que determinan una edad Jurásico Superior-Cretácico Inferior Neocomiano que constituirá la parte inferior de la secuencia de las UTE Remedios. Son muy abundantes las microfracturas abiertas y estilolitos rellenos de bitumen. Similares rocas se reportan como bloques dentro de las brechas de yeso de la Fm. Punta Alegre, lo que prueba que las mismas se encuentran en el subsuelo, por debajo de las UTE Remedios y Cayo Coco y han sido arrastradas a la superficie por la tectónica salina.

LA FORMACIÓN CONSTANCIA Y SU IMPORTANCIA PARA EL SISTEMA PETROLERO EN POZOS DE LARGO ALCANCE DEL SECTOR VARADERO OESTE

Yaneisy Tamayo Castellanos *(1), Carlos Morales Echevarria (1), Yanet Rosell Armentero (1), Silvia Blanco Bustamante (2), Mariela Torres Díaz (2), Gennadys Ferrer Imenos (2)*

[1]Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), Churruca No. 481 esq. Washington. Cerro, Ciudad de La Habana, Cuba. E-mail: yaneisy@ceinpet.cupet.cu
[2] Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo Centro. (EPEPC). DIP Perforación.

El sector Varadero Oeste es la prolongación occidental del campo petrolero Varadero. Tiene una historia productiva menor de 10 años, lugar donde han sido perforados pozos de largo alcance. A partir de los datos aportados por estos pozos se ha logrado revelar la constitución geológica de este sector que incluye a la Formación Constancia, que ha sido objeto de estudio y polémica en los últimos pozos, y al ser atravesada durante la perforación, ha traído problemas de estabilidad en el caño a pesar de su poco espesor, además ha manifestado pérdidas de circulación y en ocasiones se ha observado presencia de hidrocarburos. En el trabajo se realizó un estudio detallado de la Formación Constancia, utilizando datos geólogos geofísicos, con el objetivo de caracterizar el comportamiento litológico facial de la misma en el subsuelo y comparar sus características con pozos verticales de otras áreas y evidencias en superficie, Se realizaron valoraciones comparativas de las electro facies determinadas en los pozos para obtener como resultado la posición estratigráfica de las secuencias de esta formación como posible sello, a partir de la subdivisión de tres facies del corte y la correlación de las mismas con equivalentes en superficie. Se logró además el seguimiento de esta formación en los pozos seleccionados en otras áreas, así como su caracterización electrofacial.

FORMACIÓN VEGA ALTA, VELOCIDADES SÍSMICAS QUE LA IDENTIFICAN

Mercedes Cristina García Sánchez

Centro de Investigaciones del Petróleo, Churruca No. 481 entre Vía Blanca y Washington, Cerro, La Habana, ZIP 12000; Cuba. E-mail: mercedes@digi.cupet.cu

Ante la necesidad de valorar posibles áreas perspectivas para la exploración de gas natural a partir de las técnicas actuales de Gas No Convencional en la Franja Norte de Crudos Pesados, y conociendo según los expertos, la posible existencia de gas en la Formación Vega Alta, este trabajo tuvo como objetivo analizar los campos de velocidades derivadas de los procesamientos digitales de datos sísmicos de superficie y de pozos, a modo de establecer los intervalos de velocidades para identificar a esta formación en los sectores de Boca de Jaruco a Seboruco y Ciénaga de Majaguillar (tierra). Como materiales se utilizaron los resultados finales de los procesamientos digitales de los datos de líneas adquiridas en los levantamientos sísmicos 2D realizados en los años 1994, 2003-2004, tratadas con algoritmos de migraciones después y antes de la suma en tiempo y en profundidad. Se utilizó además informaciones de pozos con Perfilaje Sísmico Vertical (VSP) e informaciones geológicas de Pozos perforados en sectores aledaños a las áreas investigadas. Se emplea el software Petrel en versión 13. Como resultados se obtuvieron modelos de velocidades sísmicas, que permitieron identificar los intervalos de velocidades asociadas a las profundidades de la Formación Vega Alta, mediante la calibración de las velocidades derivadas de los procesamientos digitales de los datos sísmicos con los datos de pozos existentes en la región. Además, se confeccionó el mapa por la superficie de Vega Alta en la región Ciénaga de Majaguillar.

EVALUACIÓN GEÓLOGO- GEOMORFOLÓGICA EN LA REGIÓN CENTRO ORIENTAL DE CUBA PARA LA EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS

Lourdes Jiménez de la Fuente, Ramón Cruz Toledo, Yusneurys Pérez Martínez, Carlos Valdivia Tabares, Osvaldo Rodríguez Moran, María Victoria Pérez Peña

Centro de Investigación del Petróleo (Ceinpet). Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. La Habana. Email: lourdes@ceinpet.cupet.cu

El área de estudio se ubica en la región Centro Oriental de Cuba, abarcando las provincias Las Tunas y Holguín principalmente. Esta zona cuenta con potencialidades gasopetrolíferas aún no estudiadas en su totalidad, por lo que se realiza una evaluación para determinar áreas perspectivas para la exploración de hidrocarburos basados en métodos Geólogo-Geomorfológicos. La presencia de numerosas manifestaciones de petróleos en superficie, reconocidas incluso desde tiempos de la conquista española, y más recientemente corroboradas por trabajos de campo, así como el estudio de los datos aportados por los pozos perforados, entre otros indicios, aportan elementos suficientes para pensar en la presencia de un sistema petrolera activo en la región. Para el análisis nos apoyamos en la información del mapa de geología generalizada de escala 1:100000, imágenes del satélite Landsat 7 ETM, Modelo Digital de Terreno (MDT) a partir de imágenes Radar, mapa de manifestaciones superficiales de hidrocarburos, esquemas en el campo de la Geomorfología, mapa tectónico 1:500000, información de los pozos perforados e información de trabajos de campo. Como principal resultado de la evaluación mediante la integración de los métodos utilizados, se pudo corroborar como más perspectiva el área de Maniabón-La Farola, donde los tectoalineamientos propuestos se asocian con las manifestaciones superficiales de hidrocarburos, comprobándose esta relación mediante trabajos de campo; en segundo lugar se determinó el área al norte del pozo Picanes 1x, en la cual mediante los métodos geomorfológicos se identificaron elementos tectónicos que orientan hacia posibles estructuras que de conjunto con los datos del subsuelo aportados por el pozo Picanes-1x pudiera considerarse una zona de interés para la actividad exploratoria.

CARACTERÍSTICAS ESTRUCTURALES INTERNAS DE LA REGIÓN VARADERO–BAHÍA DE MATANZAS

Esther M. González Rodríguez, B. René Domínguez Garcés, Margarita Juara Zulueta, Alberto Domínguez

UCTB de Investigaciones Geofísicas. CEINPET. Churruca No 481 e/ Washington y Vía Blanca. Municipio Cerro. La Habana. Cuba. esther@digi.cupet.cu

En el área de Bahía de Matanzas - Varadero existen potencialidades de incrementar la producción de hidrocarburos. Con ese fin y considerando la complejidad tectónica del sector, se necesita profundizar en el conocimiento de la estructura interna de la región. Para resolver este problema se trazó el objetivo de realizar la cartografía de todos los mantos tectónicos de los sedimentos del margen continental, tanto aquéllos que estaban calibrados por los pozos, como los que todavía no han sido atravesados por los ellos, y que se encuentran en el sector frontal del apilado tectónico.

Para la interpretación se utilizó la adquisición sísmica 3D realizada por la firma CGG – Veritas, la cual fue integrada con toda la información geológica y geofísica correspondiente al sector. Con todos esos datos se creó un nuevo proyecto de investigación.

La correlación se realizó con el software Petrel 2011 a un paso de 25m (XLine) por 25 m (Inline), logrando una calibración suficientemente confiable en el sector del yacimiento Varadero, que ubica espacialmente los tres primeros mantos del Grupo Veloz.

Los resultados principales fueron: mapa estructural del apilado tectónico estudiado; mapa del relieve actualizado de la envolvente de los reservorios del área estudiada, y el modelo de interpretación sísmica donde se representan todos los mantos conjuntamente con sus modelos tridimensionales

CONFIGURACIÓN ESTRUCTURAL Y PERSPECTIVAS GASOPETROLIFERAS DE CUENCA CENTRAL (BLOQUE 23)

Yandy Sán chez Roi g [(1)], ***E sthenis M artinez Rojas*** [(2)], ***Raúl Gómez García*** [(2)], ***Ca rlos Enrique Cofiño Arada*** [(1)]

(1) Universidad de Pinar del Río, Hermanos Saíz Montes de Oca, Calle martí # 300, Pinar del Río, Cuba. sanchezroy@geo.upr.edu.cu. ; (2) DIGICUPET, Calle 23, # 23510 e/ O y P, La Habana, Cuba.

En el **Programa Acelerado de Exploración Petrolera** que tuvo lugar en CUPET a partir del año 2005, se propuso lograr con medios propios la autosuficiencia petrolera en todas las acciones exploratorias posibles, para lo que se hace necesario entonces incorporar nuevos descubrimientos en nuevas y viejas áreas, en sistemas petroleros ya reconocidos y por conocer. Es por eso que retomar hoy las áreas conocidas es prioridad, por el alto grado de información geológica y geofísica con que cuentan.

A este contexto se ajusta la región Cuenca Central donde en los últimos 20 años se han perforado más de una veintena de pozos sin éxito alguno, no incrementándose por tanto las reservas en un área donde fueron descubiertos, en tobas fracturadas, efusivos, lentes de calizas, areniscas y conglomerados tobáceas del Cretácico, con sello en las arcillas y limolitas del Eoceno Inferior y Medio-parte baja (sinorogénico), los yacimientos Jatibonico, Cristales, Pina y los campos Catalina, Reforma y Brujos, de los cuales tan sólo Pina y Brujo están en explotación disminuida.

Entonces aumentar el banco de estructuras con mayores posibilidades de entrampamiento de hidrocarburos constituye la tarea principal de este trabajo**,** concebido en la interpretación sísmica y dirigida a disminuir los riesgos en la calibración de los horizontes sísmicos, en la ubicación, configuración estructural, profundidad de yacencia de las estructuras con interés gasopetrolífero.

Para este fin se consultó la mayor cantidad de información geológica y geofísica, de pozo y superficie correspondiente al Bloque Petrolero 23 ubicado al centro-suroeste de Cuenca Central, se correlacionó en cortes "migración antes de la suma en tiempo y profundidad" procesados por DIGICUPET y se aplicó durante el proceso de interpretación geológica de los datos sísmicos los resultados de los campos potenciales, de teledetección, de geomorfología y otros, confeccionándose mapas estructurales a partir del tope del Cretácico y extendiéndose al terciario, perfiles sismogeológicos, un mapa de zonación sísmogeológica para destacar eventos geológicos que inciden en las posibilidades gasopetrolíferas y mapas estructurales de algunas estructuras de interés.

MODELO TECTÓNICO DE LAS DEFORMACIONES EN LA CUENCA MERCEDES. SU IMPORTANCIA EN LA EXPLORACIÓN PETROLERA

Michael Eduardo Pica Borrell [(1)], ***Lilian Linares Valdés*** [(2)], ***Carlos Enrique Cofiño Arad*** [(1)], ***Yandy Sánchez Roig*** [(1)], **Jesús Antonio Blanco Moreno** [(3)]

(1) Universidad de Pinar del Río "Hermanos Saíz Montes de Oca", Martí Final No 270, esquina 27 de noviembre. Pinar del Río. Cuba; teléfono: (048) 728617; dirección de correo: mborrell@upr.edu.cu (2) Centro de Investigaciones del Petróleo; Churruaca 481 entre Washington y Vía Blanca; Ciudad Habana; Cuba. (3) PDVSA. Ecuador; Orella y 6 de Diciembre; Quito; Ecuador

El objetivo de esta investigación es esclarecer el origen y dirección de los esfuerzos principales que dieron origen a las estructuras tectónicas presentes en la cuenca Mercedes para de esta manera asociar las mismas a diferentes eventos tectónicos ocurridos en la isla de Cuba durante su evolución geológica. Para ello fueron analizadas numerosas publicaciones que trataron esta temática, de las cuales se digitalizaron, procesaron en diferente software y reinterpretaron sus mapas estructurales. También mediante la aplicación de diferentes métodos geomorfológicos como morfometría y el estudio de la red drenaje superficial, se revelaron y corroboraron diferentes fallas reales y supuestas.
Se obtuvo como resultado el modelo tectónico de Riedel, el cual muestra las direcciones de los esfuerzos principales que originaron las dislocaciones tectónicas de la región, así como las rotaciones experimentadas por dichos esfuerzos en el tiempo, además del mapa estructural esquemático que contiene todas las fallas reales y supuestas asociadas a máximo estrés compresivo en la formación de Cuba. Permitió establecer que las estructuras más jóvenes, generadas en la neotectónica, tienen un papel fundamental como vía de migración de los hidrocarburos.

ANÁLISIS ESTRATIGRÁFICO EN EL RESERVORIO DEL POZO SEBORUCO 20 EN LA PROVINCIA DE MATANZAS

***Leroy Agustín Santana Martí*, Osvaldo López Corzo, Silvia Blanco Bustamante, Osmani Pérez-Machado Milán**

Centro de Investigaciones del Petróleo, Churruca No.481 e/ Washington y Vía Blanca, Cerro, La Habana, Cuba, e-mail: leroy@ceinpet.cupet.cu

El campo petrolero Seboruco está ubicado al este de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba, próximo a la Bahía de Matanzas. Durante más de 10 años se han perforado pozos de alcance extendido que tienen producciones diarias promedio de más de 1000 barriles de petróleo y gas acompañante. El problema fundamental de esta área es el insuficiente análisis de la estratigrafía de los reservorios, ya que tradicionalmente se han utilizado términos de campo para su identificación (Veloz Blue, Veloz Gray, Veloz Green, Veloz Seboruco, etc.). Este hecho no permite una caracterización geológica y facial completa de las unidades productoras, trayendo además consigo problemas de correlación con los campos vecinos.

En el presente trabajo se logra detallar la estratigrafía en el reservorio del pozo Seboruco 20, para después extender los patrones litológicos y bioestratigráficos a todo el campo y lograr una mejor comprensión de la constitución geológica del área, así como caracterizar estratigráficamente el reservorio del pozo mencionado y establecer elementos faciales de correlación que puedan ser extensivos a otros reservorios del campo Seboruco.

Los materiales utilizados para realizar el trabajo fueron las descripciones litológicas y micropaleontológicas provenientes de las muestras de canal y secciones delgadas, conjuntamente con los registros de pozo. En este orden se aplica la metodología de interpretación e integración.

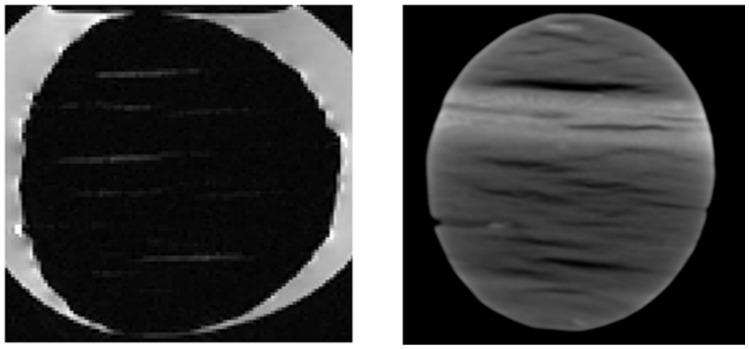
El principal resultado del trabajo es el establecimiento de las bases estratigráficas para la mejor comprensión del subsuelo en este campo. Este estudio permitirá en un futuro la sustitución de términos de campo, no geológicos, por otros más afines a la estratigrafía del subsuelo, así como detallar los procesos de reservorio que en cada manto juegan un papel importante sobre el potencial productivo de cada uno de ellos.

APLICABILIDAD DE LAS MEDICIONES DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR PARA LA PETROFÍSICA DE REGISTRO Y LABORATORIO EN CUBA

Lisset Miquel González, Gilbert Ortiz Rabell, Olga Castro Castiñeira

Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET). Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. La Habana. Email: lisset@ceinpet.cupet.cu gilbert@ceinpet.cupet.cu olgac@ceinpet.cupet.cu

En el ámbito petrolero cubano se tiene experiencia limitada en el uso del método de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) y en el de Resonancia Magnética Nuclear de Imágenes (RMNI) por lo que no se conoce de su potencialidad, ni la gran certeza y variedad de resultados que arroja. El presente trabajo va dirigido a fundamentar la aplicabilidad de los métodos de RMN y RMNI para la petrofísica de laboratorio en Cuba. Los métodos antes mencionados son métodos no destructivos, lo que representa su principal ventaja en el estudio petrofísico, ya que permite realizarle varios estudios a una misma muestra aplicando varios métodos para luego poder comparar los resultados. También estos métodos proporcionan una gran cantidad de resultados en una misma medición, con tiempo de duración no mayor a dos horas. El método RMNI permite obtener además imágenes de la estructura interna de la muestra en forma de cortes en diferente planos e incluso la imagen tridimensional de la misma, permitiendo obtener datos puntuales de la muestra lo que es una gran ventaja en los estudios de propiedades dinámicas como la permeabilidad relativa, la porosidad efectiva, y otras que dependen de la disposición de la estructura porosa de la roca y el fluido presente en esta. En general la aplicación de ambos métodos contribuye a elevar la certeza de los modelos petrofísicos necesarios para las evaluaciones de reservorios fundamentalmente en las áreas de exploración y producción. El presente trabajo, no solo da a conocer los fundamentos de la aplicabilidad de los métodos de RMN y RMNI en la petrofísica petrolera, sino presenta y discute los primeros resultados de la aplicación del método RMNI en el estudio de muestras de núcleos en Cuba de diferentes litologías y por tanto diferentes tipos de porosidades. Además muestra y discute las curvas de relajación T1 y T2 obtenidas en las diferentes muestras y las propiedades petrofísicas obtenidas a partir de estas, así como la metodología y programas utilizados para el procesamiento de dichos datos. También presenta la interpretación de las imágenes obtenidas, y por último una comparación entre las imágenes obtenidas por este método (RMNI) y las obtenidas por Tomografía Axial Computarizada (TAC) en los mismos núcleos de roca.



(a) (b)

Comparación entre las imágenes obtenidas del núcleo # 1
(a) Imagen obtenida por el método de NMRI (b) Imagen obtenida por TAC

NATURALEZA DE LA PRESENCIA DE URANIO EN LOS RESERVORIOS CARBONATADOS

***Mariela Torres Díaz,* Olga Castro Castiñeira, Odalys Reyes Paredes, Gilbert Ortiz Rabell**

Centro de Investigaciones del Petróleo Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, municipio del Cerro, provincia La Habana. ZIP 12000. mariela@ceinpet.cupet.cu

La presencia de uranio en los reservorios carbonatados tiende a asociarse con fracturas abiertas, y por tanto con zonas de buena permeabilidad. Por otra parte se conoce la relación que presenta el uranio con la materia orgánica en ambientes reductores. Como hasta el momento no se ha podido identificar con certeza cuál es la naturaleza de la presencia de uranio en los distintos reservorios que aparecen en las formaciones gasopetrolíferas cubanas, este trabajo se propone confirmar algún tipo de relación entre el uranio y la fracturación.

Para realizar el trabajo se tomaron pozos seleccionados de la Franja norte de crudos con registros interpretados de imágenes eléctricas (FMI), además de los registros convencionales. Se incluyen mediciones de radiactividad realizadas en cámara de bajo fondo a muestras de un grupo de pozos con distintos tipos de rocas y otros con mediciones de carbono orgánico total (COT) en muestras de canal y núcleos. También se evaluó la presencia de COT por interpretación de registros geofísicos de pozo. En algunos pozos coinciden las mediciones de laboratorio de radiactividad y las de COT. El procesamiento de datos se hizo de forma automatizada mediante los programas de interpretación con que se cuenta en el CEINPET, siendo representados los resultados de forma gráfica para facilitar su evaluación.

Como resultado se demuestra y se ejemplifica cómo el uranio puede asociarse a fracturas, pero estas pueden estar abiertas o cerradas, por lo que no es un índice directo de la permeabilidad. También se revela la asociación con la materia orgánica en zonas donde no hay fracturación en pozos representativos.

UTILIZACIÓN DE LAS INVESTIGACIONES GEOFÍSICAS DE POZO PARA LA DETECCIÓN DE ZONAS POTENCIALMENTE COLECTORAS DE GAS NO CONVENCIONAL

Esther María Bisbé York

Epep Occidente (CUPET) Km 37 ½ Santa Cruz del Norte. Prov. Mayabeque, Cuba E-mail: sissy@epepo.cupet.cu

La búsqueda de reservorios no convencionales de gas ha pasado a ser en los últimos años, una necesidad imperiosa de la industria energética a nivel mundial, debido a que las reservas de los depósitos convencionales de hidrocarburos se están agotando.
Cuba no puede ser ajena a esta estrategia, con el fin de incrementar sus reservas. Un paso importante en este proceso, es detectar previamente las áreas que pudieran contener depósitos de gas no convencional, con el fin de determinar sus posibilidades productivas, es decir, su extensión, espesor, características petrofísicas, y otras.
Los registros geofísicos de pozo, constituyen una excelente herramienta a utilizar en todas las etapas de este proceso. En este trabajo se presentan las características de las rocas potencialmente colectoras de depósitos de gas no convencional y la respuesta obtenida por las herramientas de registros ante estas, así como su utilización de conjunto con información adicional, con el fin de valorar en la etapa inicial de esta investigación aquellas zonas que pudieran ser interesantes.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL RESERVORIO ENTRE POZOS DEL YACIMIENTO VARADERO OESTE EXTENDIDO

Yanet Rosell Armenteros [(1)]; Yaneisy Tamayo Castellanos [(1)]; Mariela Torres Díaz [(1)]; Carlos Perera Falcón [(1)]; Bernardo García [(1)]; José Hernández León [(1)]; Norma Mitchel [(2)]

1. Centro de Investigaciones del Petróleo Churruca No. 481, Cerro, 12000, La Habana, Cuba.; 2. Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo de Centro, Finca La Cachurra, Cárdenas, Matanzas, Cuba.

La perforación de pozos de desarrollo en el campo Varadero Oeste (VDW), ha tenido entre sus objetivos elevar los volúmenes de petróleo a extraer en las rocas reservorios, las cuales para esta área, están constituidas por las rocas pertenecientes al Grupo Veloz. Los resultados obtenidos en el pozo VDW_1005, no mostraron la productividad esperada, planteándonos la problemática de la necesidad de realizar un análisis comparativo del reservorio en cada uno de ellos, a partir de estudios integradores anteriores y nuevos estudios geólogo-geofísicos y paleontológicos realizados. Esta investigación tiene como objetivo analizar comparativamente el comportamiento de las rocas del Grupo Veloz en el yacimiento, donde para ello se contó con las muestras de canal obtenidas durante la perforación de los distintos pozos, los informes de del área, y el conjunto de registros geofísicos, procesados mediante los distintos software interpretativos. La aplicación de un conjunto de métodos investigativos (teóricos, empíricos, y estadísticos), así como la aplicación de los gráficos de pixler, gráficas de propiedades cruzadas e histogramas, el módulo Multimin del Programa IntGeof y el módulo PoroSpect (espectro de poros), constituyeron el soporte metodológico para realizar este estudio. Entre los principales resultados se tiene que, comparado con el resto de los pozos, el VDW_1005 presenta una mala permeabilidad, que va mejorando localmente, pero solo llega a ser regular, y no precisamente buena. Desde el punto de vista petrofísico, el procesamiento con los distintos módulos y la valoración de poros secundarios (fracturas y vúgulos), arrojó qué según correlación existe una diferencia evidente de ambos parámetros que puede explicar la permeabilidad reducida de la sección productiva en este pozo, los resultados de PoroSpect y el comportamiento de la Pf del pozo se ajusta a un reservorio de permeabilidad empeorada en comparación con los pozos VDW extendido precedentes. Dicho comportamiento atípico, sirve de orientación al conocimiento y por tanto a un mejor enfoque del trazado de nuevos objetivos en el área.

GEOLOGÍA DE LAS SIERRAS PAN DE AZÚCAR, CELADAS Y ANCÓN. RASGOS FAVORABLES PARA LA EXPLORACIÓN PETROLERA

Liset Castro Alfonso

Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET). Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. La Habana. Email: liset@ceinpet.cupet.cu

Los estudios realizados han estado encaminados a analizar las características estratigráficas, estructurales y adicionalmente de algunos elementos favorables para el estudio de un posible sistema petrolero. El sector está ubicado entre los ríos San Vicente y Pan de Azúcar, en la región central de la Sierra de Los Órganos. En los trabajos de campo se obtuvieron mediciones de elementos estructurales (estratificación, planos de falla, grietas). Se obtuvieron mapas de alineamientos, de drenaje, densidad de dolinas y abras, disección vertical y horizontal, esquema geomorfológico del área, diagramas de rosa y falsillas. El análisis de los diferentes elementos estructurales muestra su relación con los movimientos de orientación NW-SE durante el transporte tectónico de los mantos sobrecorridos y la posterior migración hacia el este del máximo estrés compresivo. La caracterización de las unidades litoestratigráficas responde a las últimas descripciones realizadas en el Ceinpet, así como los datos de Materia Orgánica Total (COT) obtenidos por el grupo de Geoquímica del Petróleo.
Se determina un Dominio Paleográfico de Synrif representado por la Formación San Cayetano y otro del Margen Continental con facies de aguas someras y de aguas profundas, estas últimas con un alto contenido de COT y la presencia de hidrocarburos en el pozo Pinar No. 1 del valle de Pons. Se reconocen las formaciones: Azúcar, Jagua, Guasasa con sus miembros, así como la Formación Pons. Como sello regional se describe la Formación Manacas. El área resulta de mucha importancia para analizar en superficie, lo que se encuentra en profundidad bajo las aguas del mar a centenares de metros de la costa meridional de Pinar del Río.

LOS PROCESOS QUE CONTROLAN LA MOVILIZACIÓN, EL TRANSPORTE Y LA ACUMULACIÓN DE METALES EN EL MEDIO AMBIENTE SUPERFICIAL SOBRE CUERPOS MENÍFEROS ENTERRADOS Y DEPÓSITOS DE HIDROCARBUROS

Manuel E. Pardo Echarte* y *Osvaldo Rodríguez Morán

Centro de Investigaciones del Petróleo, Churruca No.481, e / Vía Blanca y Washington, Cerro, CP 12 000, La Habana, Cuba, E-Mail: pardo@ceinpet.cupet.cu , ormoran@ceinpet.cupet.cu

Teniendo en cuenta la relevancia del Principio Geoquímico de la Migración Vertical de Iones Metálicos Móviles, en el que se basan muchas de las técnicas actuales de exploración geoquímica y geofísico-geoquímicas (es decir, CHIM, MMI™, SGH y Complejo Redox), se hace una revisión sumaria en diferentes aspectos teóricos relacionados con la movilización metálica, el transporte vertical a la superficie, y la acumulación resultante en el medio superficial de estos metales verticalmente transportados a partir de los cuerpos meníferos enterrados y depósitos de hidrocarburos. Como conclusión, se establecen los rasgos generales que caracterizan estos procesos: la actividad microbiana y las reacciones de agua-roca con la generación de gases (hidrocarburos, N, CO2, H2, y otros) durante la oxidación del objetivo; ascenso de microburbujas de gas reductor (tamaño coloidal) con iones metálicos reductores adjuntos, que se traduce en 'chimeneas reductoras' que alcanzan la superficie; bombeo barométrico y ascenso capilar de iones y partículas sub-micras de metal, en la zona no saturada; redistribución de los iones en el ambiente cercano a la superficie por la percolación de las aguas subterráneas (después de la lluvia), así como por los efectos de elevación de la evaporación y el ascenso capilar, todos los cuales explican la acumulación de metales en el suelo en una 'zona de acreción metálica' muy poco profunda (10-30 cm).

INTERPRETACIÓN DE LOS MÉTODOS GEOMORFOLÓGICOS CON LOS MÉTODOS GEOFÍSICOS EN EL SECTOR MAJAGUILLAR- CORRALILLO

***María Victoria Pérez Peña*, Ramón Cruz Toledo, José Luís Pról Betancourt**

Centro de Investigación del Petróleo (Ceinpet). Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. La Habana. Email: mvictoria@ceinpet.cupet.cu

El área de trabajo se extiende desde los pueblos Majaguillar hasta Corralillo, en las provincias de Matanzas y Villa Clara. En esta área son conocidas abundantes manifestaciones de petróleo, así como el yacimiento histórico Motembo, cuyo petróleo es de alta calidad. Estos datos confirman el gran potencial exploratorio del sector. Múltiples investigaciones se han realizado, pero aun son insuficientes los trabajos geomorfológicos vinculados con los métodos geofísicos. Nuevas evidencias en el campo de la geomorfología aplicada y su relación con los métodos geofísicos (campos potenciales), se realizan con el objetivo de proponer nuevas áreas favorables para la búsqueda de petróleo y/o gas, sobre la base de la interpretación. Se utiliza el método cualitativo del drenaje, nuevo esquema de disección vertical, y morfo isohipsas apoyado con los campos potenciales (gravimetría y magnetometría). A partir del análisis integrado se logra determinar zonas principales para orientar los trabajos exploratorios futuros y en el mapa de la quinta generalización de las morfo isohipsas se muestran levantamientos en el terreno hacia la parte central y sureste del área, coincidiendo con las zonas de mínimos magnéticos y gravimétricos, asociadas a la presencia de rocas del margen continental en el subsuelo, las cuales constituyen las rocas con mayor potencial petrolero de Cuba.

POTENCIAL GASOPETROLÍFERO DE LOS RESERVORIOS DEL COMPLEJO OFIOLÍTICO BACURANAO – BRISAS – PEÑAS ALTAS

Michael Eduardo Pi ca Borrell [(1)], ***Wendy A costa R odríguez*** [(2)], ***Jesús Ríos Montano*** [(2)], ***Carlos Enrique Cofiño Arada*** [(1)], ***Yandy Sánchez Roig*** [(1)]

(1) Universidad de Pinar del Río "Hermanos Saíz Montes de Oca", Calle Martí Final No 270, esquina 27 de noviembre. Pinar del Río; Cuba; teléfono: (048) 728617; dirección de correo: mborrell@upr.edu.cu (2) Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo de Occidente; Vía Blanca Km 37 ½. El Caribe; Santa Cruz del Norte; Mayabeque; Cuba

La búsqueda de petróleo en ofiolitas es una cuestión poco común. Sin embargo, Cuba es uno de los pocos países que tiene reservorios petrolíferos en este tipo de rocas, con un marcado desarrollo en la región Habana – Matanzas donde se encuentran, aunque pequeños, numerosos yacimientos, muchos de los cuales han sido descubiertos al azar o como objetivos secundarios cuando se perfora en busca de los carbonatos fracturados del Grupo Veloz que aparecen por debajo.
La presente investigación estuvo encaminada a incrementar el conocimiento sobre perspectivas gasopetrolíferas en los reservorios del Complejo Ofiolítico del sector Bacuranao – Brisas – Peñas Altas. Para ello se contó con un importante número de trabajos e informes geólogo – geofísicos disponibles de pozos presentes en el área. La integración de los resultados obtenidos a través de la correlación de columnas, perfiles y mapas estructurales permitió esclarecer elementos tectónicos y estratigráficos del sector, para de esta manera cumplir con el objetivo propuesto: establecer el potencial gasopetrolífero de los reservorios del complejo ofiolítico Bacuranao – Brisas – Peñas Altas para la proyección de nuevos pozos para su explotación.

HISTORIA DE LA INDUSTRIA PETROLERA CONTEMPORÁNEA EN LA MAESTRÍA GEOPOLÍTICA DE LOS HIDROCARBUROS

Magdalena López Fernández *(1)*, ***José Carlos Núñez Mora*** *(2)*

(1)Centro de Investigación del Petróleo, UCTB Geofísica Churruca 481 esquina a Washington, Cerro, La Habana, Cuba. Correo-e: magda@digi.cupet.cu (2) PRODESA GEOCUBA 7ma esquina a 16. Miramar, La Habana, Cuba. Correo-e: josecarlos@geodesa.geocuba.cu

La industria petrolera irrumpe en el siglo XIX como productora de bienes y servicios imprescindiblesen la vida moderna. El carácter estratégico de esta industria, que brinda soporte energético a nivel mundial, coyunda su progreso, basado en el conocimiento científico técnico creciente. En el mundo globalizado de hoy no es suficiente para el profesional relacionado con la actividad petrolera, dominar los fundamentos teóricos y prácticos, sin tomar en cuenta los indiscutibles impactos económicos y sociales que definen la influencia de esta industria en la geopolítica internacional.

La asignatura Historia de la Industria petrolera contemporánea tiene como objetivo preparar a especialistas para analizar y comprender el desarrollo de la industria del petróleo y su impacto social, económico, y ambiental, expresado este fundamentalmente en el cambio climático.

Por lo cambiante de los escenarios geopolíticos internacionales, la asignatura pretende brindar un enfoque de conocimientos que sirvan de plataforma para realizar un análisis actualizado de la industria cuyo desarrollo y esferas de influencia se vinculan con los volúmenes de reservas existentes, el desarrollo tecnológico alcanzado, la demanda energética y de losproductos derivados del petróleo, al papel que juegan las compañías nacionales e internacionales, tanto productoras como de servicios, y a las alianzas estratégicas internacionales que se establecen, entre otros aspectos.

La asignatura está diseñada para que los cursantes mediante la búsqueda, el análisis y la verificación de la información, utilizando fundamentalmente las tecnologías de la información y las comunicaciones relacionadas con la industria del petróleo en la sociedad actual, donde la información es un recurso estratégico, puedan entender y actualizarse constantemente sobre su desarrollo mediante una propuesta sistémica que puede enriquecerse en el propio proceso de búsqueda.

El método de investigación empírico intencional empleado, aportará herramientas al cursante (sujeto) sobre la industria petrolera (objeto) dentro de un contexto socio-histórico determinado y servirá de base para el completamiento del conocimiento científico sobre la misma, conocimiento que le aportará capacidad para resolver problemas sobre la base de valores propios, objetivos y visión del mundo.

CARACTERIZACIÓN Y DIAGNÓSTICO DE LOS SISTEMAS ENERGÉTICOS PARA LA MAESTRÍA EN GEOPOLÍTICA DE LOS HIDROCARBUROS

José Orlando López Quintero [(1)], ***Guillermo Miró Pagés*** [(2)]

(1)Centro de Investigación del Petróleo, UCTB Geofísica Churruca 481 esquina a Washington, Cerro, La Habana, Cuba. Correo-e: magda@digi.cupet.cu (2) Instituto Superior Politécnico José A. Echeverría, La Habana, Cuba. Correo-e: gmiro@civil.cujae.edu.cu

Los hidrocarburos continúan siendo la principal fuente de energía para las sociedades modernas. Las fuentes renovables de energía requieren todavía de estudios, conocimiento e inversiones y demorarán todavía muchos años en desplazar a la industria petrolera. Además, las grandes transnacionales petroleras no propician políticas de desarrollo sostenible, ni un gradual tránsito hacia el empleo de energías renovables, que requieren todavía de estudios, conocimiento e inversiones y demorarán todavía muchos años en desplazar a la industria petrolera. Los profesionales de la industria, sobre todo los ejecutivos, comerciales, juristas y líderes de proyectos técnicos y científicos están obligados a dominar los aspectos de la geopolítica de los hidrocarburos como parte de la geopolítica internacional.

La asignatura “Caracterización y diagnóstico de los sistemas energéticos” tiene como objetivo preparar a especialistas en las principales tecnologías empleadas para la exploración de los hidrocarburos tanto en tierra firme como en el mar y como objetivos específicos comprender las premisas técnicas requeridas para la formación de yacimientos de hidrocarburos, así como conocer los fundamentos de la exploración de los hidrocarburos.

El desarrollo de la industria petrolera depende de una serie de factores en los cuales juega un papel determinante la demanda energética, la disponibilidad de reservas, los escenarios políticos, los precios del hidrocarburo, el desarrollo de nuevas tecnologías tanto de exploración como de perforación y producción. Los últimos años se han caracterizado por la irrupción de nuevos escenarios geólogo – geofísicos como es el descubrimiento de nuevas reservas de gas y petróleo no convencionales, el desarrollo de equipos de perforación de nuevas generaciones capaces de romper sistemáticamente los records de profundidad de perforación y de tirante de agua costa afuera, la perforación horizontal.

El diseño de la asignatura está dirigido a que los maestrantes realicen el análisis de la enorme cantidad de información que existe para la materia mediante técnicas informáticas y sean capaces de entender la vinculación de todos los aspectos técnicos con la geopolítica.

GEOLOGY OF THE WALVIS RIDGE IN NORTHERN NAMIBIA AND ITS IMPLICATIONS ON THE HYDROCARBON POTENTIAL

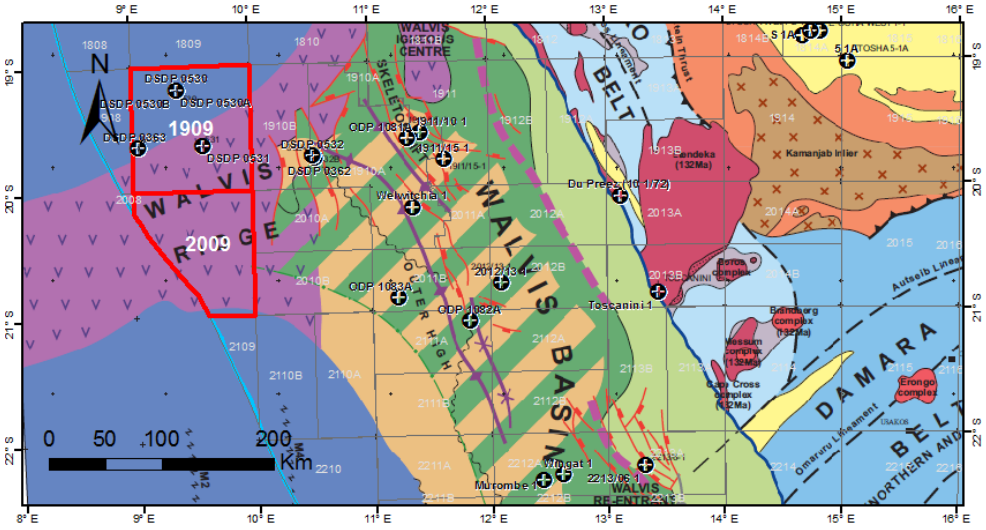
***Yusneurys Pérez Martínez*, Mtundeni Ndafyaalako**

Pioneer Energy and Mineral Consulting, PO BOX 2393 Windhoek, Namibia, yuri.perez@pioneerenergy.com.na, mtundeni@pioneerenergy.com.na

The area used for this study covers approximately 15,000km^2 and is delineated by Blocks 1909 and 2009 offshore Namibia on the Walvis Ridge, located to the western upper portion of the Walvis Basin and south western portion of Namibe basin, in water depths of 2000 to 3000 meters. 2D seismic data, satellite oil sleeks, previous oil shows, the Kudu gas field and 42°API oil found in HRT's Winga-1 well highlight the existence of an active petroleum system offshore Namibia. Public domain information, including that from several DSDP wells located within and close to the Walvis Ridge was used for this study.

The aseismic Walvis Ridge extents for about 3000km from Mid-Atlantic to the African coast, and it's eastern part is thought to have been created in the Lower Cretaceous from hotspot volcanism, the same that created the Rio Grande Rise. The geology of the Walvis Ridge, from the eastern section, consists of syn-rift sediments of Lower Cretaceous overlain by seaward dipping reflectors, which in turn overlay the volcanic basement. On the west, volcanic basement is overlain by Upper Cretaceous-Holocene carbonate ooze and chalk dominated sediments.

The Albian-Cenomanian is considered as source rock, documented as black shales of marine origin interbedded with claystones overlying the basalt basement in DSDP wells 530A and 362. Average TOC content of 5.4% is reported with values as high as 16.5%. This interval was established to have sourced the light hydrocarbons found in DSDP wells 361 and 364. The black shales are expected to be mature (early-middle oil generation window) at depths greater than 1360m (bsf) within Blocks 1909 and 2009. Regionally, sandstone reservoirs have been identified in the Upper Cretaceous and Paleocene/Eocene intervals. On the immediate north of Walvis Ridge, fan deposits ranging from volcanogenic turbidites (Campanian), siliciclastic turbidites (Upper Cretaceous and Upper Tertiary) and thick chalk turbidites (Paleocene to late Eocene) have been documented. Toward the south of Walvis Ridge turbidites and contourites deposits can also be developed within the thick sediment wedge, as can be interpreted on existing seismic profiles. Carbonate ooze and chalk that dominate the sediment sequence on top of the Walvis Ridge can also be potentially reservoirs. Hydrocarbons from the depocentres on the north and south of Walvis Ridge would possibly migrate southwards and northwards up-dip to charge potential traps which are identified to be commonly stratigraphic.



Location of Block 2113A, wells and geology of onshore and offshore Namibia.

ACTUALIDAD DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO CON EL EMPLEO DE MICROORGANISMOS

Thais Hernández Gómez*, Freya González Núñez, Silio López Guerra, Félix Echeverría Pestana

Centro de Investigaciones del Petróleo, Churruca No.481, e/ Vía Blanca y Washington, La Habana, Cuba, e-mail: thaishdez@ceinpet.cupet.cu

Con el empleo de los métodos convencionales de recuperación de petróleo se garantiza un recobro aproximado del 35% del crudo total en sitio, a nivel mundial. Debido a que la mayor parte del petróleo queda atrapado en la roca, la industria petrolera dedica gran esfuerzo al desarrollo de métodos y técnicas que permitan incrementar el factor de recobro. Actualmente, las tecnologías que involucran microorganismos, o sus productos metabólicos, para la estimulación de la producción de petróleo en determinados yacimientos (MEOR, del inglés *Microbial Enhanced Oil Recovery*), están cobrando un renovado interés internacional. Esta resulta una tecnología no contaminante y de bajo costo, lo cual la hace particularmente compatible con los precios actuales del petróleo. La metodología es usada con múltiples propósitos, como pueden ser limpiar la vecindad del pozo, cambiar la mojabilidad de la roca, mejorar la movilidad del petróleo, entre otros. Aun cuando en nuestro país se han realizado algunas investigaciones relacionadas con el tema, en la actualidad no existen resultados consolidados que posibiliten la aplicación extensiva de esta metodología. Es por ello que se presenta la necesidad de realizar nuevas investigaciones para lograr la aplicación de la tecnología en el campo, considerando los adelantos científico-técnicos reportados en la bibliografía y las experiencias previas. Con el presente trabajo se resalta la importancia de la metodología MEOR como una alternativa atractiva para la industria nacional. Se toma en consideración la versatilidad de los procesos involucrados y sus posibles aplicaciones, bajo la realidad de los yacimientos cubanos.

DEFINICIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO EN UN YACIMIENTO DE ROCAS CARBONATADAS DE LA FRANJA NORTE DE CRUDOS PESADOS DE CUBA

Odalys Reyes Paredes *(1)*, ***Raydel Toirac Proenza*** *(2)*

Centro de Investigación del Petróleo CEINPET, Churruca No.481 esq. Washington. Cerro, La Habana, Cuba, oreyes@digi.cupet.cu ; 2. Centro de Investigación del Petróleo CEINPET, Churruca No.481 esq. Washington. Cerro, La Habana, Cuba, toirac.ep@gmail.com

Los desafíos en materia de exploración y recuperación de hidrocarburos son significativos debido a la estructura interna altamente compleja y las peculiaridades de los yacimientos en rocas carbonatadas. La caracterización interna del reservorio dentro de los horizontes sísmicos interpretados en cinturones plegados y cabalgados resulta extremadamente difícil, por tal motivo establecer la continuidad del reservorio en etapas tempranas de desarrollo de los campos petrolíferos es una tarea compleja y que requiere de la atención de los especialistas a investigar en áreas tales como el medio poroso.

Para dar respuesta a la problemática planteada se utiliza un prospecto en etapa temprana de su desarrollo donde solo han sido perforados tres pozos. Se cuenta con los resultados de la interpretación sísmica de diferentes horizontes, fundamentalmente aquellos que definen el tope del reservorio, registros geofísicos de pozo incluyendo registros de imágenes FMI, y resultados de investigaciones hidrodinámicas de uno de los pozos.

Para la evaluación del prospecto se realizó un mapa detallado estrictamente del área que ocupa el mismo; mapeándose hasta el momento dos escamas. La más sureña fue interceptada por los tres pozos perforados mientras la norteña se evidencia fundamentalmente por los datos sísmicos. Luego de identificar el horizonte reservorio en la escama sureña se pasa a la caracterización del mismo con el objetivo de buscar zonas con similares características geólogo-petrofísicas denominadas unidades de flujo.

La definición de unidades de flujo reconoce que el reservorio es heterogéneo. Dentro de un reservorio determinado, la existencia de múltiples unidades de flujo es evidencia de las heterogeneidades microscópicas que controlan la distribución de la permeabilidad como parámetro petrofísico fundamental que responde al movimiento del fluido.

Se emplearon dos técnicas para la definición de unidades de flujo.

1. Uso de la ecuación modificada de Kozeny - Carman y el concepto de radio hidráulico medio.
2. Uso del gráfico de Lorenz modificado.

Luego del análisis e interpretación de las complejidades del medio poroso fue posible definir y caracterizar tres unidades de flujo, las cuales pudieron ser correlacionadas dentro del mencionado horizonte reservorio.

EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE BLOQUEO DE UNA ESPUMA COMO AGENTE DE DESVIACIÓN QUÍMICA PARA LAS ESTIMULACIONES ÁCIDAS

Lourdes V. Lesmes Garrido, Félix S. Echevarría Pestana, Amalia L. Quesada Quintero, Onix López Galarza

(1)Centro de Investigaciones del Petróleo, Churruca, #481, e/ Vía Blanca y Washington, Cerro, La Habana, CP 1200, Cuba, Email: lesmes@ceinpet.cupet.cu

El uso de las espumas como agente desviador de flujo ha resultado en la práctica internacional una ventaja muy beneficiosa en las estimulaciones de pozos de petróleo ya que logran desviar el ácido hacia las zonas de menor permeabilidad por efecto de taponamiento de las zonas de mayor permeabilidad, siendo esto muy útil para acidificaciones selectivas o por etapas. Basado en esta potencialidad se parte de la necesidad de búsqueda de un fluido espumante con determinadas características de espumabilidad que permita utilizarse en las estimulaciones ácidas como una alternativa de solución para el incremento de la producción de crudos en pozos cubanos de petróleo y gas. Es objetivo en este trabajo evaluar el uso de las espuma como agente divergente de flujo con la cual se presenta un estudio de laboratorio, realizado en el área de Física y Yacimientos perteneciente al Ceinpet. Para el trabajo se realizó pruebas de caracterización de la espuma en cuanto calidad, tiempo de vida medio y viscosidad, empleando para ellos técnicas estadísticas de diseños. Otras pruebas consistieron en determinaciones de tensiones, compatibilidad y capacidad de bloqueo, en las que se utilizaron rocas y fluidos del yacimiento Seboruco, combinado con el empleo de un sistema de ácidos emulsionados Ceinpet. Como resultados de este estudio, se obtuvo una espuma con la cual se demostró la capacidad de bloqueo como agente de desviación química al bloquear zona de núcleo de alta permeabilidad e incrementar la de baja permeabilidad a un 139%, después del paso del ácido.

TECNOLOGÍA DE LA ACCIÓN TÉRMICA SOBRE LAS CAPAS PRODUCTIVAS DEL YACIMIENTO DE BOCA DE JARUCO: RETOS, POTENCIALIDADES, PERSPECTIVAS

Afanasiev I. C. [(1)] ***, Yudin E. V.*** [(1)] ***, Azimov T. A.*** [(1)] ***, Grishin P .A.*** [(2)] ***, Osipov A. V.*** [(2)] ***, Galimova A. F.*** [(2)]

(1) JSC Zarubezhneft, (2) JSC VNIIneft, E-mail: EVYudin@nestro.ru

El yacimiento de Boca de Jaruco, está ubicado en los límites del borde apilado del extremo de la cuenca norte cubana. El yacimiento tiene una estructura geológica extremadamente compleja, que se pone de manifiesto en primer lugar en la significativa heterogeneidad tectónico-estratigráfica del corte. Como resultado de los procesos de corrimiento, en el corte observado se refleja en la primera extensión un amplio territorio de diferentes zonas de facies, que posee un amplio rango de propiedades primarias de almacenamiento. El amplio rango de las propiedades de almacenamiento está condicionado al factor sedimentológico y de facies, reforzado por procesos secundarios de litogénesis: la compactación irregular del corte, lo cual está relacionado con la gran amplitud de los ángulos de inclinación de las capas; la significativa fracturación, relacionada con la cercanía a la fuente de tensión tectónica; a la frecuente cavernosidad, asociada a la interrupción de la sedimentación en el Paleoceno. Los procesos activos de entremezclado durante el proceso de evolución del colector, conllevaron a una mayor variabilidad de las propiedades. En el trabajo se analizan los intervalos productivos del yacimiento, representados por las capas M y E1. El procesamiento de los datos de los objetivos se complejiza por la estructura heterogénea del reservorio poroso-fracturado, la hidrofobicidad de la matriz y el gran contraste de permeabilidad. El petróleo altamente viscoso se caracteriza por un significativo contenido de asfaltenos y resinas. La mayor parte de los pozos antiguos, actualmente se encuentran inundados, mientras tanto el coeficiente de estudio del petróleo del yacimiento se estima en un 5-6 %. Los bajos valores del coeficiente de estudio del petróleo están asociados al hecho de que la filtración principal del agua y del petróleo ocurre a través de las fracturas: la inundación del yacimiento no fue efectiva y no conllevó al incremento de la recuperación del petróleo. Las propiedades del petróleo y el estado actual del desarrollo del yacimiento y las particularidades de la estructura de las capas productivas del yacimiento, indican la necesidad de utilizar métodos térmicos durante el desarrollo del yacimiento. Para una evaluación cuantitativa de las perspectivas de su aplicación en el yacimiento se organizó la ejecución de los trabajos experimentales-industriales.

En el trabajo se describe la planificación y la ejecución de los trabajos experimentales-industriales en el yacimiento de Boca de Jaruco. En estos momentos, en el área de los trabajos experimentales-industriales se perforaron seis pozos (tres en la capa E1 y tres en la capa M). Se describen los nuevos datos, que se logró obtener a partir de las investigaciones y los ensayos de los pozos de la explanada de los trabajos experimentales-industriales. Se exponen los resultados del análisis de la geología y el desarrollo de la explanada. Se unificaron las investigaciones geofísicas e hidrodinámicas del fondo de pozos antiguo con las nuevas investigaciones de los pozos de la explanada de trabajos experimentales-industriales. En el artículo se muestran los resultados de las investigaciones de laboratorio de las muestras de núcleo, fluidos de capa y los efectos de la aplicación de diferentes tecnologías, se describen los principales problemas que enfrentaron los especialistas durante la ejecución de estos estudios. Se propone una metodología para la elaboración del modelo geológico e hidrodinámico de los tipos de reservorios analizados. Se describen diferentes métodos analíticos para la estimación de los cubos de porosidad y permeabilidad secundaria, teniendo en cuenta los resultados de FMI, los datos de la explotación normal de los pozos y los datos de las investigaciones de muestras de núcleo, para una primera adaptación de los modelos. En el trabajo se reflejan los resultados de los primeros tratamientos térmicos cíclicos con vapor en los pozos de la explanada experimental-industrial, además se debaten otras variantes de la acción térmica en las capas en estudio, se presentan las investigaciones de las muestras de núcleo para la óptima selección de la composición de los termopolímeros y la evaluación de las posibilidades de la generación de calor en la capa, a expensas de la inyección de mezclas oxigenadas.

MEJORAS EN EL TRATAMIENTO DE PETRÓLEO EN LA PLANTA DE PROCESAMIENTO DE CRUDO DE LA EPEP-CENTRO

***Carlos González Hernández*, Liz Beatriz Rizo, Mariela Torres Suárez**

Institución: Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo Centro. Dirección postal: Finca "La Cachurra ". Guásimas, Varadero. Provincia Matanzas. País: Cuba, Correo electrónico cgonzalez@epepc.cupet.cu, lrizo@epepc.cupet.cu, mtsuarez@epepc.cupet.cu

El presente trabajo fue desarrollado en la Planta de Procesamiento de Crudos (PPC) de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo (EPEP-Centro), ubicada en la Finca La Cachurra del municipio Cárdenas, provincia de Matanzas. Inicialmente fueron analizadas varias variantes de estudio, resultando la más factible: El Diseño y Uso de la Etapa Final de Separación de Gases que consistió en modificaciones tecnológicas a un tanque de tratamiento que incluye una columna desgasificadora interna y un separador de gases remanentes en su parte superior, con la consiguiente quema en flare. En la planta de tratamiento se llevó a cabo en el mes de febrero del año 2014 la puesta en marcha de la Etapa Final de Separación de Gases, que sustituyó la tecnología existente hasta el momento (los tanques de lavado). Se evalúan los resultados finales de los ciclos de tratamiento de petróleo, llevando a cabo un análisis estadístico de las bases de datos correspondientes a los meses de diciembre del año 2013 hasta abril del año 2014, obteniéndose una disminución significativa del tiempo de ciclo a partir de la incorporación de la Etapa Final de Separación de Gases, incidiendo directamente en los resultados operacionales de la PPC, lo que posibilita incrementar la eficiencia, además de poder tratar mayores volúmenes de fluido con la misma infraestructura tecnológica instalada. Por lo que se corrobora la efectividad de la introducción de la dicha tecnología como sustitución de la tecnología de tanques de lavado.

DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DE LAS ESTIMULACIONES ÁCIDAS EN LOS POZOS DE PETRÓLEO Y GAS

***Rodica Velázquez Varona*, Lourdes V. Lesmes Garrido, Felix S. Echevarría Pestana**

Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), Churruca #481 entre Vía Blanca y Washington, Código Postal 12000,Cerro, La Habana, Cuba, Email:.rodica@ceinpet.cupet.cu

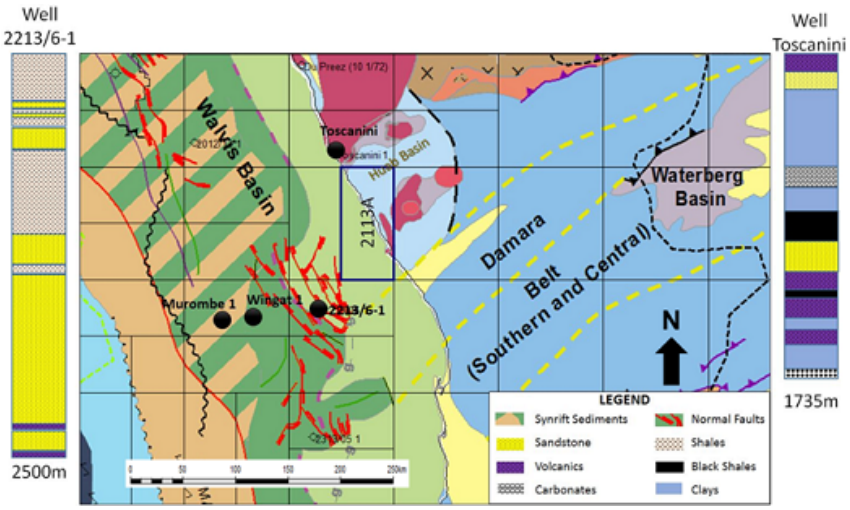
La estimulación ácida a pozos se realiza con el objetivo incrementar la producción de petróleo. En dichos trabajos se utiliza una formulación o receta, donde cada uno de los productos cumple un objetivo determinado. Para la realización de esta actividad, en Cuba, no se disponía de una metodología de control de calidad que permita a los especialistas de las empresas petroleras, orientarse durante la preparación de la formulación química. El objetivo de la presente tesis es proponer una metodología, para el control de calidad en la preparación de la formulación de las estimulaciones ácidas en pozos de petróleo.
En el desarrollo de la investigación se seleccionaron tres pozos a los que se le realizaron, tratamientos ácidos y se analizó toda la secuencia de trabajo de preparación de la formulación, con el apoyo de una lista de chequeo elaborada que incluye: revisión de las instalaciones de superficie y de la seguridad de trabajo, disponibilidad y calidad de los productos, así como la secuencia de adición y mezclado los mismos. En estas operaciones se tomaron muestras que previamente fueron analizadas a pie de pozo y finalmente enviadas al laboratorio para la realización de los análisis pertinentes. Los resultados obtenidos permitieron el desarrollo de una metodología para el control de la calidad en la preparación de la formulación en la estimulación de pozos de petróleo, la metodología se aplica desde el año 2010 en pozos de la Franja Norte Cubana de Crudos Pesados, con notable incremento en la producción de petróleo.

HYDROCARBON PROSPECTIVITY ASSESSMENT OF BLOCK 2113A, WALVIS BASIN OFFSHORE AND HUAB BASIN ONSHORE NAMIBIA

Yusneurys Pérez Martínez, Mtundeni Ndafyaalako, Patriasia Shigwedha

Pioneer Energy and Mineral Consulting, PO BOX 2393 Windhoek, Namibia, yuri.perez@pioneerenergy.com.na, mtundeni@pioneerenergy.com.na, patrisia.shigwedha@gmail.com

Block 2113A is located on the inner edge of the offshore Walvis basin and the westernmost portion of the onshore Huab basin, Namibia. Historical 2D seismic, gravimetry, magnetics, satellite oil slicks and well data havebeen analyzed to assess hydrocarbon prospectivity of this block. 2D seismic and well data have demonstrated the presence of all the key elements and processes of the petroleum system. The offshore portion of the block, as reflected in the seismic data, is composed of Karoo Supergroup, Lower Cretaceous syn-rift and late drift sediments; while the onshore part, highlighted by the outcropping Albin ridge comprise of a thin syn-rift section on top of Karoo Supergroup sediments which unconformably overlies the Damara basement.
Two major source rock intervals have been identified regionally - the Barremian-Aptian (oil and gas-prone) within the syn-rift sequence and Cenomanian-Turonian (oil-prone) in the drift sequence. Maturity of the Barremian-Aptian source rock is confirmed by the discovery of the Kudu gas field and the 41° API oil found in HRT's Wingat well. Reservoir sandstones of the Late Cretaceous and Paleocene/Eocene have been identified and resulted from the increased sediment influx into the Walvis Basin during that period, as Omaruru and Huab Rivers with large catchments onshore sourced, transported and deposited huge quantities of sediments, as documented in Well 2213/6-1 in the vicinity of Block 2113A. Targeted sandstone reservoir prospects interpreted as fluvio-deltaic fans and fan/channel complexes or alternatively as shallow marine shelf sands, base of shelf channels, shoreface sands and fans in shallower water; manifest as lenses defined by high amplitude anomalies in the seismic profiles. Lineaments mapped from high resolution magnetic data offshore Namibia posing as potential migration pathways coincide with satellite oil slicks and are confirmed as planar faults on interpreted seismic lines. Hydrocarbons from the depocentre kitchen area (currently in oil generating window), west of the block, would possibly migrate up-dip and charge potential traps within the Block, which are identified to be either commonly stratigraphic, structural (syn-rift-filled planar rotated fault blocks), wedge out or stacked combination.
As results of this hydrocarbon prospectivity assessment work, four leads in the SW portion of Block 2113A have been mapped and future 2D seismic acquisition has been designed and planned for further de-risking.



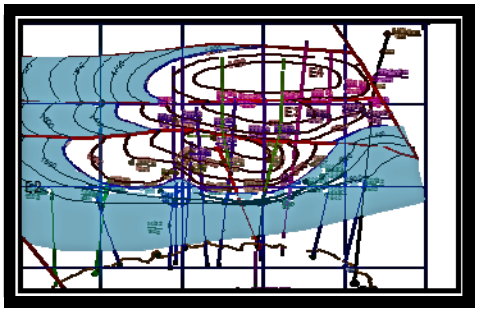
Location of Block 2113A, wells and geology of onshore and offshore Namibia.

PROYECTO PARA INCREMENTO DE PRODUCCIÓN EN RESERVORIOS CON POTENTES RECURSOS PETROLEROS Y BAJO PORCIENTO DE RECUPERACIÓN

Jesús Ríos Montano

Epep Occidente (CUPET) Km 37 ½ Santa Cruz del Norte. Prov. Mayabeque, Cuba E-mail: rios@epepo.cupet.cu

El presente trabajo tiene como objetivo principal incrementar la producción de petróleo en capas petrolíferas con recursos potenciales altos en el subsuelo, pero que en la vida real han tenido muy baja tasa de recuperación de petróleo y por los métodos actuales de recuperación (métodos primarios) le queda muy poco por extraer.
Se han analizado tres capas del Yacimiento Boca de Jaruco en las llamadas Capas E2, E3 y E4 en las que se ha extraído el 2.38% de los recursos in situ por métodos primarios de producción y se podrían extraer aun 0.31% pero a tasas muy baja de producción y con grandes volúmenes de agua de capa. Esto daría un coeficiente de entrega máximo de 2.7% por métodos primarios. Como la recuperación secundaria necesita de grandes inversiones y estudios de laboratorios que permitan seleccionar el método a emplear para incrementar el factor de recuperación, el presente proyecto sería una alternativa más económica para efectuar en el presente, ya que con el mismo se pretende incrementar un mínimo del 1% ese factor de recuperación fundamentalmente de capas E3 y E4. Teniendo en consideración lo anterior nos planteamos hacer el presente proyecto, que se efectuaría por etapas, la primera de las cuales hemos realizado, que es la recopilación de la información primaria su validación, realización del Modelo geológico, la selección de posibles trabajos a realizar para el incremento de ese 1% y que consideramos como la posible variante para la realización de reentradas en los pozos viejos y fundamentalmente iniciando con los pozos de la serie de los ochocientos que tienen una terminación mas reciente y con mejores condiciones, es decir pozos de capa E3 y E4. En una segunda etapa se debe ser para validar el Modelo Geológico y pasarlo al Modelo Dinámico donde se harían los estudios de simulación para buscar las mejores variantes de pozos utilizando las reentradas. Una tercera etapa de Valoración técnico económica de la inversión y si la misma se justifica se pasaría a la etapa de perforación de los pozos diseñado por la simulación.
Con el presente proyecto incrementando en un por ciento la recuperación y haciendo las reentradas en 4 pozos de E3-E4 a un costo de 7 millones USD/ pozos, a un costo de producción de 15 USD por ton que los pozos inicien su producción a razón de 50 ton/día, una declinación anual del 30% y el valor de la ton a 550 USD, da como resultados que la inversión se recupera en 9 meses a partir del cual vendrían las ganancias.



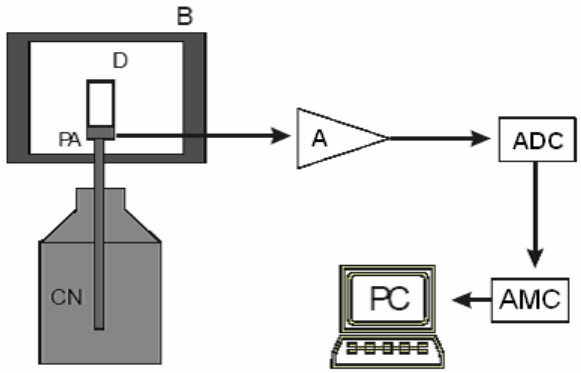
Mapa estructural capas E2, E3 y E4 Boca de Jaruco.

ESTUDIO DE LAS ROCAS SELLOS Y RESERVORIOS EN YACIMIENTOS CUBANOS APLICANDO MÉTODOS DE REGISTROS RADIACTIVOS DE POZO Y LABORATORIO

***Gilbert Ortiz Rabell*, Lisset Miquel Gonzales, Olga Castro Castiñeira, Norma Rodríguez Martínez**

CEINPET, Churruca 481, esq. a Washington. Cerro, La Habana, Cuba; gilbert@ceinpet.cupet.cu

Los estudios petrofísicos de laboratorio son el apoyo a la interpretación de registros geofísicos de pozo. Entre las técnicas de laboratorio que apoyan los estudios de las rocas sellos y reservorio se encuentran las nucleares. Se reportan trabajos en la literatura mundial en general y en Cuba en particular sobre investigaciones de este tipo, pero hasta el momento no hay un vínculo fuerte entre los laboratorios nucleares y los estudios petrofísicos por registros de pozo. Este trabajo se propuso mejorar los estudios anteriores en cuanto al enfoque de la aplicación a muestras de rocas en yacimientos gasopetrolíferos.
Para este estudio se utilizó el registro de rayos gamma y el método de laboratorio de espectrometría gamma de bajo fondo. Como complemento se preparó una estadística de la radiactividad en distintos tipos de rocas por registros de pozo.
Las mediciones de laboratorio, como calibración del registro de rayos gamma, permitieron profundizar en la naturaleza de la radiactividad de las rocas: relación del uranio con fracturas y materia orgánica, y de torio y potasio con diferentes tipos de rocas. Esto se logró integrando los resultados con registros de imágenes y estudios geoquímicos. Se destaca la utilización de muestras de canal para los análisis en ausencia de núcleos, como alternativa novedosa en el país. Complementariamente se obtuvieron los valores estándares de radioactividad natural por registros de algunas rocas de las formaciones cubanas y se confeccionó un clasificador a partir de los patrones establecidos. Se contribuyó a la caracterización de los sellos y reservorios de los yacimientos, además de demostrar la necesidad de una relación entre los laboratorios nucleares y la industria petrolera cubana.



Componentes del sistema de Espectrometría Gamma de Bajo Fondo.

YACIMIENTO PINA. EFECTOS DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN EL HORIZONTE PRODUCTOR EN POZOS INYECTORES AISLADOS

***José Luís Yparraguirre Peña*, Nilberto Cuba García**

EPEP Majagua, Independencia 196 Majagua Ciego de Ávila Cuba, E-Mail yparraguirre@epepm.cupet.cu, cubita@epepm.cupet.cu

En el yacimiento Pina se ha realizado la inyección de agua en el horizonte productor en los pozos P-24, P-32, P-123, P-50 y P-128. Los pozos P-50 y P-128 se siguen utilizando como pozos inyectores en el Bloque I del yacimiento. El efecto de la inyección de agua ser manifiesta de forma variable en los pozos respuesta y desde su comienzo en el año 2007 hasta el 31/12/13 ha permitido aumentar la recuperación de petróleo.
La inyección en pozos aislados dentro del horizonte productor comenzó en el pozo P-24, inicialmente como medida medioambiental, y continuó en los pozos P-32 y P-123.
En el año 2009 se realizó un análisis detallado de los resultados de la inyección de agua en el pozo Pina-24, y se constató el efecto positivo en el mismo, experiencia única en el país hasta ese momento. Se recomendaba tenerla en cuenta en otros pozos con situaciones similares. Se pronosticó la producción que alcanzaría el pozo en el año 2014, lo cual fue confirmado. El presente trabajo es una actualización del realizado en el año 2009 y sus resultados hasta el mes de mayo de 2014, que incluye a los pozos P-32 y p-123 en que también se ha realizado la inyección de agua en la capa productora.
Además del pozo Pina-24 (33 700 m^3en dos años) se ha inyectado agua en los horizontes productores de los pozos Pina-32 (570 m^3 del 10 al 18 de abril de 2008) y Pina-123 (13500 m^3 del 4 de junio de 2007 al 8 de abril de 2008). En el pozo Pina-50 desde el mes de noviembre de 2008 se han inyectado 93955 $m^{3.}$ En la actualidad se está inyectando agua por el pozo -128 y desde el mes de julio de 2012 se han inyectado 43026 m^3.
En los pozos P-24 y P-32 se obtuvieron incrementos en la producción de petróleo gracias al efecto de la inyección de agua.
El agua extraída durante el proceso de explotación posterior en los pozos P--24, P-32 y P-123 es muy inferior al agua inyectada.
El periodo de reposo del pozo P-123 fue menor al de los pozos P-24 y P-32. Esto quizá puede haber influenciado en los mecanismos de la inyección (Imbibición, el drenaje por gravedad y la represurización del área alrededor del pozo) para la recuperación del pozo.
La inyección de agua en ha permitido, además de solucionar el problema ambiental de la evacuación de la aguas residuales, extraer **5791.5 toneladas** adicionales
Se deben continuar los trabajos de inyección de agua de capa en el yacimiento para incrementar la producción de petróleo y proteger al medio ambiente y analizar detalladamente los resultados posteriores así como aplicar esta experiencia a los pozos en que se haga este trabajo dentro de los horizontes productores del yacimiento.

MODELO DFN DEL SISTEMA DE FRACTURAS DEL SECTOR W DEL YACIMIENTO VARADERO, CUBA

***David Tavares Noa*, Norma Mitchel Rodríguez, Nancy Córdova Oliveros, Lazara Ramos Amador, Medardo Martínez**

EPEPC, CUPET, MINEN, Cuba, País; Fca Cachurra Guásimas Municipio Cárdenas, dtavares@epepc.cupet.cu

El yacimiento Varadero se encuentra ubicado en la parte norte de la provincia de Matanzas, en la parte septentrional de la región Gaso-petrolífera Norte Cubana, la cual se caracteriza por la presencia de mantos carbonatados sobre-empujados en dirección preferencial NW-SE.
El modelo DFN fue concebido en el marco del modelo estático 3D del área desarrollado a partir de la correlación estratigráfica y petrofísica (incluyendo el modelo de facies) detallada de los pozos según el modelo geológico desarrollado previamente y el cubo sísmico 3D 2011. Para el desarrollo del modelo DFN fue utilizada la información de: Imágenes eléctricas de pozo FMS y FMI, Registros sónicos dipolares DSI y SONNIC SCANNER, Interpretación de los registros de presión de pozos productores, Perfiles sintéticos de pérdidas de circulación en pozos, Cubos de atributos sísmicos.
El flujo de trabajo general para la conformación del modelo DFN Varadero Oeste , conto de las siguientes etapas : Recopilación y conformación del set de datos de caracterización de fracturas ,Control de calidad y análisis preliminar de la información primaria ,Análisis Cuantitativos de la distribución de las fracturas en cada uno de los pozos y por zonas en el marco del modelo geométrico - estático pre establecido , Identificación de los posibles sets de fracturas, Modelación de los parámetros geométricos e hidráulicos de las fracturas y finalmente la Construcción del Modelo de la Red Discreta de Fracturas – Re escalado del sistema de fracturas para su utilización en el modelo dinámico de explotación .
Los análisis desarrollados a partir del flujo de trabajo aplicado demostraron que la presencia de una red densa de fracturas en el yacimiento , si bien se puede calificar como una oportunidad clave para la producción de crudo extraviscoso de los carbonatos , por otra parte representa también un serio problema tanto en la caracterización estática del yacimiento y su operación , determinado sobre sobre todo porque la heterogeneidad y complejidad de los canales de flujo , hace extremadamente difícil o casi imposible definir totalmente la geometría de la red de fracturas , sin embargo la integración de la información litológica , de registros , sísmica y de análisis de presión , permitió establecer un modelo de distribución de fracturas , su interrelación con los principales elementos del modelo geólogo estructural , establecer las fracturas potenciales a la inundación de los pozos , y aun con cierta grado de incertidumbre un modelo de estimación de permeabilidad de las fracturas a partir de la información de registros , de sísmica y estructural.

SISTEMA PARA EL CÁLCULO DEL PLAN ANUAL DE PRODUCCIÓN

***María Valdés Ramos*, Nieleidys Zuñiga Ojeda**

Epep Occidente (CUPET) Km 37 ½ Santa Cruz del Norte. Prov. Mayabeque, Cuba E-mail: mariavaldes@epepo.cupet.cu y niele@epepo.cupet.cu

El proceso de producción de petróleo y gas en las empresas petroleras cubanas está compuesto por una serie de subprocesos, los cuales son: extracción, recolección, medición, separación, tratamiento y comercialización del petróleo crudo. La planificación de nuestra economía nos permite la mejor distribución de los recursos con vistas a obtener mayores y mejores resultados en todos estos procesos.
La confección de los planes de producción de petróleo y gas requiere tener en cuenta los resultados históricos de la producción de petróleo y gas, las declinaciones de las producciones, las afectaciones que ocurren a diario en el proceso productivo, las investigaciones, reparaciones y medidas geólogo técnicas que se realizan, todo esto a nivel de pozo, yacimiento, entre otros.
Por otra parte debe conocerse los pozos que están próximos a perforarse, la zona en que se realizará esta perforación y su posible comportamiento.
La aplicación Sistema para el Cálculo del Plan Anual de Producción se confecciona con el objetivo de automatizar todo este proceso que exige grandes volúmenes de información, aplicación de técnicas estadísticas, cálculos con cierto grado de precisión y complejidad.
La aplicación fue realizado Microsoft Visual Basic .NET del 2005 y su base de datos se creó en Microsoft SQL Server 2000 que garantizan la integridad de la información y la aplicación de la tecnología cliente servidor.
Esta aplicación está implantada desde marzo del 2013 y es explotada por el Grupo Ingeniería de Yacimientos, logrando con ello una optimización del trabajo del grupo así como la interrelación de ésta con el sistema de producción (EPEProd), siendo exitosa la confección del plan 2015.

TRASCENDENCIA DE LA MOJABILIDAD EN ROCAS DE YACIMIENTOS PETROLÍFEROS CUBANOS

Amalia Quesada Quintero, Silvio López Guerra, Lourdes V. Lesmes Garrido, Leonel Martínez Martínez

Centro de Investigaciones del Petróleo, Churruca, #481, e/ Vía Blanca y Washington, Cerro, La Habana, CP 1200, Cuba, Email: amalia@ceinpet.cupet.cu

La mojabilidad es una propiedad fundamental en la caracterización de yacimientos, ya que determina la localización y distribución de los fluidos en el pozo, dado que ejerce una acción principal en la magnitud de la recuperación de petróleo mediante desplazamiento con agua y en muchos otros procesos de interés en los que se modifican las propiedades físico-químicas del petróleo El conocimiento de las características de las rocas cuando se genera el movimiento de los fluidos permite se disponga de novedosos resultados e información para la optimización de la explotación de los yacimientos actualmente en desarrollo y en explotación y para la fundamentación de una propuesta futura del empleo de algún método de recuperación mejorada en el cual se utilicen aditivos que posean la propiedad de transformar la mojabilidad de las rocas presentes en el yacimiento. Con la aplicación de tres sistemas de modo independiente: Gelificantes, formulación no reactiva e Inyección de álcali. Se desarrollaron para cada uno de ellos experimentos diferenciantes. Se comprobó que en el caso de los gelificantes el mejor resultado se obtuvo con la formulación que utilizó el polímero de SNF, para la no reactiva corresponde a la variante que emplea la CMT 1^{a} la de mejor resultado y en cuanto a la inyección de álcali todas las variantes arrojaron resultados equivalentes.

CARACTERIZACIÓN FÍSICO QUÍMICA DE CRUDOS PESADOS DEL YACIMIENTO SEBORUCO COMPATIBILIDAD CON LOS FLUIDOS DE CONTROL

***Doramis Vega Torres*, Lourdes Lesmes Garrido, Ónix López Galarza, Analaida Cantero Rodríguez**

Centro de Investigaciones del Petróleo. Churruca No. 481 e/ vía Blanca y Washington. Cerro. La Habana.
Email: doramis@ceinpet.cupet.cu

El petróleo puede definirse como una mezcla compleja constituida por hidrocarburos y otros compuestos de carbono e hidrógeno difíciles de caracterizar. Como consecuencia de su origen, condiciones de evolución y antigüedad, la composición del petróleo en el yacimiento no permanece inmutable. Las características físicas variarán en función de esta composición, con el transcurso del tiempo tiene lugar la maduración térmica. Durante este periodo algunas moléculas se ciclan y aromatizan, liberando hidrógeno; otras se fisionan originando moléculas más pequeñas con mayor contenido en hidrógeno, y en paralelo tiene lugar reacciones de condensación que producen compuestos de alto peso molecular en los que se concentran el nitrógeno, el oxígeno y los metales pesados. En Cuba se tienen reservas de petróleo crudo, como las del yacimiento Seboruco, que difieren sustancialmente de otros tipos de crudos por su alta viscosidad, elevados contenidos de azufre y de asfaltenos. Las características de los petróleos pesados del Yacimiento Seboruco limitan sus posibilidades de refinación y de combustión por ser muy pesados. El declive significativo en los volúmenes de extracción de los pozos de petróleo conlleva a realizar estudios encaminados a incrementar la producción petrolera. Entre los fenómenos que causan graves daños a la formación se encuentran bloqueos por emulsiones, precipitación de compuestos por incompatibilidad entre aguas o por discrepancia entre los fluidos inyectados y el crudo. Se tiene como **objetivos** de la investigación realizar una caracterización físico-química a varios crudos pesados del yacimiento Seboruco y diferentes tipos de agua y estudiar la compatibilidad entre éstos para ser utilizados como fluidos de control en pozos del Yacimiento Seboruco. Se obtuvieron precipitados de asfaltenos empleando la Norma ASTMD-6560-00 (2005) usando como agente precipitante n-heptano. Se determinó la densidad a 15°C con el empleo de la Norma ASTM-D 1298/99, la tensión superficial e interfacial se analizó según la norma ASTMD- 971/04. Con el equipo Anton Paar, Modelo MCR-301 se obtuvo la viscosidad dinámica a 50 ^{o}C. Se empleó el equipo Multimixer y el Baño Termostático para los estudios de compatibilidad, norma API-RP-42. Los resultados obtenidos muestran que los petróleos del yacimiento Seboruco son crudos extra pesados con elevado contenido de asfaltenos, densidad y viscosidad, las aguas tienen valores de pH entre neutras y básicas y son del tipo carbonatadas sódicas con presencia de residuos contaminantes de naturaleza tensoactiva. En el estudio de compatibilidad se obtuvo resultados favorables para las aguas estudiadas excepto para la de Boca de Jaruco con los crudos Seboruco 9 y 15 que tiende a favorecer la formación de emulsiones en un 30- 40 % del volumen total.

INCIDENCIA DE LAS TERMINACIONES DE LOS POZOS, EN LOS ÍNDICES DE PRODUCTIVIDAD

Freya González Núñez, Akaena Zarabozo Silva, Rodica Velázquez Varona, Félix Echevarría Pestana

Centro de Investigaciones del Petróleo. Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, La Habana, Cuba, e-mail: freya@ceinpet.cupet.cu

La terminación de un pozo es esencial para la productividad del mismo, ya que es la que comunica el yacimiento con el pozo, y su objetivo es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo. La adecuada selección del tipo de terminación para cada yacimiento requiere de un conjunto de datos, siendo los mismos la base para decidir sobre el tipo de terminación a realizar y los respectivos intervalos escogidos. Entre los aspectos a considerar para llevar a cabo una buena terminación se tiene el tipo de hoyo que penetra los estratos perforados: vertical, desviado convencional, desviado de largo alcance, inclinado u horizontal.
La perforación de pozos horizontales es potencialmente la técnica de terminación más importante desde la fracturación hidráulica. Dichos pozos se perforan verticalmente hasta una profundidad específica y horizontalmente cientos o miles de pies adicionales, y se clasifican de acuerdo a su radio de giro en pequeño, mediano y largo. El presente trabajo tiene como objetivo profundizar en el estudio de las terminaciones de los pozos horizontales del yacimiento Seboruco y relacionarlos con sus espesores y sus índices de producción.
Del estudio realizado se evidenció que existen problemas con la investigación del yacimiento, ausencia de registros de producción (PLT). No se realizan estudios para la completación de los pozos, se sigue de manera mecánica las terminaciones de hoyo desnudo u *open hole*, se perforan pozos con una longitud horizontal excesivamente larga, este hecho no conlleva a mayor producción y si propicia mayores daños a la formación y no se estudian los grados de anisotropía, no se determinan las permeabilidades y esto en muchas ocasiones, es la base para determinar si una perforación horizontal es factible de hacer o no.

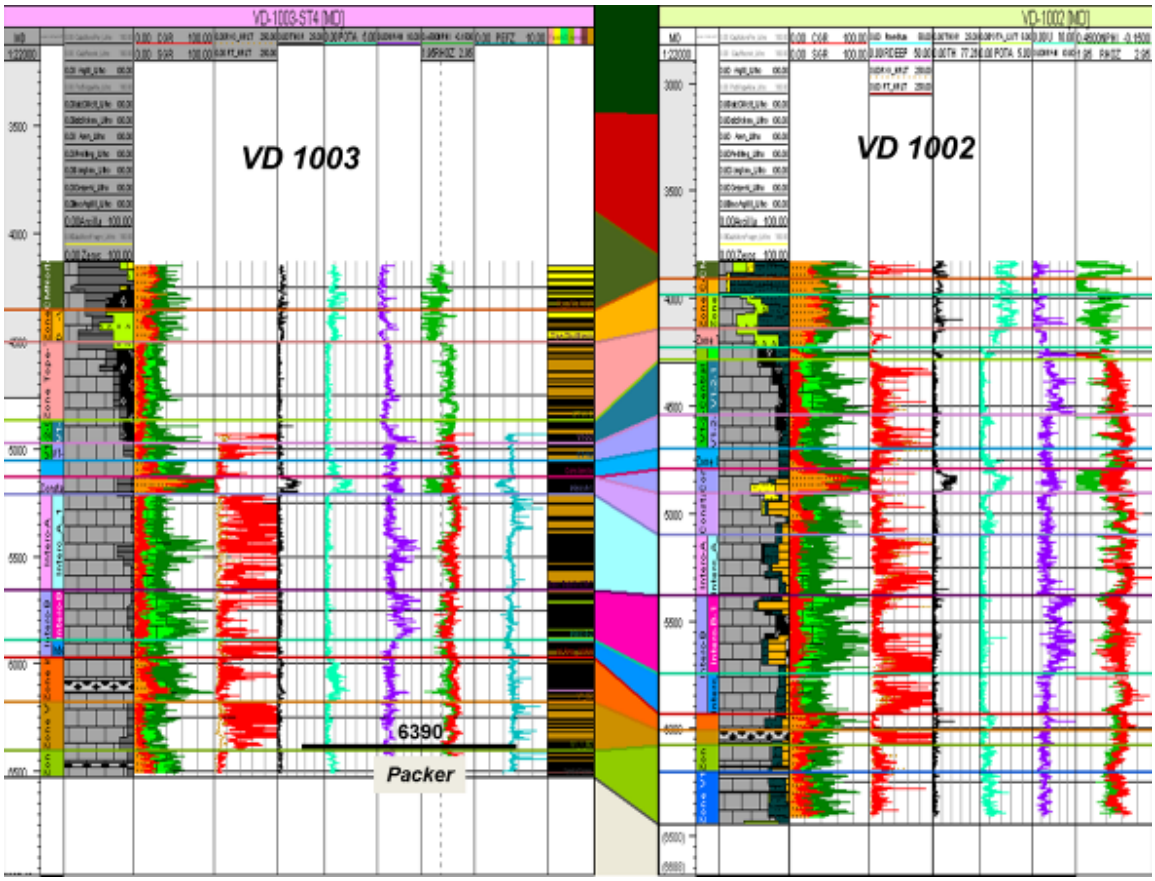
REANÁLISIS INTEGRALDEL POZO VD - 1002

Norma Mitchel López, David Tavares Noa, Yohanis Martinez Montalvo

Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo Centro, Cuba, Finca La Cachurra, Guásimas, Cárdenas, Provincia Matanzas, Código Postal 42110; nmitchel@epepc.cupet.cu

La idea de este trabajo surge ya que el pozo VD_1002 desde el comienzo de su historia de producción presentó cortes de agua por encima de los frecuentes en los pozos del sector VD Oeste extendido, pero en el último periodo ha ido aumentando paulatinamente el BSW y a partir de fines del año 2013 los valores fueron incrementándose rápidamente, llegando a valores del orden del 100%, cada vez por periodos más prolongados.
Flujo de trabajo:

- Se revisaron las correlaciones entre los pozos VD – 1002 y 1003.
- Se realizó la interpretación clásica del pozo VD – 1002 utilizando los mismos parámetros y modelo mineralógico utilizados en la interpretación del VD – 1003.
- Se agregaron a ambas interpretaciones las curvas de Porosidad de Fractura y Apertura Hidráulica, Tomadas de la interpretación del registro FMI
- Durante el desarrollo del modelo DFN de Varadero Oeste, fueron generados una serie de atributos sísmicos a partir del Cubo 2011 que también se utilizaron en este análisis.



Correlación geológica entre los pozos VD – 1002 y 1003

FISCALIZACIÓN Y CONTROL DEL FONDO DE POZOS COMO HERRAMIENTA PARA GARANTIZAR EL MANEJO RACIONAL DE LOS RECURSOS DE HIDROCARBUROS (CASO DE ESTUDIO)

***Lideyvis Dreque Chirino*, Vicente Alberto De La Cruz Santell**

Oficina Nacional de Recursos Minerales, Calle Calzada No.852 esq.4, Plaza de la Revolución, La Habana, Cuba CP 10400, Cuba, lideyvis@onrm.minem.cu

La Fiscalización y Control del Fondo de Pozos (FCP) como su nombre lo indica tiene dentro de sus funciones controlar el estado del fondo de los pozos de petróleo y gas del país. Esta actividad se sustenta en los Lineamientos 240 y 218 de la política económica y social del partido y la revolución y en La Resolución 117/2003 MINBAS.
La problemática que constituye la base del presente trabajo, radica en la inexistencia de un estudio estadístico que revele el estado actual de la situación de dichos pozos, valorando el grado de utilización y el aprovechamiento del fondo en explotación debido a que muchos de estos están en conservación y/o liquidación lo que representa para el país un gasto sin respaldo productivo.
Para la realización de este trabajo se consultó la información de los pozos en explotación del yacimiento existente en los archivos de la ONRM relacionados con el caso de estudio. Se analizaron estadísticamente los planes de medidas geólogo- técnicas, historiales, plan de monitoreo ambiental, los procedimientos y normas establecidas.
Como resultado del trabajo se ofrece una valoración del grado de aprovechamiento que ha tenido la explotación de esos pozos y el aporte que aún pueden dar a la producción. Además se logra estimar un control estadístico del fondo de pozos, con propuestas para mejorar el estado de conservación y/o liquidación de los mismos, así como un análisis de las medidas tomadas para el seguimiento y control de las acciones realizadas garantizando un adecuado manejo del recurso.



Pozo en conservación

MONITOR AND IMPROVE HOLE CLEANING WITH CUTTING FLOW METER

J Laurent Vallet [(1)] ***, Adolfo Rodriguez Carrillo*** [(2)] ***, Julio Antonio Jiménez Vázquez (2), Leonardo Sandoval*** [(1)] ***, Wayne Pereira*** [(1)] ***, Mario Elliard (1), Ciro Gamboa (1)***

(1) Schlumberger, (2) *Cupet*

This abstract presents a solution deployed in Cuba to monitor hole cleaning in real time while drilling through a system of sensors positioned at the shakers combined with the last data acquisition technology. Wells with high inclination may present hole cleaning issues due to the difficulty to bring up cuttings to surface. Extended-reach wells defined by a ratio between the Measured Depth over the Total Vertical depth superior at 2 represents the most challenging one. In such environment, it is necessary to monitor the quantity of cuttings coming out while drilling to know the condition of the well and take eventual mitigation solutions to prevent events such as stuck pipe, pack off, high friction factors, … With the Cutting Flow Meter, cuttings are weighted at the exit of the shakers while volume and flow are computed based on the density of the mud and the weight of material coming out the well. The primary hole cleaning corresponds to the processes involved in hole cleaning while drilling such as RPM, flow rate, mud, while the secondary hole cleaning represents actions taken to improve the cutting recovery such as pills, reaming, trips. The knowledge of the efficiency of parameters chosen and action taken helps to maintain the hole clean and minimize the time to finalize the well.

The Cutting Flow Meter technology was successfully deployed already on 3 wells since April 2014 in Cuba. It was combined with surface measurements to monitor drilling parameters but also Pick Up and Slack Off weight during drilling and tripping. By monitoring the flow rate while drilling and tripping, it helped to run the liner to TD from the first well, while experience acquired helped to minimize short trips, detect shakers issues and provide hole cleaning performance indicator by stand for the following one.

ADOPCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE FRACTURAS UTILIZANDO REGISTROS DE IMAGEN

Enrique Javier Montes

Schlumberger Information Solutions

En la industria Petrolera, para enfrentar sus retos, requiere soporte y tecnología para estandarizar de alguna manera sus procesos a través de flujos de trabajo basados en soluciones de software que reduzcan el riesgo y la incertidumbre e incrementen el entendimiento del yacimiento. Schlumberger ha desarrollado flujo de trabajo, que permitan de una manera sencilla, aplicar no solo los fundamentos de la ciencia implícita en la caracterización de fractura usando registros de imagen, sino las mejores metodologías, que de manera eficiente conlleven a la generación de una buena partición de la porosidad de fractura o yugular, y que las técnicas que de ello se desprendan, puedan quedar completamente documentadas dentro de la plataforma tecnológica, y garantizar así la transferencia de conocimiento para el usuario.

Retos:

- Los Yacimientos Naturalmente Fracturados presentan alta heterogeneidad hidráulica, controlada principalmente por la distribución de Porosidades y Familias de Fracturas (sets).
- La Diagénesis provoca variaciones en la textura que junto con las propiedades físicas de los yacimientos dan lugar a la compleja heterogeneidad presente.
- La distribución y población de fracturas en un modelo geológico parte de su caracterización en Núcleos y Registros de Imágenes, considerando que son la mejor aproximación a la realidad del yacimiento. Los diferentes Tipos de Porosidades necesitan ser caracterizados, ya que estos controlan la Distribución de Permeabilidades y Zonas de Transmisibilidad efectiva de fluidos.

Objetivo:

Manejo efectivo del Yacimiento:

- Caracterización del sistema de porosidad.
- Proveer información confiable respecto a los Parámetros de Fracturamiento necesarios para el Modelado Estático y Dinámico del Yacimiento, con el fin de incrementar la producción.

Beneficio: Adopción de tecnología para el estudio en la determinación e integración de metodologías existentes que permitan la discretización de la porosidad usando Registros de Imágen (Primer medio y Segundo medio), detección de Zonas de Fracturas, que en conjunto permitirán generar algunas variables de entrada para los Modelos de Geología, Petrofísica, Geomecánica y Simulación Numérica, requeridos para sustentar los modelos de explotación del campo.

- Contribuir a la optimización de la inversión en tecnología para la Caracterización de los Yacimientos Naturalmente Fracturados, así como incrementar las pericias y competencias en el personal.
- Incorporación de Flujos de Trabajo para la Caracterización de la Porosidad de las Fracturas, Apertura y la Distribución de los Sistemas de Poros (Matriz / Porosidad secundaria), incluyendo adicionalmente la información disponible de Caracterización de Fracturas en muestras de Formación (Núcleos), para lograr la mejor calibración posible de los resultados.
- Integración de la interpretación de las Propiedades Petrofísicas de estos tipos de yacimientos complejos (Orientación, Apertura, Intensidad, Porosidad y Permeabilidad de Fracturas), contribuyendo en gran valor en el manejo del yacimiento.

IMPACTO TÉCNICO - ECONÓMICO DE LA INTRODUCCIÓN DE LA TECNOLOGÍA "POWER DRIVE" EN EL POZO SEB-23

***García León Alain*, Gutiérrez Johnny**

Durante la perforación de un pozo de petróleo es de vital importancia reducir los costes, en especial en los pozos de alta incertidumbre en el volumen de producción esperada. En Cuba desde hace varios años los directivos de CUPET se dieron a la tarea de la introducción acelerada de novedosas tecnologías que impacten directamente en la reducción de los días de perforación.
Como punto de partida CUPET hizo hincapié en modificar la forma contractual en que la compañías direccionales podían involucrarse en el servicio de selección y manejo de las barrenas de perforación, que hasta ese momento era responsabilidad total de E&P(CUPET), estando desligados de los intereses del control direccional. Ya en la práctica comenzó a materializarse la transición a la utilización casi total de las barrenas tipo PDC, la cuales disminuyeron significativamente los riesgos de complejidades tecnológicas al no dejar piñas en el agujero debido a su diseño con una matriz y estructura de corte más resistentes, dejando como gran hándicap el aun generalizado uso de los motores de fondo con limitadas prestaciones direccionales para el nuevo tipo de pozos 3D de alcance muy extendido que requiere el cliente.
Ya en un segundo paso la compañía SCHLUMBERGER logra materializar la introducción y prueba efectiva de su Sistema Rotatorio Power Drive de conjunto con las barrenas PDC(Lyng), durante la re-perforación de la sección de 8.5 del pozo SEB-23, resultando en una disminución de los días de perforación y adelanto de producción.



Power Drive Orbit. "Perforamos en los escenarios más complejos"

DISEÑO Y MODELADO DE FRACTURAS HIDRÁULICAS: PARÁMETRO CLAVE EN EL DESARROLLO DE RECURSOS NO CONVENCIONALES

Oscar Dario Quintero Gil

Schlumberger Information Solutions

Para la explotación de recursos y reservas en yacimientos no convencionales y convencionales de baja permeabilidad, es fundamental contar con la tecnología adecuada para el correcto diseño y modelado del fracturamiento hidráulico, que es un parámetro fundamental para la terminación y producción a nivel comercial de este tipo de yacimientos. La perforación y terminación de un pozo no convencional representan costos mucho mayores, en donde el fracturamiento hidráulico constituye, en muchos casos, hasta el 45 % de dichos costos, por lo que es fundamental contar con herramientas tecnológicas y flujos de trabajo integrados que incrementen la productividad de los pozos y reduzcan los riesgos asociados a este tipo de terminaciones.
En este trabajo se mostraran los principales retos en el desarrollo de yacimientos no convencionales, específicamente en lo referente al diseño y modelado de fracturas hidráulicas, y las soluciones a estos retos principalmente compuestos por herramientas que permiten el análisis integrado de factores de la operación de fracturamiento (equipo, fluidos, apuntalante) y parámetros de yacimiento (geofísica, geología, geomecánica, petrofísica, yacimientos y producción), como factor fundamental para garantizar la máxima productividad y el éxito comercial en el desarrollo de este tipo de yacimientos.
El resumen de los retos, solución y los beneficios asociados a las tecnologías y flujos se presentan a continuación:

Retos:

- ✓ Las lutitas y arenas arcillosas son heterogéneas, diferentes y complejas
- ✓ Consideración de múltiples factores (calidad de roca: petrofísica, madurez, etc.. y calidad de terminación (geomecánica, presión, fluidos)
- ✓ Fracturamiento ~ 50 % Costos Totales del pozo / yac. no convencional
- ✓ Desarrollo masivo (arreglo de pozos horizontales)

Solución: Herramientas Multidisciplinarias y flujos integrados: Operación (equipo, fluidos, apuntalante) y Subsuelo (geofísica, geología, geomecánica, petrofísica, yacimientos y producción)

Beneficios:

- ✓ Diseño y modelado integrado de las fracturas hidráulicas para el incremento del % de aporte de flujo de las etapas con incrementos considerables de producción.
- ✓ Optimización del diseño y número de fracturas para cada pozo, tomando en cuenta la interacción entre fracturas.
- ✓ Flujos de trabajo en ambiente integrado desde la sísmica a la simulación de yacimientos.
- ✓ Enfoque de ingeniería para el diseño de terminaciones, usando la caracterización de yacimientos para la optimización de la terminación y el número de etapas.
- ✓ Consideración de heterogeneidad vertical y lateral de las propiedades del yacimiento a través del modelado geológico y geomecánico 3D.
- ✓ Evaluación post-fracturamiento y su calibración, mediante la integración de microsismica.

ADOPCIÓN DE TECNOLOGÍA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES A NIVEL POZO

Leonardo Briceño Rodriguez

Schlumberger Information Solutions

En la industria Petrolera, para enfrentar sus retos, requiere soporte y tecnología para estandarizar de alguna manera sus procesos a través de flujos de trabajo basados en soluciones de software que reduzcan el riesgo y la incertidumbre e incrementen el entendimiento del yacimiento. Schlumberger ha desarrollado flujo de trabajo, que permitan de una manera sencilla, aplicar no solo los fundamentos de la ciencia implícita para la caracterización de yacimientos en Lutitas Orgánicas, tipo shale oil – Shale Gas. Estos flujos permiten resolver los grandes retos planteados en este tipo de yacimientos; estos retos se centran en la determinación de la calidad del yacimiento (RQ) y la calidad de la terminación (CQ). El trabajo comienza con la integración de toda la información generada alrededor del pozo, su control de calidad y la evaluación de la misma. El primer paso en la evaluación de la calidad del yacimiento es la caracterización de la riqueza orgánica (TOC), para lo cual se integran la información de registros geofísicos con información de análisis de pirolisis, derivados de análisis de laboratorio realizados sobre muestras de formación. Posterior a la caracterización de la riqueza orgánica se hace la estimación de la distribución de los fluidos y minerales considerando el Kerógeno presente en la formación. Esta etapa se realiza a través de modelos de inversión multi-mineral. Los resultados obtenidos hasta esta etapa son luego integrados con información de yacimientos (Presión, características los fluidos, etc.) para estimar la calidad y cantidad de los recursos en sitio y soportar la toma de decisiones en función de los diferentes escenarios de producción, así como también proveen la información necesaria para los esfuerzos de modelado estático y dinámico de yacimientos.

Para la caracterización de la calidad de la terminación es fundamental entender las propiedades mecánicas de la formación. El estado de los esfuerzos y el gradiente de fractura en las vecindades del pozo pueden ser entendidos a través de los flujos de trabajo aplicados dentro del modelado de estabilidad del agujero. Aquí se integra información de registros geofísicos y análisis geomecánicos sobre muestras de Formación. La interpretación de los registros de imágenes también genera un aporte importante en la identificación de características especiales de fracturamiento y dirección de los esfuerzos. Este procesado provee insumos esenciales para la caracterización de la calidad de la terminación (CQ) y soporta el diseño de las terminaciones para una máxima eficiencia y eficacia.

Al final del proceso los dos conceptos de calidad del yacimiento y calidad de la terminación son integrados para crear indicadoresde las mejores zonas del yacimiento y permitir la selección óptima de los intervalos a ser estimulados mediante el fracturamiento hidráulico.

Resultados

- Identificación de zonas con mayor potencial.
- Identificación de los mejores intervalos para fracturamiento hidráulico.
- Cuantificación de las propiedades de la Formación e hidrocarburos en sitio por unidad de área.
- Se genera la información básica para el modelado estático y dinámico a nivel yacimiento.

EVALUACIÓN DEL PROGRAMA DE CONSTRUCCIÓN PARA POZOS DE LARGO ALCANCE EN SEBORUCO –VDW

Adolfo Rodríguez Carrillo

EPEP-CENTRO. Fca. "La Cachurra", Guásimas, Cárdenas, Matanzas

El presente trabajo está basado en el estudio para enfrentar determinadas contingencias de la perforación del campo Varadero-Seboruco, para esto se ha rediseñado el pozo tipo para acomodar sartas de revestimiento de mayor diámetro. La construcción robusta (1a), permite disponer de una sarta de revestimiento de contingencia en caso que se presenten pérdidas de circulación severas a nivel del yacimiento y que permitan continuar la perforación del pozo sin afectación severa al diámetro del agujero final. La construcción esbelta (2) comprende los mismos tamaños de revestidores que se han venido empleando hasta el momento, así como los puntos de asentamiento; pero por ello mismo no se cuenta con una sarta de revestimiento de contingencia a nivel del yacimiento y por ello en caso de ocurrir estas pérdidas severas se deben emplear otras alternativas como bombeos de material anti pérdida que pueden causar daños a nivel de formación. Siendo así, el diagrama de pozo final estaría quedando contemplado de la siguiente forma y siguiendo los estudios de diseño de revestimiento especificados en el trabajo.

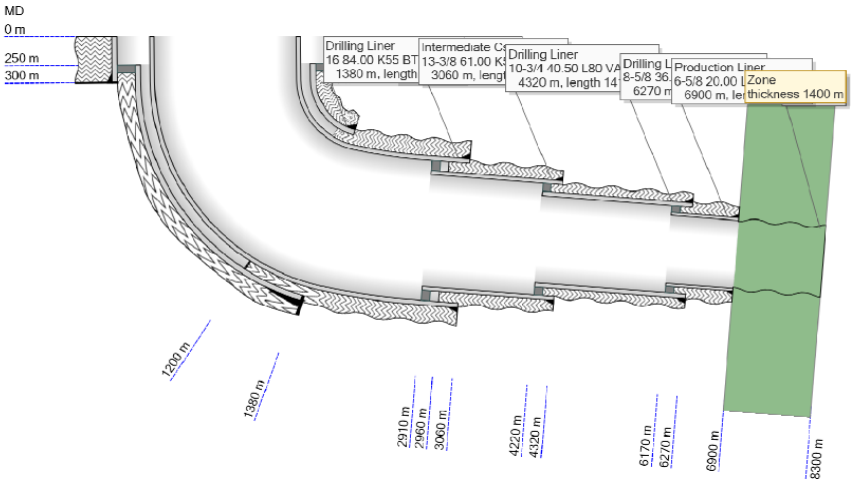


Gráfico 1. Diagrama final de revestimiento de pozo

BOE SmartSite Centrifuge System

Germán Díaz

Latitude Energy Services

Overview of the centrifugal drilling mud cleaning system utilizing variable speed centrifuges versus the conventional fixed speed. The BOE SmartSite™ System is a revolutionary technology for increased safety, speed, capacity and cleaning performance. System allows optional additions such as floc tanks and invert tanks. BOE offers complete well site fluid management system designed to allow operators to drill faster, cleaner, and safer by integrating advanced and extremely efficient fluid management technologies into a complete end-to-end system.

OPTIMIZACIÓN DE LECHADAS ALIGERADAS PARA LA CEMENTACIÓN DE ZONAS DE BAJO GRADIENTE DE FRACTURA Y ZONAS NATURALMENTE FRACTURADAS

Salvador Gonzalez

Well Services

Durante la perforación de carbonatos naturalmente fracturados el riesgo de perdidas es bastante alto y más aún durante la cementación de los intervalos con esta formación. El uso de lechadas extendidas no asegura un aislamiento efectivo debido a las propiedades mecánicas de las lechadas extendidas, teniendo tiempos de transición demasiado largos, resistencias a la compresión baja y en ocasiones las densidades obtenidas no son suficientes para obtener densidades equivalentes de circulación por debajo del gradiente de fractura. Otra opción es la cementación mediante etapas, lo cual divide el intervalo en varias etapas a cementar, disminuyendo la hidrostática durante la cementación, sin embargo esto lleva consigo mayores tiempos muertos del taladro y no presenta una alternativa en zonas donde aún se requieren densidades menores para cementar lo cual trae consigo topes de cemento por debajo de lo deseado, intervalos de interés no cementados y la necesidad de re cementaciones o top Jobs para subir el cemento a la zona de interés. El presente documento muestra una opción que permite la creación de una lechada aligerada sin afectar las propiedades mecánicas del cemento y mediante el uso de cemento de producción nacional disminuyendo considerablemente el costo del sistema.

Introducción

Para lograr aislar exitosamente zonas de bajo gradiente de fractura se requiere el uso de lechadas aligeradas pare evitar la presencia de perdida de circulación. El uso de lechadas convencionales extendidas permiten obtener densidades de hasta 1.60 gr/cc, sin embargo debido a la cantidad de agua requerida las mismas no presentan las propiedades deseadas (baja permeabilidad, baja densidad, tiempo de transición bajo, resistencia a la compresión alta), sin embargo se presenta una alternativa haciendo uso de los recursos locales. El diseño de lechadas aligeradas optimizadas mediante el uso de arreglo de partículas, y el alto contenido de solidos permite la generación de lechadas de baja densidad que no requieren una alta relación agua-cemento y por consiguiente no afectan las propiedades mecánicas, obteniendo similares a una lechada convencional de 1.90 gr/cc. Debido al arreglo optimizado de partículas sólidas (fino, mediano, grueso), y la disminución de la relación de agua-cemento la permeabilidad del cemento fraguado se reduce considerablemente. La densidad de la lechada se obtiene en función de la gravedad específica de los sólidos y de la porosidad de la misma. Mediante esta técnica se determina la densidad de la lechada adecuada que permita obtener la densidad equivalente de circulación necesaria para estar por debajo del gradiente de fractura asegurando la cementación de la sección de interés, una vez que se sabe esta densidad se diseña la densidad de la mezcla en seco del blend de cemento.

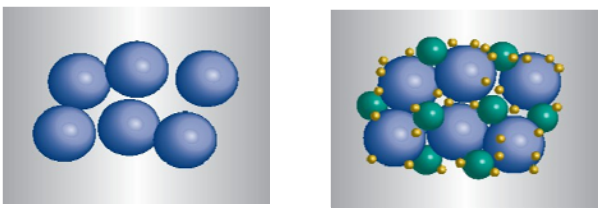


Figura 1. Cemento convencional distribución de partícula de cemento única V.S. Cemento CRETE distribución optimizada de partículas

SISTEMAS AVANZADOS PARA CONTROL DE PÉRDIDAS

Salvador Gonzalez

Well Services

Uno de los grandes retos de la perforación es el cómo atacar la presencia de zonas de pérdidas de circulación, ya sea en zonas inconsolidadas, zonas de bajo gradiente de fractura, zonas naturalmente fracturadas o en ocasiones fracturas inducidas por la perforación. Las operadoras gastan grandes cantidades de dinero (Tiempo perdido, Generación de lodo, Uso de tratamiento para control de perdidas), es por eso que es de vital importancia tener un sistema adecuado para el control de las mismas. La manera comúnmente utilizada es el bombeo de tapones de cemento, sin embargo debido a que se desea controlar una zona con bajo gradiente de fractura al colocar un fluido de mayor densidad que lo que se contiene en el pozo, el mismo se pierde sin tener tiempo suficiente de que fragüe y logre sellar la perdida.

Dependiendo de la severidad de pérdida que se tenga se puede realizar el diseño de un tratamiento para control específico para la zona de pérdidas. Conocimiento de la zona donde se localiza la zona de perdida, volumen perdida en el tiempo, gradiente de fractura o densidad de equivalente de circulación previo a comenzar la perdida, parámetros de perforación previo a comenzar la perdida, toda esta información se deberá recabar para tener una idea clara de lo que se está enfrentando. De esta manera se podrá realizar un diseño adecuado a las necesidades del pozo y no sobre o sub diseñar el tratamiento.

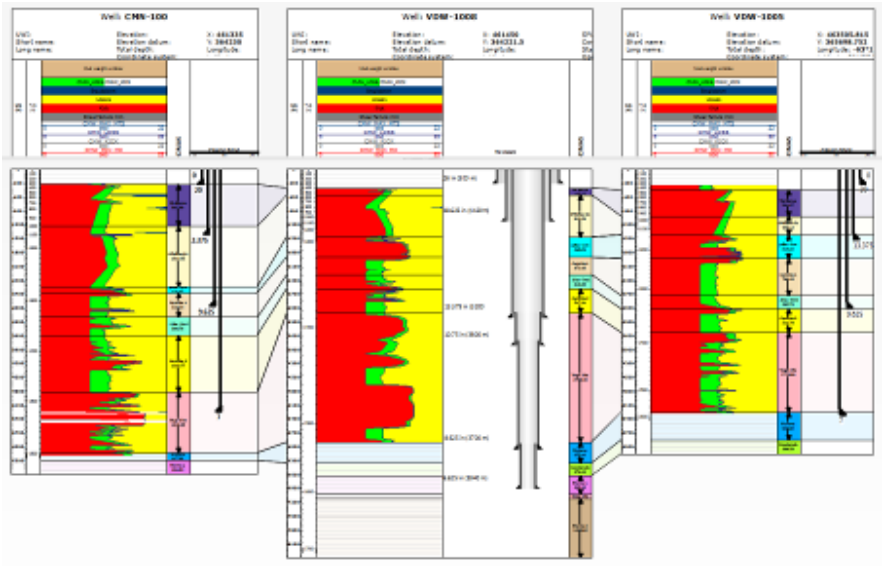
Para zonas de pérdidas totales y cavernas se recomienda el uso de geles o sistemas reactivos que permitan la reacción inmediata del sistema sellando la zona de perdida permitiendo el bombeo de ser necesario de cemento para asegurar un sello permanente y de mayor rigidez, mientras que para zonas naturalmente fracturadas o permeables se recomienda el uso de sistemas optimizados de partículas sólidas con fibras ya que las mismas por ser de menor tamaño sellaran las fracturas y permitirán continuar con la perforación. El uso de sistemas no adecuados puede llevar a utilizar grandes volúmenes sin obtener resultados.

ESTUDIO Y PLANIFICACION DE LA PERFORACION DEL POZO DE ALCANCE EXTENDIDO VDW 1008 DE 8400M MD

Gennadys Ferrer Imeno*, *Alexis Rodriguez Parra

Institución Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo Centro, Dirección postal, Finca La Cachurra Guásimas Matanzas País; Cuba, Correo electrónico del autor: gferrer@epepc.cupet.cu,

El presente trabajo está basado en el estudio geomacánico para la proyección del pozo de alcance extendido VDW-1008 de 8400m MD y que sirva como base para el desarrollo de la perforación de los siguientes pozos con las mismas características. A partir de estos resultados se planificó el asentamiento de los revestidores y se propuso las densidades de lodo a usar por intervalos. Se realizó además un estudio anticolisión por la complejidad de la trayectoria y su cercanía a los pozos productores del área. Por último se seleccionaron las BHA para llevar a cabo el proyecto y se analizaron corridas de torque y arrastre e hidráulica para verificar la compatibilidad con el equipo de perforación ZJ-90 de la compañía GWDC.
Como conclusión principal del trabajo tenemos que es posible la perforación de este tipo de pozo en Cuba, creándose las bases para gestionar la logística del mismo.



Proyección VDW-1008

SOLUCIÓN INTEGRAL PARA LA EVALUACIÓN DEL RESERVORIO, DURANTE LA EXPLORACIÓN Y EVALUACIÓN DE LOS POZOS DE CRUDO PESADO

Enrique Larraga, Isaac Trochi, Hendry Lopez

Proveer una integral solución para evaluación del reservorio, durante la exploración y evaluación de los pozos, nuestro equipo ayuda a probar el potencial del yacimiento y a caracterizar sus propiedades. Durante el desarrollo de yacimientos, tambien ayuda a confirmar el desempeño de los pozos garantizando la maximizacion de su producción. Se analizará la viabilidad del uso de las siguientes tecnologías

Medidor multifasico Vx

Provee una Solución Integral en locaciones remotas donde no se cuenta con un sistema medición permanente, asi mismo permite optimizar producción a través del monitoreo en tiempo real.

PVT Express

Es un laboratorio diseñado para mediciones rápidas, determinación de propiedades volumetricas de fluidos, entregando un resultado en menos de 72hr (PVT composicional con celda PVT DBR, pruebas de Hinchamiento con N2CO2 y/o gas natural con el sistema PVT Oilphase -DBR, pruebas multicontacto con N2CO2 y/o gas natural determinacion del factor merma, estudios de Viscosidad en función de la temperatura y caracterizacion ASSAY al STO, etc.

TCP (punzado de alta penetración) • Alta Penetración API 43 Sección 19 B.

- Mayor penetración e interceptor de fracturas naturales de la formación evitando en muchas ocasiones la estimulación o ascidificación de los pozos.
- Power Jet 4505 HMX Caracteristicas usos y beneficios.
- Power Jet 3406 HMX Caracteristicas usos y beneficios.

DST

- Pruebas de formación
- Permite que el Ing de Yacimientos obtenga datos más precisos del reservorio al obtener la curva de incremento (BILL OFF), al cierre del pozo frente al intervalo productor con la (PCTV) y obtener una toma de muestra en condiciones de yacimiento utilizando las técnicas de muestreo en fondo SCAR.

TERMINACIONES ESPECIALES PARA POZOS DE ALCANCE EXTENDIDO

Jairo Suarez

Terminaciones Inteligentes

La Tecnología de Válvulas de Control de Flujo (Válvulas Inteligentes) en las sartas de completamiento selectivas permiten la explotación y producción de varios intervalos o yacimientos en forma combinada o en forma selectiva, brindando varias alternativas de gerenciamiento del yacimiento y el manejo de los fluidos no deseados para maximizar la producción y reducir la intervención en el pozo, al igual que evitar los cierres de los pozos que representan producción diferida.

Terminaciones Horizontales con Controladores de flujo (ICD)

El incremento en la capacidad de perforar pozos horizontales de alcances cada vez más extendidos, hace que sea necesario la regulación y el control de influjo del yacimiento hacia el pozo de manera que el aporte del yacimiento sea uniforme a través de toda la longitud del pozo y no solamente en las aéreas de mayor permeabilidad o de mayor caída de presión como es el talón del pozo. Para este propósito se han diseñado los dispositivos de control de influjo tipo ICD que mediante el uso de software de simulación optimizan el diseño de terminación para asegurar que toda la longitud del pozo en contacto con el yacimiento tenga la mima oportunidad de aportar fluido al pozo al igual.

MÁS ALLÁ DE LOS LIMITES CONVENCIONALES MEDIANTE LA PERFORACIÓN CON FLUJO CONTROLADO (MPD) Y FLUIDO BIFÁSICO

Jose Luis Casaos

Dynamic Pressure Management

El éxito de la perforación convencional ha tenido resultados favorables tales como el desarrollo de los campos actuales y el incremento de producción. Sin embargo a lo largo del periodo de vida de los diversos reservorios, las operaciones de perforación tienden a incrementar su complejidad. ¿Qué pasa cuando las áreas explotadas pierden su presión original o es necesario explorar nuevos campos?

Cuando se encuentran campos con incertidumbres geológicas de zonas de alta presión y áreas naturalmente fracturadas la ventana operativa convencional empieza a disminuir, lo que incrementa el costo de las operaciones por los eventos de perdida de fluido, tiempos de espera, atrapamientos o incluso perdida del pozo perforado por el uso de un fluido de sacrificio sin características reologicas. En este tipo de escenarios es necesario el implementar diseños y técnicas alternativas a fin de afrontar los retos que perforar implica. El uso de la perforación con flujo controlado ha demostrado su potencial e impacto en diversas partes del mundo. Desde operaciones con alta presión y temperatura hasta campos naturalmente fracturados e incluso ventanas operativas inexistentes debido a la combinación de arenas permeables y geología donde una presión constante es necesaria.

Es importante mencionar que adicional a las complejidades geológicas, el diseño del pozo tiende a estar limitado por las herramientas disponibles, lo que en ocasiones incrementa las condiciones de perforación hasta un máximo fuera de la ventana operacional.

En este aspecto, una gran ventaja que nos brinda la técnica MPD en conjunto con los equipos necesarios, es la posibilidad de tener diversos tipos de fluido de perforación, alternativos al sistema monofásico usual. Mediante el uso de un fluido bifásico, las densidades equivalentes de circulación pueden ser diseñadas específicamente para el escenario propuesto.

De igual manera la posibilidad de tener un circuito cerrado mediante el equipo de perforación con flujo controlado incrementa en gran medida la seguridad del personal relacionado en la operación. Al tener personal entrenado y destinado en específico al monitoreo de los parámetros de retorno y condiciones de densidad de circulación equivalente, se obtiene un mejor tiempo de reacción y la capacidad de manejar influjos o pérdidas de manera dinámica, sin detener la perforación y sin necesidad de tiempo de espera por incrementar o disminuir la densidad del fluido de perforación.

En resumen, mediante la aplicación del MPD es posible el tener los siguientes beneficios:

- Posibilidad de mantener una presión de fondo constante.
- Incrementar la estabilidad del hueco perforado.
- Control de influjos y reacción preventiva a pérdidas de circulación.
- Incremento de ROP y monitoreo de perfil de limpieza del pozo.
- Menor daño a formación.

De esta manera, el equipo de diseño y ejecución cuenta con una herramienta más a fin de en combinación con sistemas actuales de reforzamiento de formación poder explorar de una manera más segura campos donde las complejidades técnicas han incrementado los costos y rentabilidad. Logrando llegar más allá de las posibilidades técnicas actuales, incrementando el recobro y producción actual.

Multilateral Well Padwork Level 2.5

Daniel Robson

Latitude Energy Services

Overview of the operational procedures, specialized equipment, followed by a compendium of benefits of utilizing this technology: allows several exits from original mother bore, system components are simple design and economical, exits are achieved through composite/fiberglass or steel casing, exits are achieved using conventional bits through composite casings or one trip tri mills through steel casings, reduction of consumable costs by re-use of anchors and lower whipstock assemblies, reduction of total trips in and out of hole, ability to reorientate/re-set whipstocks in existing windows, all windows can be oriented vertically and directionally from one single datum landing point. Davis down Hole system incorporates simple proven whipstock and casing exit technology, allowing efficient maintenance and production for petroleum.



Arrival Oil Tools

Typhoon Reamer

Arrival Oil Tools Inc.

Innovative engineering. Downhole excellence.

Arrival Oil Tools



Arrival Oil Tools specializes in the engineering and manufacturing of Downhole drilling tools for the Oil and Gas industry. Arrival takes a great amount of pride in being an inventive, dynamic and highly energetic company focused on the following three principles:

Innovation
Responsiveness
Delivery

Tools Developed top date

- Safety Joint
- Electro Magnetic wave MWD Antenna sub
- DES Mud Motor Design
- LES Mud Motor Design (variation of DES)
- Cuttings Bed Mobilizer
- Variable Gauge Stabilizer
- Typhoon Reamer
- Recorded down hole vibration sensor
- Hydro mechanical drilling jar

Tools in Development

- Arrival MWD System
- New version of Motor design (Bearing Pack)
- A.O.T. Rotary Steerable System
- Shorter version of the VGS tool

What is a Reamer?

A reamer is not a reamer unless it has a cutting structure!!

What is not a Reamer?

A stabilizer is not a reamer!

A casing Mill is not a reamer!

A key seat wiper is not a reamer!

A sub with some clusterite added to the OD is not a reamer!

Why does a reamer need a cutting structure?

In order to ream out the well, the reamer needs a cutting structure so it can “CUT” the formation that was not drilled out properly with the Bit!

Without a cutting structure its just a,

“GRINDER”

Why did Arrival design the Typhoon Reamer in this configuration?

The typhoon Reamer was designed to:

Ream in either direction (down and up).

To be run in a drilling assembly or a reaming assembly.

In areas where formation swelling is common it makes back reaming effective.

The length of the reamer emulates the length of a long compression packer, used in multi stage fracturing.

If the reamer goes through the packer should go through??

Features of the design

The typhoon Reamer has a long “lead in” taper to its cutters.

This allows for the reaming of any obstruction in either direction until its cleared.

The Typhoon reamer has replaceable PDC cutter blocks that allow this tool to be run in remote locations and be on-site rig serviceable.

It can be made with fixed cutters

Features of the design cont'd

The blades have a chevron profile for reduced torque.

The patented Arrival flow diverter is in the center of the tool ahead of the impeller.

The flow diverter forces fluid/cuttings up into the high flow area in the top of a high angle hole.

The impeller creates further turbulence moving cuttings up into the flow path.

The features are important when making dedicated reaming runs.

Replaceable vs fixed cutters

If cutter damage occurs in needs to be repaired.

The replaceable cutter design allows this to be done with hand tools, Damaged cutter blocks can be sent for repair.

If cutter damage occurs on a fixed cutter tool, the whole tool has to be returned, to a repair facility.

If you only have a few damaged cutters this not cost effective.

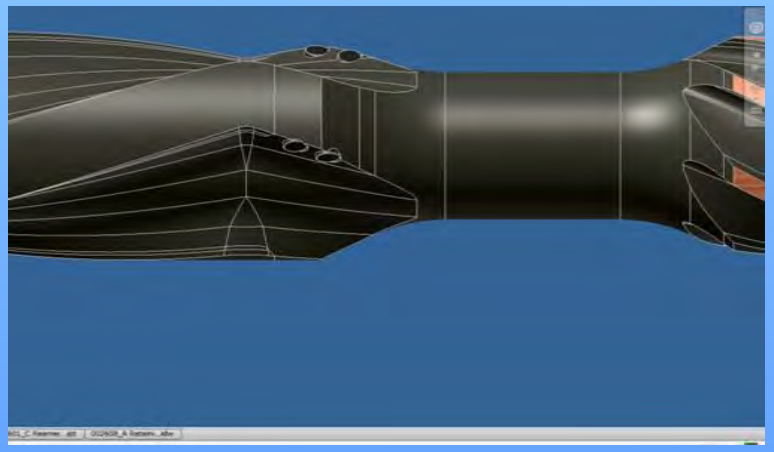
Arrival Oil Tools Inc.

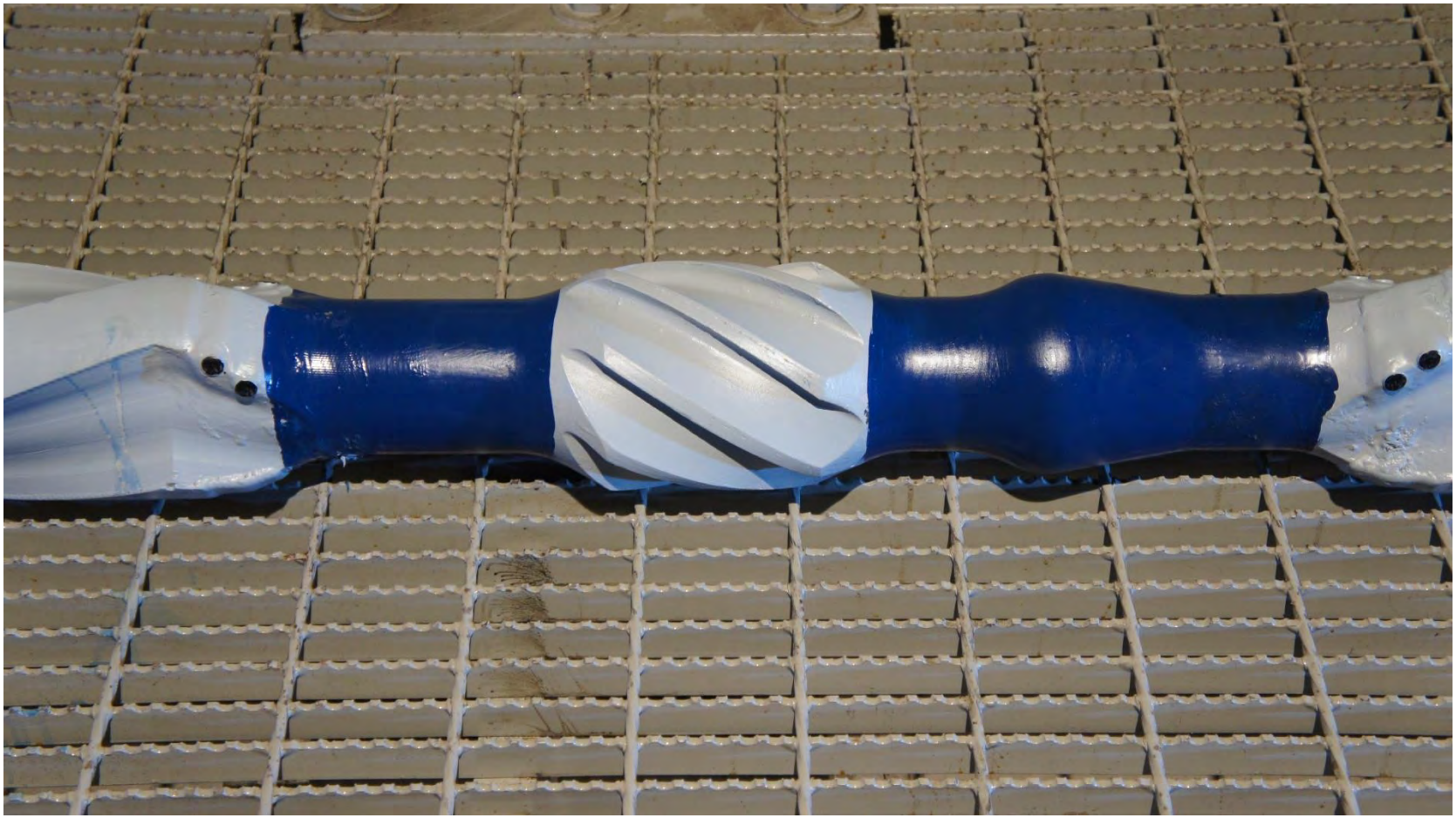
Innovative engineering. Downhole excellence.

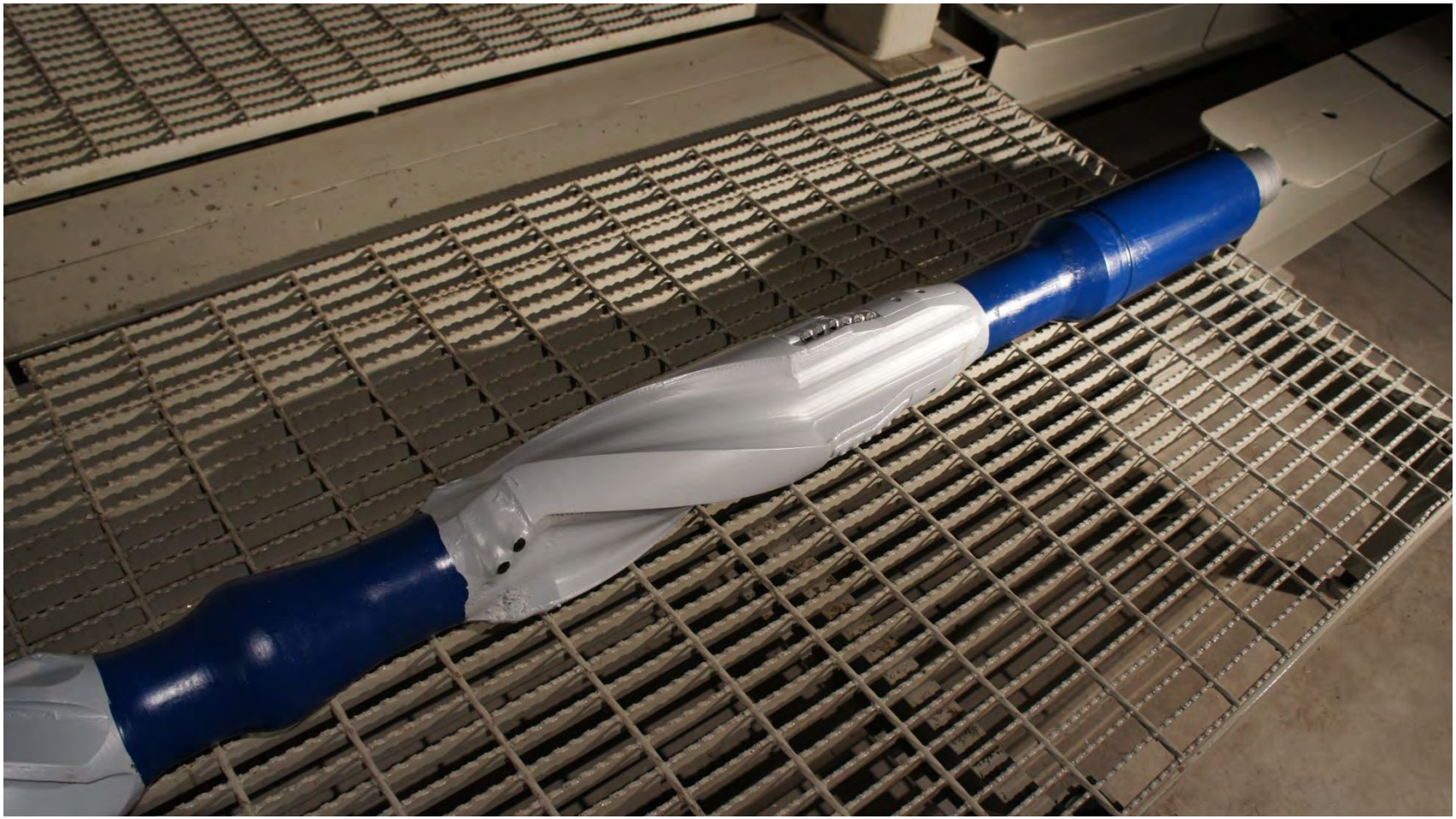
Typhoon Reamer





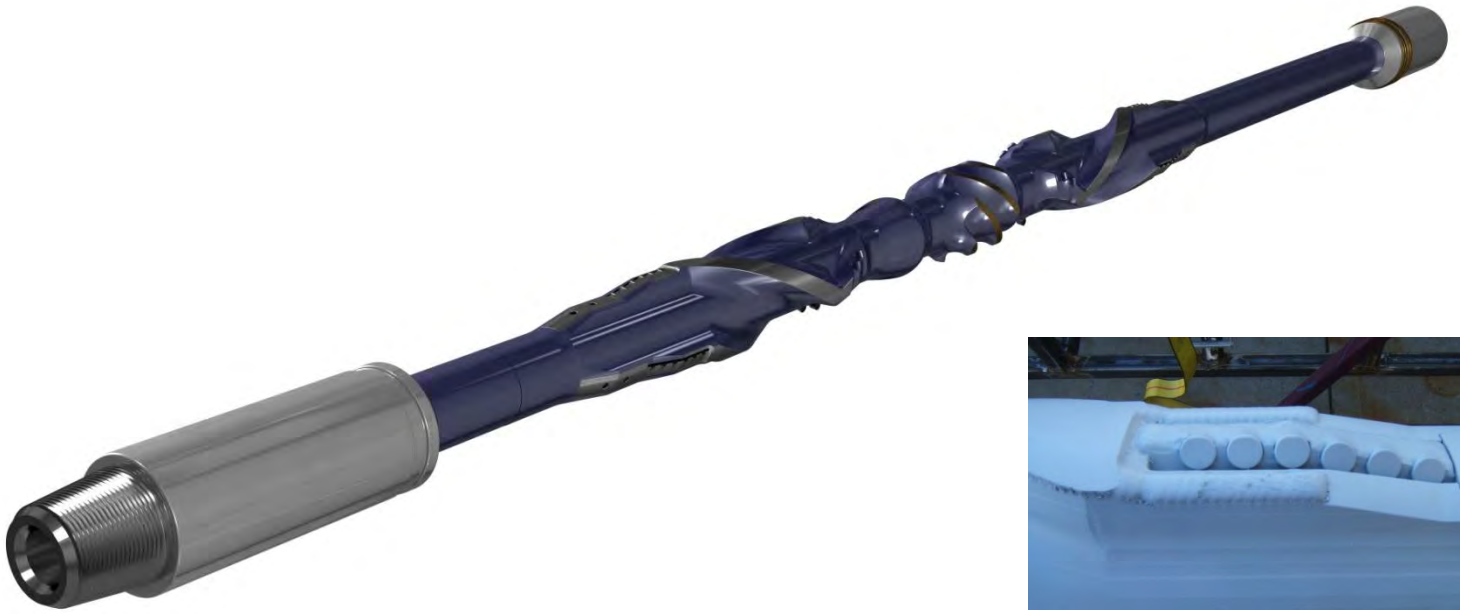






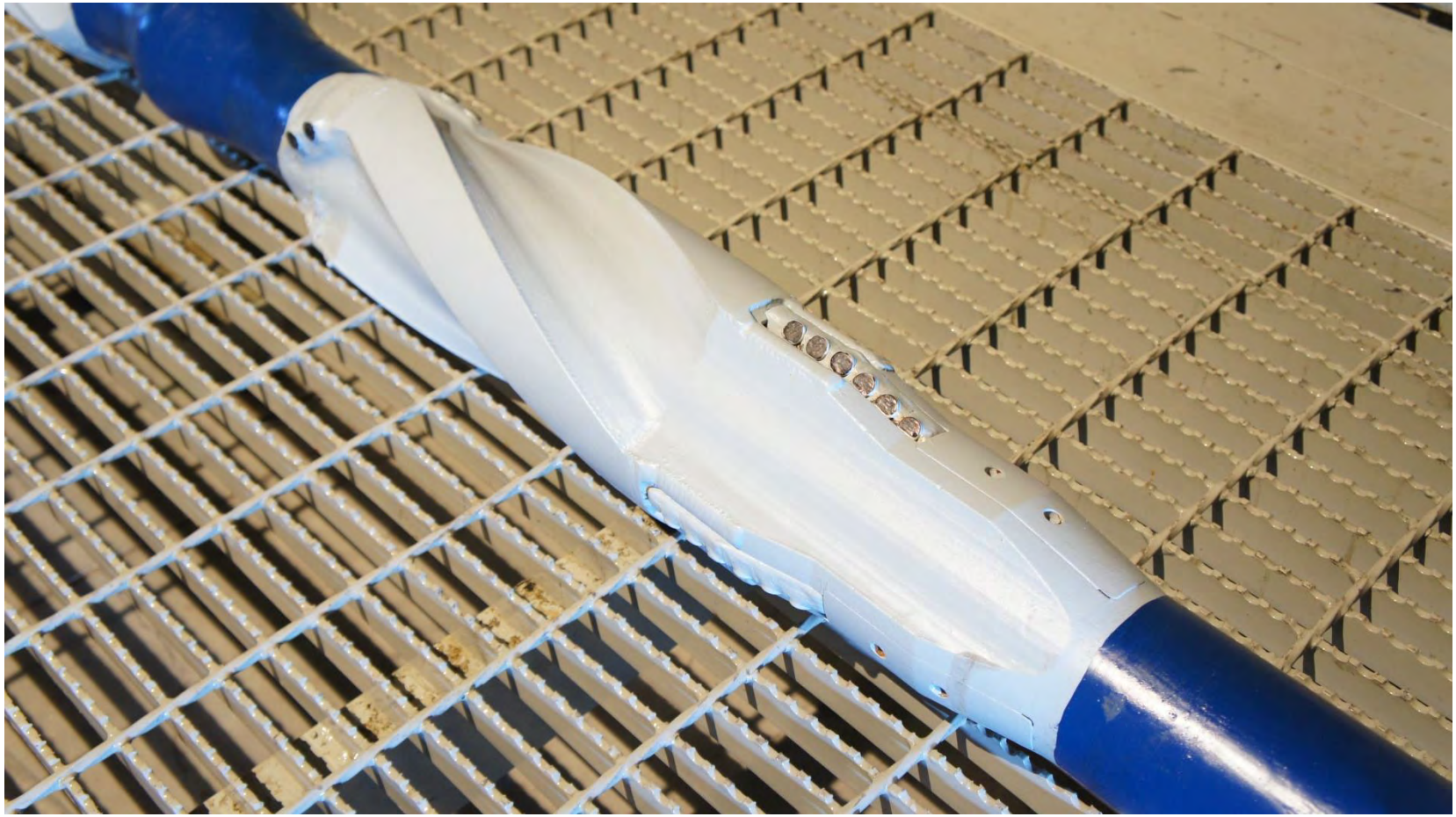
REAMER



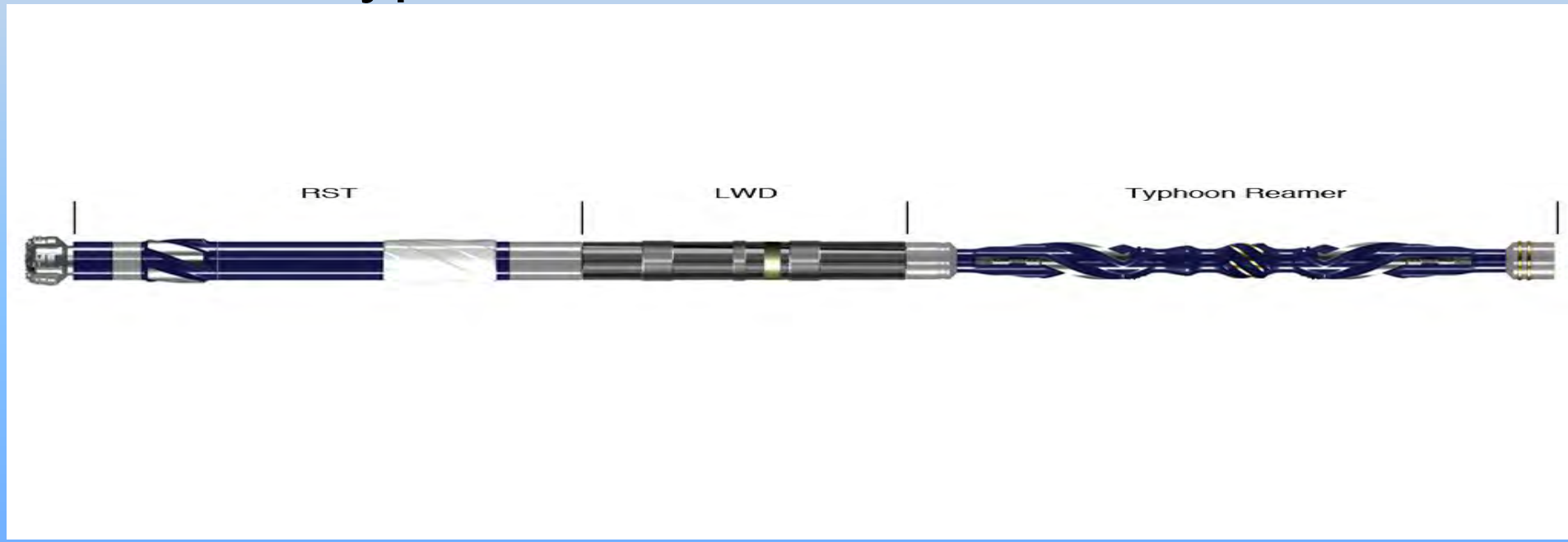




REAMER



Typhoon Reamer in RST BHA



Typhoon Reamer in slick motor BHA



Typhoon Reamer in a reaming BHA



The Typhoon reamer has been run in Canada for the following Operators

Apache Oil and Gas

Husky Oil and gas

Talisman Energy

Nextraction Energy

Baytex Energy

Magnum energy

All of the above operators use the reamer in a drilling assembly, for Horizontal wells that will be multi staged Fractured.

Arrival Oil Tools Inc.

Innovative engineering. Downhole excellence.



Thank You!

.

Questions?

DISEÑO AVANZADO DE POZOS MEDIANTE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS EN UN YACIMIENTO DE PETRÓLEO PESADO DEL GOLFO DE MÉXICO

Freites Alfredo, Carvajal Rodolfo, Romero María

Schlumberger Information Solutions

La relativa independencia con el cual la posición del pozo, su geometría y su completación son diseñadas ha sido históricamente una de los mayores conflictos de la industria petrolera. Hasta la fecha ha sido realmente complicado desarrollar metodologías que permitan integrar efectivamente las diferentes áreas del diseño del pozo con el fin de optimizar su comportamiento de producción. Dicha metodología es críticamente requerida en yacimientos de petróleo pesado y extra-pesado donde pozos no convencionales y completaciones complejas deben ser consideradas para poder evitar problemas de invasión de fluidos indeseados (la relación de movilidad es adversa al petróleo y el corte de agua puede ser bastante alto).

Este proyecto presenta una alternativa que integra a la simulación de yacimientos como ciencia encargada de estudiar la evolución en el tiempo de la producción de los campos con el proceso de diseño de pozos, lo cual permite analizar profundamente múltiples opciones de localizaciones dentro del yacimiento, geometrías (verticales, desviadas, horizontales y multilaterales) y la optimización de dispositivos de control de flujo ó tuberías cementadas y disparadas.

Un total de 3 pozos fueron diseñados para ser perforados en un yacimiento de petróleo pesado del Golfo de México (carbonatos), usando opciones avanzadas de simulación de yacimientos como los modelos sectoriales, refinamientos locales y segmentación de pozos.

El proceso en sí mismo se dividió en 3 etapas, la primera de las cuales comienza con el análisis de un modelo estático y las propiedades en él pobladas, con la idea de identificar rápidamente las mejores zonas para colocar un pozo; luego se preparó un sector del modelo de simulación para avanzar a la segunda etapa, la cual a su vez contempló un proceso de análisis de sensibilidad que permitió discriminar las variables de mayor impacto (referidas a controles de operación, localización y geometría) sobre la recuperación de petróleo en un pozo dado. Definidas estas variables se pasó a realizar un análisis de incertidumbre que permitió jerarquizar el abanico de opciones posibles en cuanto a escenarios de producción de petróleo y control de agua. Los mejores escenarios obtenidos permitieron iniciar la tercera y última fase del estudio, donde se realizó el análisis y optimización de las completaciones de los pozos, en cuanto a número, apertura y compartamentalización de las válvulas de control de flujo ó en cuanto a la localización óptima de los disparos en el caso de tuberías cementadas y disparadas.

Este proceso de optimización se realizó mediante el entrenamiento de modelos de aproximación o proxies como son conocidos en la industria. La bondad de estos modelos viene dada por el hecho que son de fácil y rápido manejo y por lo general ofrecen predicciones confiables. Todo el proceso fue efectivamente soportado el módulo de optimización e incertidumbre de Petrel.

Los resultados obtenidos fueron contrastados con el caso de un pozo vertical inicialmente considerado en el plan de desarrollo del campo. Dicha comparación evidenció que pozos horizontales ó multilaterales con ICD´s pueden incrementar dramáticamente la producción de petróleo (hasta 130%) a la vez que previenen la invasión de agua.

Aun cuando el proyecto comprendió cientos de corridas de simulación, el proceso completo de diseño del pozo fue reducido aproximadamente en 70%, lo que evidencia la efectividad de la metodología propuesta.

EXCELLENCE IN EXECUTION: ERD WELL RECORD AMONG LOCAL OIL COMPANIES IN RUSSIA

Igor Przhegalinsky

Odoptu is an oilfield located in the Far East of Russia on the coast of Okhotskoe Sea. It consists of 3 domes: Northern, Central and Southern. Main payzones are situated at 13001500m TVD around 4-8 km off shore. Odoptu-Morye Project development of the Northern dome started in 1998 by Rosneft-SMNG. It was the first project which produced oil on Sakhalin's shelf. In 2003 Rosneft-SMNG awarded directional drilling services to Schlumberger D&M for the upcoming field development due to increased complexity of the project. Since then over 20 ERD wells and sidetracks have been successfully completed and delivered on field. A number of national and international records have been set while working on the project. The project achievements of have become a reference for the industry and methods developed while drilling Odoptu wells have been successfully applied while designing and drilling ERD wells World Wide.

Due to the high well density of ERD wells drilled in this blocks so far and the desire to reach one extremity of the reservoir with this well, there was the need to plan an ERD well of the largest horizontal displacement for Rosneft-SMNG. An alternative would be to shift the rig to the new pad with at least 3 months delay of oil production and an additional loss of potential oil producer. While planning the project, Rosneft SMNG requested D&M to perform a detailed technical feasibility study of drilling such a well and provide recommendations to achieve planned targets, therefore avoiding costly delays in the production. D&M Drilling Engineer and Drilling Optimization Group developed the well design and provided to the client recommendations, based on the field experience and detailed engineering analysis, in order to drill the upcoming well with existing rig capabilities. As a result of this technical analysis during the planning stage and the demonstration of excellence in execution with cooperation between Schlumberger D&M, DCS and Client, the well 277 was successfully drilled to the TD of 8119m MD, resulting in a new Russian Oil Companies record.

To achieve challenging objectives, people are a critical part of success. Cooperation between D&M and DCS along with the Drilling Contractor and the client was critical for the successes that were achieved. From planning stage until completion phase, full and timely support was provided from all parties involved. While planning this ERD well for the project, DE and DOG (Drilling Optimization Group) evaluated all risks for drilling and determined that the potential show stopper for drilling of this well would be the Top-Drive torque limit which is 36-37klbf-ft.

A comprehensive set of recommendations was provided to Rosneft-SMNG and it included the replacement of the 5 ½" DPs with 5" DPs at a distance of 400m above the BHA. This was aimed to achieve 2 objectives: firstly, surface drilling torque reduction and secondly shock prevention for drillstring.

Redesign of a BHA and mud lubricants resulted in reduction of surface torque to the values manageable by the Top Drive. Ultimately, this allowed us to drill the well to desired TD. The introduction of a Smith bit in the 17 ½" section demonstrated excellent results for both ROP and directional control. Smith bit at 17 ½" section Bit performance allowed to save at least 1day of rig time.

A use of RSS Power Drive allowed to drill a very long 12 ¼" section without major issues with hole cleaning, by maintaining good rotational speed at all times, it also reduced well tortuosity which also positively affected the drilling torque.

Finally, utilization of PeriScope tool for Well placement resulted in Rosneft record for longest geonavigated well they ever performed.

Successful performance and Flawless Excellence in Execution of Schlumberger D&M has established a new and high benchmark for the Odoptu-Morye Project as well as for the Russian Oil Industry

Project's Achievements

- Longest ERD well drilled by Russian Oil Operator
- Longest RN-SMNG geosteered distance of 1500m with use of Periscope
- Additional Revenue for RN-SMNG as a result of 1 month earlier oil production from this well.
- Flawlessly executed well by D&M SLB with no NPT for the Client
-

ESTUDIO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA LA EVALUACIÓN DE LA APLICACIÓN DEL INYECCIÓN DE GELES COMO MÉTODO DE CONTROL DE GAS EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Efimova Ksenia*, *Freites Alfredo

Schlumberger Information Solutions

La producción excesiva de gas es uno de los principales problemas que causa la disminución de la vida productiva de los pozos productores de petróleo. Este problema se vuelve aún más crítico en yacimientos naturalmente fracturados, donde alta transmisibilidad del medio secundario favorece a una invasión temprana del fluido con mayor movilidad.
Schlumberger desarrolló un método de control de gas para los yacimientos naturalmente fracturados usando espumas ligeras capaces a gelificarse dentro del yacimiento. Una vez gelificada, la espuma bloquea los poros, impidiendo la entrada del gas al pozo.
Aunque esa tecnología ha demostrado buenos resultados en más de 60 pozos en diferentes yacimientos del Golfo de México, también se han observado fallas del proceso en algunos pozos que consistían en una reducción drástica de la producción de aceite y un bloqueo total del pozo. La principal razón de dichas fallas radica en la falta de diseño y optimización del proceso de inyección de los geles. Aunque se ha invertido muchos recursos en desarrollo del producto e investigación de sus propiedades, la aplicación del proceso sigue siendo empírica. Por esta razón se decidió desarrollar una herramienta de modelado del proceso usando el simulador numérico ECLIPSE (Schlumberger Information Solutions). Primero se simuló la inyección del sistema gelificante en un modelo conceptual, realizando sensibilidades de parámetros de campo para evaluar el impacto de espuma en la reducción de la producción de gas en diferentes condiciones. De los parámetros evaluados se determinó que las tasa de inyección y las características de la roca son los parámetros que impactan directamente en la reducción de la producción de gas. Posterior al análisis de sensibilidad y con la ayuda de cálculos económicos, se determinó que para cada caso específico existe un volumen óptimo de inyección que permite una mayor ganancia financiera del pozo hasta que el gas recupere el nivel de pre-tratamiento.
Las simulaciones de escenarios alternativos de los tratamientos ya realizados demostraron que el proceso pudo haber sido mejorado en varios casos, tanto en el costo de tratamiento como en el efecto obtenido.
Finalmente, se demostró que la simulación numérica puede ser la clave de éxito para el tratamiento de inyección de geles, siendo una excelente herramienta de diseño y optimización del proceso.

PERDIDA DE CIRCULACIÓN Y REFORZAMIENTO DE AGUJERO

Elio Nicolás Larez

La pérdida de lodo hacia las formaciones se llama pérdida de circulación o pérdida de retornos y desde el punto de vista histórico, la pérdida de circulación ha sido uno de los factores que más contribuye a los altos costos del lodo y del pozo por ya que se transforman en Tiempos No Productivos (N.P.T.). Los problemas generados durante la perforación de zonas con pérdidas de circulación, frecuentemente se traducen en tiempo, costos y en casos extremos, en la pérdida del agujero.

Una de las zonas más frecuentes de pérdidas de circulación se presentan en zonas de arenas intercaladas con arcillas encontradas durante las primeras etapas de perforación, por lo que es muy importante identificar oportunamente las zonas donde es posible que se presente este fenómeno y aplicar las acciones preventivas para minimizar su impacto. Otros problemas del pozo, como la inestabilidad del pozo, la tubería pegada, e incluso los reventones, son consecuencias de la pérdida de circulación. Además de las ventajas claras que se obtienen al mantener la circulación, la necesidad de impedir o remediar las pérdidas de lodo es importante para otros objetivos de la perforación, como la obtención de una evaluación de la formación de buena calidad y el logro de una adherencia eficaz del cemento primario sobre la tubería de revestimiento.

La pérdida de circulación puede convertir la operación de perforacion de un pozo, en un accidente catastrófico en pozos con alto contenido de gas provocando en muchos casos la pérdida total del equipo de perforacion, recursos humanos y daños al ambiente por la caída de presión en el anular y un consecuente reventón del pozo por falta de hidrostática en el espacio anular.

La pérdida de circulación puede producirse de una de dos maneras básicas:

1. Invasión o pérdida de lodo hacia las formaciones que son cavernosas, fisuradas, fracturadas o no consolidadas.
2. Fractura es decir la pérdida de lodo causada por la fracturación hidráulica producida porpresiones inducidas excesivas.

Una buena planificación y prácticas de perforación apropiadas son los factores claves para impedir la pérdida de circulación, minimizando las presiones excesivas sobre la formación. Varias medidas pueden ser tomadas para impedir o minimizar la pérdida de circulación.

La práctica de aplicar la técnica de reforzamiento del agujero ayuda al control de la perdida de circulación en el pozo por el fortalecimiento de la pared del pozo usando productos especiales con granulometrías de diferentes tamaños y dureza. Esto dará una mayor presión a la formación para controlarse o equilibrase con la hidrostática que ejerce la columna de lodo.

Además de tener una pared de agujero bien fortalecida permite lograr las tasas de penetración planead, reducción de los volúmenes de lodos y por consecuencia tener un pozo de mayor calidad para toma de información y mejores costos finales.



VersaStabe™

Estabilizador Adjustable de pozo

Lo *ULTIMO* en 2D Control Direccional

Cuando los pistones en la cuchilla del estabilizador se encuentran afuera hay un incremento entre 150 a 250 psi de la presión en el "Stand pipe" en comparación a cuando los pistones estén al ras dentro de la cuchilla del estabilizador. Este aumento de presión puede controlarse fácilmente en el manómetro de presión del "Stand pipe"en la mesa rotaria donde se puede determinar la posición del VersaStabe cuando en el fondo del pozo.

El "VersaStabe" es un estabilizador (hidráulico) de diámetro ajustable. Diseñado para el uso en perforación direccional 2D que ayuda a controlar la inclinación en pozo de largo alcance o en pozo horizontal. El VersaStabe puede ser utilizado con cualquier BHA de perforación a rotaria convencional o colocado encima o debajo del motor de fondo. El diámetro de la cuchilla del estabilizador es controlado a través de las bombas de lodo en la superficie.

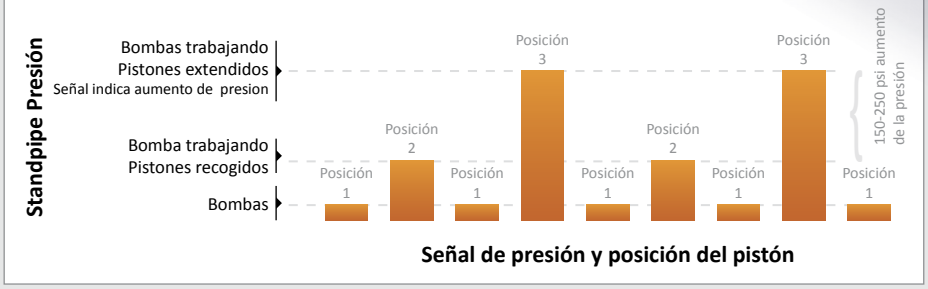
La geometría especial de la cuchilla del VersaStabe hace que este sea el unico estabilizador adjustable que combina la facilidad de deslizar cuando se coloca debajo un motor de fondo y el incremento de la transportación de los recortes del pozo a la superficie cuando se esta rotando.

El diseño innovador de la pala recta es esencial para el deslizamiento cuando se coloca por encima de un motor de barro, incorporando un perfil para una mejor cobertura chevron circunferencial. Esto reduce la vibración y daños armonicos a la BHA lo que reduce los problemas con el MWD y otros equipos electronicos de fondo de pozo.

El uso del VersaStabe a una BHA resulta en un bajo costo de operación para la estabilidad de la perforación 2D direccional cuando se compara con el costo de la estabilidad de una BHA.

El diseño en una sola pieza del cuerpo del estabilizador elimina múltiples conexiones roscadas.

VersaStabe secuencias de operaciones



** Patente pendiente*

Arrival Oil Tools Inc.

Ingenieria Innovadora. Excelencia en fondo de pozos.

403.730.6660 | www.arrivaloiltools.com

VersaStabe™

Estabilizador Adjustable del pozo

Especificaciones técnicas

Diámetro extendido de la cuchilla	**5.875”** **6.000”**		**8.375”** **8.500”**	**12”**
Diámetro recogido de la cuchilla	5.500”		7.875”	11.250”
Mandril a travez del agujero	1.125”		1.625”	2.000”
Diámetro del cuerpo	5.020”		6.770”	8.020”
Longitud total	125.00”		136.55”	162.00”
Conexioń Caja superior	3-1/2” API IF		4” API IF	6-5/8” API REG
Conexioń Pin inferior	3-1/2” API IF		4” API IF	6-5/8” API REG



Con motor



Conjunto giratorio (sin motor)

Metodología para la interpretación de la Saturación de Aceite Remanente en Carbonatos

Marco Cabrera

Schlumberger

Los registros e interpretación dieléctricas, incorporados en los años 80´s, no se habían realmente explotado dadas sus limitaciones, su moderada precisión e insuficiente control de calidad. Ahora se presenta una nueva generación de herramienta dieléctrica (ADT) que supera estas limitaciones y trae información adicional para una evaluación Petrofísica precisa.
Uno de los avances revolucionarios ofrecidos por esta herramienta es la medición contínua de la dispersión dieléctrica (variación de las propiedades dieléctricas de la formación como función de la frecuencia) a una resolución vertical de 1 pulgada. La herramienta utiliza un arreglo de antena multi-espacios que opera a frecuencias múltiples en el rango de MHz a GHz.
Los Carbonatos y yacimientos de aceite pesado están siendo cada día más y más importantes. En estos dos ambientes, esta nueva herramienta provee respuestas únicas para caracterizar mejor estos yacimientos.
Las respuestas finales que se obtienen son los siguientes:
Análisis de poro-fluido del registro multi-espacios de alta frecuencia.
Saturación remanente de hidrocarburo y salinidad del agua en la zona invadida.
Perfil de invasión: perfil de saturación de hidrocarburo en yacimiento de aceite pesado. Carbonatos: información de textura (factor de cementación “m” de Archie).
Cuando se buscan implementar métodos de recuperación mejorada, es importante un cálculo preciso de Sor, de tal manera que estemos seguros de cuanto Aceite remanente tenemos en la formación. Hasta hace poco tiempo para medir la Saturación de Aceite Remanente, se utilizaban métodos tradicionales basados en la resistividad somera y con los registros de Porosidad convencionales. El problema principal en estos casos y especialmente en Carbonatos Fracturados es que no se considera el efecto textural de la roca y que conocemos que este efecto es importante y en consecuencia el margen de error al calcular Sor conlleva un grado de incertidumbre muy grande.
Como se aprecia, la herramienta Dieléctrica Scanner Multifrecuencias, ADT, es una herramienta de nueva generación que está siendo utilizada en la evaluación de yacimientos complejos como ser carbonatos fracturados enfocada en la cuantificación de la Saturación de Aceite Remanente (Sor), esta cuantificación, es independiente de la Resistividad Somera, de la Textura de la Roca y de la salinidad del agua ya que se obtiene directamente de la diferencia entre la Porosidad Total y la Porosidad Llena de Agua que lee esta herramienta.
Este es un método sencillo, directo y confiable.

NUEVOS FLUJOS DE TRABAJO PARA LAS APLICACIONES AVANZADAS DE IMÁGENES DE QUANTAGEO EN TECHLOG

Sinome di Santo

Schlumberger

La plataforma de software Techlog* provee capacidades únicas para integrar toda la información de las diferentes disciplinas y resolver complejos retos en la perforación y explotación de yacimientos de petróleo.
Con el software Techlog puede combinarse toda la información disponible, incluyendo núcleos, registros eléctricos, imágenes, fotos, muestras de pozo. Disciplinas múltiples se combinan para visualizar, analizar, interpretar y editar todo los datos de pozo en una única, fácil de utilizar, plataforma de software.
El software Techlog provee una sólida plataforma para todos los usuarios de los datos de pozo y es complementada con módulos avanzados para satisfacer las necesidades de los usuarios especializados con datos completos y un flujo de trabajo integrado. La plataforma Techlog es escalonada, suministrando un soporte efectivo multi-pozo y multi-usuario para organizaciones tanto grandes como pequeñas.
Techlog permite una rápida y segura caracterización de los reservorios para cumplir con las demandas de las operaciones.
Características

- Ejecuta interpretación de datos de pozo básica y avanzada
- Comparte flujos de trabajo y procedimientos mejorados
- Diseña flujos de trabajo según necesidades del usuario
- Ejecuta procesos en tiempo real para mayor eficiencia en las operaciones

RODLESSPCP: DESIGN, BENEFITS & APPLICATIONS IN OIL WELLS

Andrei Seliukou, Marco Iguaran, Leonardo Suarez

Artifitial Lift Systems Schlumberger

Progressing Cavity Pump (PCP), due to its unique characteristics compare to other artificial lift systems, became one of the fastest developing technologies on the market. One of the most important parameter of PCP system is its high overall efficiency (55-75%).
Compare to other artificial lift technologies like ESP and SRP, PSP's main advantages are:

- Produce of high viscosity fluid, with large content of sand
- Tolerate high percentage of free gas
- Does not have vulnerable downhole component (valves ..) to be plugged, gas locked, wear
- Low capital cost

With all these advantages, PCP system has rod string, which could be a cause of rod and tubing wear in directional, and horizontal wells, limit options for paraffin control, pressure and torque loss in high viscosity fluid.
Rodless PCP has best of the both worlds: PCP and ESP. It uses the same downhole completion as ESP, but has robustness of PC pump for harsh environment. Downhole Permanent Magnet Motor (PMM) provides constant torque in wide, most comfortable for PCP, speed range (100-500RPM). The system can include regular ESP downhole telemetry that tracks pressure and temperature and prevents the most frequent PCP failure – well pump off. Taking in consideration these unique characteristics, Rodless PCP, in correct application, could provide most economical and in some cases, the only artificial lift solution.
This work document the Design, Benefits and Applications basis for RodlessPCP (PCP with PMM).

ESTIMLULACIONES Y CONTROL DE AGUA Y GAS EN CARBONATOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Art Milne

Schlumberger

FoamSEAL

In the Mexican Marine Region, gas breakthrough is common in naturally fractured carbonate oil reservoirs. Increasing gas production chokes the production of crude and, eventually the wells become uneconomic and are shut-in despite the remaining reserves. The Akal Field is a typical example: a large fractured carbonate reservoir where permeability varies from 0.3 D to 5 D in a 300 to 1000 m thick reservoir. The gas-oil contact moves as fast as the natural gas and injection gas move through the natural fracture network and invades the oil zone. The result is declining production, depletion of the reservoir pressure and oil remaining in the matrix.

Efforts to selectively shut-off the gas have been unsuccessful due to the low reservoir pressure and high permeability contrast. The increased hydrostatic pressure, due to pumping water based fluids, results in the treating fluid moving down through the natural fractures away from the gas cap. This led to abandon the gas invaded intervals and recomplete at a lower depth in the reservoir while leaving behind recoverable reserves.

Shutting-off selectively gas entries in naturally fractured reservoirs created a delayed crosslinked stable foamed fluid. The fluid with a high quality foam and low density rides over the crude oil and into the natural fractures/fissures communicating with the gas cap.

The foam capillary pressure compared to gas enhances gas displacement and drives the foam upwards the gas cap due to the main physical phenomena involved follow the bound and capillary numbers. Once set, the fluid creates an impermeable seal with high extrusion resistance.

The stable foamed fluid has been successfully used to selectively shut-off unwanted gas production in wells that had been shut-in for several years due to excessively high GOR. After treatment, oil production is restored to the level prior to gas breakthrough. The average production exceeds 3000 BOPD.

The success of the initial campaign demonstrated that is possible to put back on production shut-in wells and recover, otherwise, lost reserves. This has a very significant positive impact on the field operational economics. The current plan is to extend the use of this technique to other fields.

Stimulation fluids to increase recoverable reserves not just production.

A great variety of stimulation treatments have been used for nearly 100 years to increase production in oil and gas wells. During that time the objective has changed from simply increasing production from a single well to increasing reserve recovery from a field. This has resulted in the emphasis being on efficient reservoir stimulation treatments, in increasing mature oilfields.

The objective of conventional stimulation treatments is to increase the flow capacity of the reservoir. However, in mature fields increased flow/production is often associated with increased water production. This in some cases may increase lifting costs, or make the production uneconomical and decrease recoverable reserves. Equally conventional treatments do not change the irreducible oil saturation in the matrix, which is required to increase reserve recovery in carbonate reservoirs. While, to increase oil production/reserve recovery in heavy oil reservoirs requires that the effective permeability to oil in the reservoir is increased.

To overcome the limitations of conventional stimulation treatments and treating fluids a new generation of fluids are being developed which are designed to function both in terms of IOR and EOR. Some examples are: Heavy crude viscosity reducers, which reduce the apparent viscosity of the crude by two or three orders of magnitude and which can be combined with conventional stimulation treatments. In fractured carbonate reservoirs, spontaneous imbibition using nano surfactants that can increase oil recovery from the matrix by 40%. Surfactant based relative permeability modifiers that water wet the formation, reduce the irreducible oil saturation in the matrix and increase the effective permeability to oil. Stimulation fluids designed to selective stimulate the effective permeability to oil.

Many of these fluids have already been deployed in the field with good results, while there are many more initiatives under way to develop more fluids aimed at increasing the recoverable reserves in a reservoir. The recent advances, in particular in the field of surfactant chemistry have opened up many new existing possibilities.

Waterless Cement Slurry Controls Water Production in Southern Mexico Naturally Fractured Oil Wells.

Water control is one of the greatest challenges in Southern Mexico wells, where the reservoirs are generally fractured carbonates. Many of the wells have early water breakthrough as a result of one or more of the following: water coning, near-wellbore flow, high-conductivity channels, highconductivity layer breakthrough, segregated layering, and inadequate completions.

In cases where it is possible to shut off the producing interval and recomplete the well in a new interval, reticulated polymer gels and/or cement slurries can control water production. However, when the water is produced in a different interval than the oil, the success rate of reducing the water cut is less than 30%.

In these cases, waterless cement slurry squeezes have proven to be an effective solution to unwanted water production. This method has been used to successfully reduce water cut in several fields in South Mexico with a nearly 100% success rate.

A well which was carefully evaluated as a candidate and then treated with a waterless cement slurry resulted in a reduction in water cut from 71% to 5%, while oil production increased from 290 barrels of oil per day (BOPD) to 1054 BOPD. In addition, the deferred production was greatly reduced using this technique—less than four days compared with several weeks using alternative techniques.

Water cement squeezes are a cost-effective way to reduce water production in the producing intervals of naturally fractured reservoirs. This technique has increased oil production while resulting in significant cost savings in terms of both treatment costs and deferred production.

RENDIMIENTO ÓPTIMO DE SEPARACIÓN LÍQUIDO – SÓLIDOS EN EQUIPOS DE PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO

Edgar George de Armas, Alicia Cremé-Espinosa, Ana M. Rodríguez-Pérez Yisell Rodríguez-Marrero, Guadalupe Rodríguez

Centro de Investigación del Petróleo. Churruca # 481 Cerro, Habana

Dentro del conjunto de actividades relacionadas con los fluidos de perforación durante la construcción de pozos de petróleo, la separación de los sólidos perforados constituye una de las principales acciones que se dirigen al alcance de una perforación efectiva y eficiente. La eficiencia del proceso de separación de sólidos, en su conjunto, depende de factores como caudal, velocidad de perforación, volumen de fluido inicial entre otros factores. En el presente documento se expone como se derivó una ecuación matemática que determina la cantidad de sólidos que se requiere separar en tales dispositivos, de modo que implique la mínima adición de fluido para mantener volumen y para diluir, de forma que se mantenga en circulación la cantidad de sólidos deseada. La ecuación se obtuvo con la aplicación del método de balance volumétrico de materiales en condiciones dinámicas y de técnicas gráficas analíticas para la determinación de la influencia de los parámetros independientes. Se muestran ejemplos de cálculos que sustentan el resultado que se alcanza. Los datos obtenidos poseen una correlación lineal y no poseen falta de ajuste.

EVALUAR LA CAPACIDAD DE LIMPIEZA DEL LODO EN LA FASE 12¼¨, APLICANDO EL MËTODO DE RELACIÓN DE TRANSPORTE

Alicia de l as M. Cremé Espinosa, E dgar Ge orge, Guadal upe Rodríguez, Yi sell Rodríguez, Miriam Legón

Centro de Investigación del petróleo Churruca # 481 Cerro, Habana

Una insuficiente limpieza del agujero es un factor determinante en la ocurrencia de eventos indeseables durante la perforación de pozos de petróleo, entre los que se encuentran: pegaduras de herramientas, altos torques y arrastres. Existen dos métodos analíticos para la predicción y evaluación de la eficiencia de limpieza del agujero en los pozos verticales e inclinados: concentración volumétrica de los recortes en el espacio anular y relación de transporte y un criterio empírico donde: la viscosidad a baja tasa de corte debe ser igual al diámetro de la fase. El presente trabajo tuvo como objetivo evaluar la capacidad de limpieza del lodo en la fase12 ¼¨ en un pozo del yacimiento Seboruco, a partir de la medición de las propiedades reológicas a diferentes velocidades de cizallamiento, densidad y parámetros operacionales ángulo de inclinación, velocidad de perforación y caudal de bombeo. Los métodos empleados corresponden a las especificaciones ISO 10414-1 y la IADC/SPE. La aplicación del método de cálculo de la relación de transporte, permitió la determinación de la eficiencia en el transporte de cortes y la evaluación de productos acarreadores y viscosificadores para el incremento del punto de cedencia a baja tasa, garantizando la limpieza del agujero, así como su comparación con el criterio empírico.

ACTUALIZACIÓN DEL ESTADO DEL ARTE SOBRE FLUIDOS DE PERFORACIÓN, PRODUCTOS Y TÉCNICAS DE LABORATORIO PARA LA PERFORACIÓN COSTA AFUERA

Guadalupe Rodríguez Domínguez, Miriam legón Morgado, Edgar George de Armas, Alicia Cremé Espinosa, Ana María Rodríguez, Yisell Rodríguez Marrero, Yosorys García Molina, Yanelys García García, Eduardo Márquez

Ceinpet, Churruca No 481 entre Washington e Infanta, Cuba lupe@ceinpet.cupet.cu,Cuba

La perforación de pozos costa afuera, en aguas someras o profundas plantea grandes retos para llegar a la perforación exitosa del pozo. Se requiere el conocimiento de las complejidades durante la perforación, experiencias, tecnologías empleadas, sistemas de fluidos y productos que permitan la perforación de forma segura y exitosa con el cumplimiento de las regulaciones medioambientales. Esta perforación requiere de tecnologías especiales que están vinculadas en gran medida al tipo de fluido y su manejo para el control de pozos profundos por lo que se requiere de personal técnico y laboratorios de apoyo especializados que permitan simular las condiciones de la perforación costa afuera. Se revisa la información internacional, y de los pozos costa afuera perforados en Cuba, principales complejidades, experiencias obtenidas y nuevas tecnologías para el manejo de las mismas en las cuales el fluido de perforación forma parte de su empleo. Se concluye que las complejidades fundamentales en los cinco pozos perforados costa afuera en Cuba en el 2004 y la campaña 2012-2013 estuvieron asociadas a las pérdidas de circulación severas y catastróficas. La información obtenida sobre los fluidos de perforación empleados nos indica que puede ser necesario el empleo de fluidos de muy baja densidad unido a tecnologías novedosas desarrolladas para esta complejidad en la búsqueda de soluciones para lograr el éxito de la perforación en estas zonas complejas. Se recomienda la preparación del personal, montaje de técnicas y equipos en el Laboratorio de Lodos del Centro de Investigaciones del Petróleo, para las posibles soluciones para la perforación costa afuera en Cuba.

OBTENCIÓN Y EVALUACIÓN DE UN PRODUCTO MEJORADOR DE SUELOS CONTAMINADOS POR HIDROCARBUROS

Roberto Romero Si lva, Danai Hernández He rnández, Jessell Acosta S ánchez, Lester Rivas Trasancos, Regla M aría Garc ía Laurreiro, Carlos C Cañete, Ditter Fer nández Rangel

Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), Churruca No.481, e/ Washington y Vía Blanca, Cerro, La Habana, Cuba, robertors@ceinpet.cupet.cu

Los residuos con componente de biomasa vegetal, tales como paja de arroz y el bagazo, constituyen acondicionantes de procesos biológicos por sus aportes nutritivos y estabilizadores, que garantizan la biodisponibilidad microbiana. La adición de fuentes de Nitrógeno (N) inorgánico, generalmente tiene un efecto positivo incrementando las poblaciones microbianas y las tasas de biodegradación de hidrocarburos en suelos contaminados. El lodo residual de las plantas de tratamiento de aguas residuales domésticas constituye una fuente importante de nutrientes, del cual se han obtenido resultados promisorios en la biodegradabilidad de todas las clases de hidrocarburos. Evaluar la aplicación de un producto a base de materiales de biomasa vegetal y fertilizante orgánico e inorgánico como mejorador de suelos contaminados con hidrocarburos, constituyó la investigación desarrollada, mediante la aplicación de un proceso de biorremediación a escala de banco y su comparación con el Biorize, producto venezolano de igual función mejoradora. Los experimentos se realizaron en composteros por triplicado. Se estableció una base de cálculo de 5kg para una relación 3:2 (3 kg de suelo contaminado con hidrocarburo: 2 kg de suelo capa vegetal) para ambos experimentos ejecutados. Se realizó un diseño estadístico experimental de factor categórico individual. Los resultados alcanzados por el tratamiento fueron satisfactorios, basados en la significación estadística obtenida y las tasas de biodegradación alcanzadas, superiores al 50% de grasas y aceites e hidrocarburos totales del petróleo en ambos experimentos, lográndose plantear que la formulación evaluada cumple con su función mejoradora de suelos contaminados por hidrocarburos en similares condiciones proporcionada por el Biorize.

EVALUACIÓN DE RESIDUALES PETROLIZADOS PARA DIFERENTES USOS Y SU APROVECHAMIENTO ECONÓMICO

Carlos César Cañete Pérez [(1)], ***Eduardo Fuente Quevedo*** [(1)], ***Erik Rodríguez Cortiñas*** [(1)], ***Ramón Arévalo Ocaña*** [(1)], ***Roberto Ayllon de la Torre*** [(1)], ***Armando Díaz Cortés*** [(2)], ***Víctor Carrillo Carrillo*** [(2)], ***Ditter Fernández Rangel*** [(1)] ***y Gustavo Chales Suárez*** [(1)]

(1)Centro de Investigación del Petróleo, Churruca 481, Cerro, CP 12 000, La Habana, Cuba. carlosc@ceinpet.cupet.cu (2) Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA-INTEVEP), Apartado postal 76343 Caracas 1070-A, Venezuela.

Este trabajo reviste suma importancia por la inexistencia de investigaciones detalladas sobre el aprovechamiento económico de los residuales, debido al insuficiente estudio. Reporta beneficios económicos-ambientales, dejándose de gastar recursos en su gestión-tratamiento-disposición. Con el objetivo de evaluar su aprovechamiento económico, se realizaron investigaciones en una planta de gas, refinería, empresa de perforación y extracción y una empresa comercializadora de combustible, las que consistieron en revisar antecedentes, muestreo y evaluación de resultados, ofreciéndose, el estado físico, volúmenes, características físico-químicas, evaluación matricial, descripción de procesos, estrategias de manejo y las propuestas de uso, resultando su evaluación económica muy atractiva. Ofrece alternativas operacionales y tecnológicas a ser implantadas por CUPET.

Los resultados son: la identificación y caracterización de residuales permitió definir estrategias de manejo y opciones tecnológicas que pueden ser empleadas para su aprovechamiento económico y gestión futura.

Su aprovechamiento puede realizarse a corto plazo, ya que los residuales analizados, no presentan una significativa complejidad técnica, operacional y financiera para su gestión ambientalmente segura, lo cual puede realizarse a través de esfuerzo propio, por CUPET contar con el conocimiento y parte del parque industrial para acometer tal actividad.

La oferta tecnológica de las opciones de manejo identificadas y el contexto regional donde se desarrollan las actividades petroleras cubanas, permitirá dar solución a la eliminación de los residuales, siempre y cuando se cuente con el compromiso y apoyo de la alta gerencia en respaldar este tipo de iniciativa.

Los indicadores económico-financieros de las variantes analizadas resultan muy atractivos, lo que demuestra que el costo de inversión es muy poco sensible.

CARACTERIZACIÓN E IDENTIFICACIÓN DE LA CONTAMINACIÓN PRODUCIDA POR UN DERRAME DE PETRÓLEO

Ana C. Núñez Clemente, Octavio del Sol Ortega, Miriam O. Cora Medina, Miguel A. Díaz Díaz, Elsa Sánchez Sotolongo, María D. Ruíz, Yumirka Comesa ña García, y Maikel Padrón

Centro de Investigación del Petróleo (CEINPET), Churruca No. 481, La Habana, CUBA. Email: anan@ceinpet.cupet.cu.

En el presente trabajo se muestran los resultados obtenidos en la caracterización de muestras provenientes de un vertimiento de hidrocarburos del petróleo en una zona costera, así como la caracterización y comparación con muestras provenientes de la fuente sospechada de contaminación, con el objetivo de determinar la fuente de origen del producto derramado.
Las muestras fueron procesadas en el laboratorio, sometiéndolas a tratamiento químico para eliminar materias extrañas no oleosas, según norma establecida.
En la caracterización de las muestras ambientales provenientes del producto derramado y de la fuente sospechada de contaminación se emplearon diferentes técnicas analíticas, entre las que se encuentran la espectroscopia ultravioleta (UV), cromatografía gaseosa con detector de ionización a la llama (CG-FID), y el análisis de azufre. La combinación de estas técnicas de análisis permitió determinar que el origen de la contaminación apunta a que la mayoría de las muestras ambientales analizadas provienen fundamentalmente de una misma fuente de contaminación y de un reciente vertimiento.
Con el uso de la técnica de cromatografía de gases acoplada a la espectrometría de masas (CG-MS) fueron analizadas un número seleccionado de muestras con el fin de garantizar una adecuada identificación del producto derramado, que trabajando en la modalidad de registro selectivo de iones permitió la caracterización de los marcadores geoquímicos, los cuales son característicos de cada petróleo y la escasa incidencia de los procesos de evaporación, oxidación y biodegradación de esta familia de hidrocarburos lo hacen especialmente adecuado para este tipo de estudio.

CARACTERIZACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL, ASOCIADO AL GAS NO CONVENCIONAL EN LA REGIÓN PETROLERA DE LA CUENCA CENTRAL CUBANA

Carmen J. Fernández de La Cruz, Orelvis Delgado López, Ramón Cruz Toledo , Miguel Díaz Díaz

Centro de Investigación del Petróleo (CEINPET). Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. La Habana. E-mail: carmenf@ceinpet.cupet.cu

La industria petrolera a nivel mundial y en Cuba, tiene una vasta experiencia en el cuidado al medioambiente durante la exploración, explotación y manipulación del gas natural, utilizando las técnicas tradicionales. Sin embargo con la llegada al mundo petrolero del gas No Convencional surgen afectaciones medioambientales derivados de las técnicas de fracturación hidráulica, comúnmente conocida como *hydrofracking*o *fracking,* que se utilizan para hacer rentable su extracción. Este trabajo tiene el propósito de contribuir con la información medioambiental a la selección de zonas favorables para la aplicación de este método, además de prevenir su afectación directa sobre los componentes naturales y así evitar afectaciones mayores tanto en el presente como futuro, existiendo aún muchas incógnitas relacionadas con las posibles tecnologías a emplear, por considerarse incipiente en Cuba su aplicación.

El principio fundamental de esta investigación es caracterizar la Región de Cuenca Central desde el punto de vista del Impacto Ambiental en la zona por la actividad petrolera, a partir de datos de monitoreo ambiental, caracterización física–geográfica y análisis del método de fracturación hidráulica. Como resultado, fue posible valorar los impactos y riesgos asociados, relacionados con la contaminación atmosférica, aguas superficiales y subterráneas, así como factores ambientales presentes y presumiblemente afectados (aire, suelo, roca, agua). Se plantean medidas preventivas y de mitigación para proteger el medio ambiente.

EVALUACIÓN DE LA CONTAMINACIÓN POR EMISIONES DE FLARES

***Lester Rivas Trískanos*, Miguel A. Díaz Díaz**

Centro de Investigación del Petróleo Churruca 481 e/ Washington y Vía Blanca, Cerro, La Habana 12000. Cuba

Las emisiones atmosféricas producto de la quema del gas acompañante en instalaciones no adecuadas durante la extracción de petróleo por la no utilización de este gas, así como las emanaciones directas en dicho proceso es un problema muy serio. La contaminación originada por la ineficiencia de la combustión de los *flares*, constituye un problema a resolver por el daño a la salud que ocasiona. El trabajo consistió en estimar dicha eficiencia, obtener el pronóstico de niveles de los contaminantes H_2S y SO_2 en sus áreas circundantes, comprobar la validez de pronósticos obtenidos con mediciones reales de concentración en aire ambiente y recomendar medidas para mejorar la eficiencia de combustión. *Se* geo-referenciaron los *flares y puntos* muestreados, se recopilaron datos básicos de los *flares* y se *m*odeló la dispersión de los contaminantes. Fue comprobado que los *flares* alcanzan eficiencias menores del 40%, lo cual denota una combustión deficiente, que origina niveles elevados de contaminación en la región estudiada. Se obtuvo el pronóstico de niveles de H_2S y SO_2 mediante la aplicación de tres modelos reconocidos de dispersión de contaminantes y la validez de los pronósticos obtenidos con mediciones reales de concentración.
La comparación del pronóstico contra las mediciones reales demostró: en los puntos 1 y 2 con calmas y con vientos del Este, se corresponden con la concentración máxima esperada de H_2S según pronósticos obtenidos por el modelo, si se tiene en cuenta que estos puntos reciben además las emisiones fugitivas de piscinas de residuales cercanas y de descomposición de materia orgánica del pastoreo en la zona.
Con calmas y con vientos del ESE en punto 3, se corresponden con la concentración máxima reportada de H_2S.
Con calmas y con componente E en punto 5, se corresponde con la concentración máxima. En el punto 4 los niveles de concentración obtenidos no estuvieron asociados a las emisiones de los *flares* referidos y se vinculan con la descomposición de la materia orgánica.

EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE UNA TORRE DE PURIFICACIÓN DE GASES PARA MINIMIZAR LA CONTAMINACIÓN POR IMPREGNACIÓN POR ASFALTO

Juan Colás Aroche*, *Eduardo Fuentes Quevedo, Raisa Teuteló Núñez

Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET) Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington. Cuba. Fax: (537) 666021, e - mail: colas@ceinpet.cupet.cu

En la UEB Tejas Infinitas, perteneciente a la provincia de Camagüey, se realizaron las investigaciones que mejoraron el desempeño ambiental de la industria, la cual se encontraba parada por quejas de la población aledaña a la misma. Se tomaron mediciones en la chimenea de la charca de impregnación por asfalto, obteniéndose, como datos técnicos: el vapor de agua, peso molecular en base húmeda, y seca, presiones estática y absoluta, velocidad, temperatura, densidad y flujo de la corriente del gas. Con estos datos fue diseñada una torre de purificación de gases, cuyo proyecto y montaje fueron realizados por la Empresa de Proyecto y la EMCOR de la provincia de Camagüey.

Montada la torre se caracterizaron los gases tanto a la entrada como a la salida para conocer la eficiencia de la misma, para ello se utilizaron dos tecnologías de punta para obtener los resultados in situ con el empleo de un analizador de gases de combustión MSI para determinar las concentraciones de los gases dióxidos de azufre y nitrógeno, monóxido de carbono, hidrocarburos totales y por el método volumétrico el contaminante sulfuro de hidrógeno. Los datos meteorológicos se determinaron en situ, con una estación portátil, SKYWATCH GEOS 11. Se calculó la dispersión del contaminante sulfuro de hidrógeno, utilizando la corrida del programa SCREEN 3 y se determinó que con la instalación de la torre se mitiga el impacto al asentamiento de San Rafael.

BIORREMEDIACIÓN DE SUELOS IMPACTADOS CON ACEITES LUBRICANTES

María Teresa Valdés [1], Roberto Romero Silva [2], Susana Rodríguez [3], Danai Hernández Hernández [2], Regla María García Laurreiro [2]

(1)Planta Productora de Aceites Lubricantes (CUBALUB-Habana). (2)Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), Churruca No.481, e/ Washington y Vía Blanca, Cerro, La Habana, Cuba. robertors@ceinpet.cupet.cu. (3)Instituto Superior Politécnico "José Antonio Echeverría"

La problemática y situación actual de los suelos impactados por derrames accidentales de aceites lubricantes, provocado por las averías y dificultades con el mantenimiento de los accesorios y bombas, gana en importancia si se tiene en cuenta que no se dispone de un método de saneamiento adecuado para su aplicación a corto o mediano plazo. La investigación consistió en evaluar el proceso de biorremediación mediante la técnica de bioestimulación de microorganismos autóctonos del medio a suelos impactados con aceites lubricantes en la planta productora de CUBALUB Habana, según normas vigentes al efecto. El ensayo se realizó en composteros por triplicado para dos cargas contaminantes evaluadas correspondiente a dos baterías de tanques. Las caracterizaciones iníciales indicaron la relación 3:1 (3,75 kg de suelo limpio capa vegetal: 1,25kg de suelo contaminado) y la relación 3:2 (3 kg de suelo limpio: 2 kg de suelo contaminado) para los experimentos ejecutados respectivamente. Se aplicó el diseño estadístico experimental de factor categórico individual, para dos variables dependientes grasas y aceites (G y A) e hidrocarburos totales del petróleo (HCTP) y un factor tiempo (t). A los 90 días de iniciado el proceso se reportan tasas de biodegradación promedio que ascienden al 54 % de G y A y del 56 % de HCTP, para ambos ensayos, lo que demuestra la efectividad y factibilidad de aplicación a mayor escala de la técnica de landfarming para un residual solido petrolizado base aceite.

RESULTADOS DE LA IMPLANTACION EFICIENTE DE UN SISTEMA DE GESTIÓN AMBIENTAL EN LA EMPRESA DE PERFORACION Y EXTRACCIÓN DE PETROLEO CENTRO

***Juana Xiomara Guedes Sanabria*, Dailyn Castellanos Pedroso**

Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo Centro Dirección postal, Fca La Cachurra Guásimas Matanzas País; Cuba, Correo electrónico: xguedes@epepc.cupet.cu

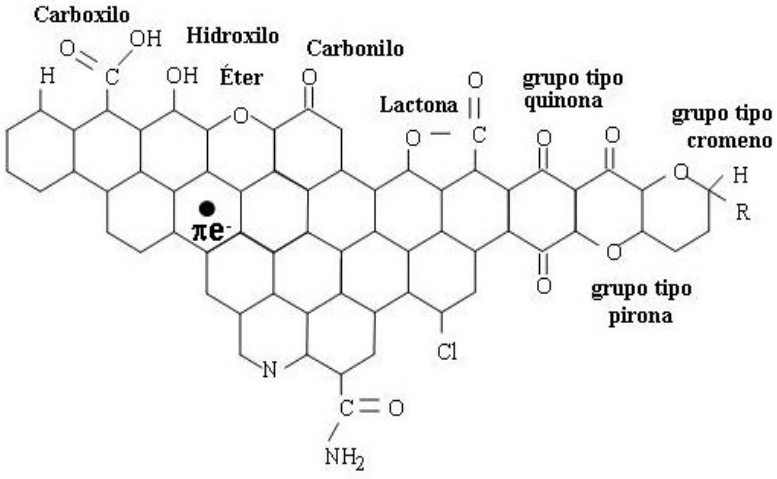
La explotación del gas y petróleo cubanos constituye una actividad de importancia estratégica. Los altos precios del petróleo a nivel internacional, las difíciles condiciones en las cuales ha tenido que desenvolverse la economía cubana, la necesaria independencia energética y búsqueda de nuevos fondos exportables ratifican la validez en impulsar el desarrollo de una rama, que además, plantea numerosos retos ambientales a partir de las propias características del crudo cubano, de alta viscosidad y contenido de azufre, la cercanía de los yacimientos actuales a importantes asentamientos y su relación espacial con otros programas de desarrollo económico como el turismo, que argumentan la pertinencia de que sea una actividad rigurosamente observada y regulada.
La Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo Centro está situada en las cercanías de un Polo Turístico del país. Unido al aumento de las extracciones de petróleo y gas es necesario minimizar los impactos que pueden provocar el desarrollo de la industria petrolera. La misma ha dado pasos en ese sentido que permiten valorar como muy activa la gestión ambiental, lo cual ha redundado en un mejor desempeño. El Sistema de Gestión Ambiental implementado en la empresa se basa en la mejora continua demostrado en los resultados de los diferentes monitoreos realizados durante años, en agua, aire y el ecosistema y la introducción en sus procesos de tecnologías de Producción Más Limpia.
Muestra de su gestión lo es también resultados en la obtención del Reconocimiento Ambiental Nacional (RAN), desde el año 2004, con 7 de sus 8 Centros Colectores con este galardón y la ratificación cada 3 años en cada uno de ellos. También la Empresa es la única de este tipo del Ministerio de Energía y Minas y de CUBAPETROLEO que ostenta el RAN y que en el año 2009 obtuvo el Premio Nacional de Medio Ambiente en el Taller de Extracción.

OBTENCIÓN DE CARBONES ACTIVADOS A PARTIR DE COQUES DE PETRÓLEO, UNA ALTERNATIVA ECONÓMICA

Antonio Toledo Reyes *(1), R. López Cordero (1), M. Fonseca (1), M. Autie (2), L. Simeón (1), Estela Hernández (1), L.G. Quiala (1), J. Severa (1)*

(1)UCTB "Catálisis", Centro de Investigación del Petróleo. Churruca 481, e/ Vía Blanca y Washington, Cerro, La Habana, Cuba. (2) IMRE. Universidad de la Habana.

En los últimos años la producción de coque de petróleo se ha incrementado hasta niveles que superan sus capacidades de venta, constituyendo un serio problema para muchas refinerías, por lo que resulta de interés encontrarle usos racionales a estos residuos. Teniendo en cuenta que el coque representa una de las fuentes más económicas de carbono, resulta atractivo emplearlo en la obtención de carbones activados, que por sus propiedades adsortivas desempeñan un papel relevante en la industria.
El objetivo del trabajo consistió en obtener, mediante activación química con KOH, carbones activados utilizando como precursores coques provenientes de crudo Varadero, cuyos valores de área superficial y volumen de poros son muy bajos, en el orden de 0.13 m^2/g y 0.0003 cm^3/g respectivamente. Las condiciones experimentales de la activación fueron: temperatura de 700 °C, tiempo de activación de 2h y relación KOH/C (1/1), (2/1), (3/1) y (4/1), tanto a los carbones activados obtenidos como sus precursores se les determinaron sus áreas superficiales y volumen de poros mediante estudios de adsorción con CO_2 y N_2 a 298K y 77K respectivamente. En el caso del precursor también se estudió su reactividad a reacciones de pirólisis mediante el uso combinado de técnicas termogravimétricas y de espectrometría de masa.
Los resultados evidenciaron una mayor efectividad en la activación química para los carbones obtenidos a partir del coque Varadero para la relación de concentración 3/1, los cuales desarrollaron un área superficial de 809 m^2/g y un volumen de poros en el orden de 0.74 cm^3/g, estos resultados son producto en gran medida al alto contenido de azufre (16%), que juega un importante papel en el desarrollo de la microporosidad y del área superficial producto al rompimiento del enlace C-S y por ende la salida del azufre del material activado por el ataque químico del compuesto alcalino.



Grupos funcionales en la superficie de carbón activado

IMPACTO DE LA ACTIVIDAD PETROLERA SOBRE ZONA COSTERA. CASO ESTUDIO: UEB FELTON

***Ana C. Núñez Clemente*[(1)], *Octavio del Sol* Ortega [(1)], *Elsa Sánchez Sotolongo*[(1)], *Sandra Miller*[(1)], *Ra isa Teuteló* [(1)], *Zul eika Marquett i*[(1)], *Miriam O. Co ra Me dina* [(1)], *No ra La Maza*[(1)], *Miguel A. Díaz Díaz*[(1)], *Margarita Ramírez*[(2)], *y Cristina Lafita*[(1)]**

(1)Centro de Investigación del Petróleo (CEINPET), Churruca No. 481, La Habana, CUBA. E-mail: anan@ceinpet.cupet.cu (2) Unión Cuba Petróleo (CUPET)

Como parte del Sistema de Gestión Empresarial, la Unión Cuba Petróleo (CUPET) cuenta con un Sistema Nacional de Monitoreo que permite monitorear la posible contaminación por petróleo, de forma tal que posibilite mantener un control sistemático para detectar, enfrentar y reclamar ante cualquier afectación del medio ambiente.

En el presente trabajo se presentan los resultados de hidrocarburos en matrices ambientales (agua de mar y sedimentos marinos) provenientes del área de influencia de la UEB Felton (Cayo Felton) y tiene como objetivo determinar el posible impacto de la actividad petrolera sobre la zona costera circundante.

El muestreo fue realizado en el año 2013 y tanto la selección de muestras como su procesamiento y análisis se realizaron de acuerdo a procedimientos establecidos internacionalmente. Para el análisis de las aguas se emplearon las técnicas de espectroscopia infrarrojo no dispersivo y UV fluorescencia. En el análisis cuantitativo y cualitativo de los hidrocarburos en los sedimentos se utilizó el método gravimétrico y la técnica de cromatografía de gases, respectivamente.

Los resultados obtenidos de hidrocarburos totales e hidrocarburos del petróleo disueltos y dispersos (HPDD) en agua de mar son típicos de zonas consideradas limpias. Los sedimentos marinos mostraron concentraciones de hidrocarburos superiores a la norma tomada como referencia (70 mg/kg). Sin embargo, a partir de una inversión ejecutada de cambio de ductos, se denota una disminución de la contaminación en los sedimentos, lo cual apunta a una recuperación del medio marino afectado a partir de la eliminación de la principal fuente contaminante.

Cualitativamente algunos perfiles cromatográficos muestran la presencia de hidrocarburos de origen fundamentalmente del petróleo y otros evidencian la ausencia de este contaminante.

MODIFICACIÓN ESTRUCTURAL DE BENTONITA PARA MEJORAR SUS PROPIEDADES SUPERFICILAES Y POSIBLE APLICACIÓN COMO ADSORBENTE

Maydeibys León Barrios, Lester Rivas Trasancos, Miguel A. Díaz Díaz

Centro de Investigación del Petróleo Churruca 481 e/ Washington y Vía Blanca, Cerro, La Habana 12000. Cuba

La contaminación de los sistemas acuíferos y suelos ecológicamente sensibles con petróleo es un problema ambiental muy importante. El objetivo de este estudio ha sido la modificación estructural de la bentonita de un yacimiento cubano para obtener un material con propiedades absorbentes y su posible aplicación ante un derrame de hidrocarburos en suelos. Se determinó la capacidad de intercambio iónico mediante ensayos con solución de níquel utilizando la técnica de Absorción Atómica y posteriormente se realizó el mismo procedimiento de intercambio con dos compuestos orgánicos (yoduro de tetrabutilamonio y hexametilentetraamina). Los materiales obtenidos fueron caracterizados por Espectroscopia Infrarroja y determinadas sus propiedades superficiales a la temperatura del nitrógeno líquido utilizando la ecuación de Brunauer, Emmett y Teller (BET). Se realizaron pruebas a escala de banco para determinar su capacidad de absorción, según método ASTM para absorbentes tipo II. Los materiales obtenidos fueron ensayados sobre suelo contaminado con crudo ligero y pesado en 3 dosis diferentes de cada absorbente. Los mejores resultados se han obtenido con el material absorbente en base a bentonita modificada con polioxicationes orgánicos y su capacidad de absorción promedio se considera aceptable comparado con algunos de los productos comerciales de similar estructura.

EVALUACIÓN DEL PERMANGANATO DE POTASIO COMO OXIDANTE EN RESIDUALES LÍQUIDOS PETROLIZADOS

Ditter Fernández Rangel, ***Lester Ri vas Trasan cos, Carlos C. Cañete Pérez, Roberto Romero Silva, Raiza Teuteló Núñez, Sandra Miller Palmer, Nora La Maza Pineda***

Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), Churruca No.481, e/ Washington y Vía Blanca, Cerro, La Habana, Cuba, ditter@ceinpet.cupet.cu

Los residuales líquidos de la industria petrolera son importantes contaminantes del Medio Ambiente. Los sistemas de tratamientos son la última, pero necesaria opción para disminuir el impacto ambiental que puedan producir las aguas contaminadas de una industria. En una empresa comercializadora de combustible existe una moderna planta de tratamiento de residuales. Uno de los procesos de purificación aplicados a los residuales líquidos es la oxidación química con Permanganato de Potasio. Para realizar una evaluación de la planta, primeramente se acudió al laboratorio. En el presente trabajo se comprobó la eficiencia del dicho compuesto como oxidante para el tratamiento de residuales líquidos originados en la empresa. También se determinó la dosis más eficiente para el tratamiento. Para esto se utilizó residuales líquidos provenientes del drenaje de un tanque de almacenamiento de crudo. El indicador que se escogió para evaluar la eficiencia del tratamiento fue la remoción de la demanda química de oxígeno (DQO). Las corridas se llevaron a cabo en un equipo de prueba de jarras. El tiempo de reacción se ajustó a una hora y se probaron varias concentraciones del reactivo. No se ajustó el pH, se tomó el del residual, 7.89. Los resultados obtenidos se ajustan a un modelo logarítmico, con un valor de coeficiente de correlación (r) igual a 0.99. La dosis más eficiente para la oxidación química de los contaminantes presentes en el residual fue de 200 mg/L. Con esta concentración se removió el 30 % de la DQO.

IMPORTANCIA DE LA CRISTALOGRAFIA EN ACCIONES PETROLERAS

Silio López Guerra, Edgar George De Armas, Carlos Morales Echevarrí a, Y osmari Adames Montero, Yichsy Rivera Beltrán, Briseida Fernández García

Centro de Investigaciones del Petróleo. Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, La Habana, Cuba, e-mail: freya@ceinpet.cupet.cu

En el desarrollo de las actividades de: exploración, perforación y valoración de efectos corrosivos, determinar los grupos espaciales es de suprema importancia. Cuando se dispone del grupo espacial de una fase cristalina, se conoce el tipo estructural de cada fase sólida cristalina y los elementos de simetría, que determinan sus resultados difractométricos, los cuales se combinan con las redes de Bravais para generar un grupo espacial.
La calidad del sello petrolero se determina por la presencia y cuantía de componentes arcillosos en particular las montmorillonitas, entre otras: smectitas, illitas-cloritas, que se caracterizan de modo cristalográfico por comparación con lo que reporta la base de datos PDF, cuando se obtienen previamente los difractogramas de las muestras que se investigan con radiación X.
Con la valoración geológica del explorador se diseña el fluido de perforación, que lo componen un grupo de compuestos cristalinos: óxido de cinc, sulfato de bario, cloruro de potasio, carbonato de calcio y otros, cada uno de los cuales posee propiedades físico-químicas útiles en la perforación y evitan adversidades. En las consideraciones corrosivas se indica que en un ducto petrolero en el que se usó acero X-52, por el que fluyó petróleo, agua de capa, sulfhídrico y dióxido de carbono, se generó goethita. En la refinería la afectación corrosiva se produjo sobre latón, se formaron sulfatos de cobre y cinc hidratados por causa de la perforación que se produjo en el tubo y provocó la entrada de agua de mar.

ARCILLA PALIGORSKITA CUBANA, PROPIEDADES: APLICACIÓN DE PROCEDIMIENTOS Y TÉCNICAS ANALÍTICAS EN LA REFINACIÓN DE ACEITES MINERALES

***Susana Soto Mederos*, Luis Martínez Stable, Silio López Guerra, Ma. D. Ruiz Martínez**

Centro de Investigación del Petróleo. Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, Cerro. La Habana. susa@ceinpet.cupet.cu

En la investigación de las propiedades de la arcilla Paligorskita se desarrollan acciones que muestran las técnicas aplicadas en su evaluación y, a partir del estudio de los medios y procesos que se emplean en la Refinería “Sergio Soto”, se ejecutan determinaciones experimentales mediante la refinación de un aceite usado y la evaluación de los productos, lo que resulta objetivo valorar la utilidad de la citada arcilla como adsorbente natural de contaminantes en aceites minerales mediante su empleo en el proceso de refino. En el desarrollo de la investigación se utilizan las materias primas: arcilla nacional Paligorskita, arcilla Tonsil mexicana y aceite usado industrial ligero. El aceite se refina por los métodos adsorción con arcilla-filtración y ácido-adsorción con arcilla-filtración, en igualdad de condiciones con ambos adsorbentes. Mediante la aplicación de técnicas analíticas reconocidas se determinan y evalúan propiedades que inciden directamente en el proceso de adsorción de contaminantes y en la calidad de los aceites refinados. Los resultados demuestran que la arcilla nacional presenta: alto valor de área superficial, 129 m^2/g, contenido de humedad de 13,58 % m y densidad 0,59 g/cm^3, todos se corresponden con los que plantean otros autores para adsorbentes naturales en la refinación de aceites minerales. El efecto decolorante y neutralizante de la arcilla se demostró mediante el método adsorción-filtración, los aceites refinados exhiben mejores índices: color de 4,5 hasta 3,0, acidez de 0,19 mgKOH/g hasta 0,03 mgKOH/g. Por el método ácido-adsorción-filtración los aceites presentan mayor disminución de los valores en los índices: color de 4,5 hasta 1,0 y azufre de 0,46 % m hasta 0,36 % m; la acidez del aceite ácido disminuye de 2,38 mgKOH/g hasta 0,01 mgKOH/g. Se evidenció la potencialidad de la arcilla Paligorskita cubana para la refinación de aceites minerales, la factibilidad de continuar los estudios en esa dirección hasta la verificación en procesos industriales y que se constituye en un adsorbente a considerar en la industria petrolera cubana.

BIOFILTRACIÓN DEL GAS ACOMPAÑANTE DEL PETRÓLEO EN SOPORTE ORGÁNICO DE FIBRA DE KENAF

***Yuletsis Díaz Rodríguez*, Raidel Casellas Ortega, Sergio Pascual Mustelier Pérez**

Centro de Investigaciones del Petróleo (Ceinpet), Churruca No 481 e/ Vía Blanca y Washington. Cerro. La Habana. Cuba, yuletsis@ceinpet.cupet.cu

Hoy en día resulta necesaria la sustitución de los combustibles convencionales por alternativas viables desde el punto de vista técnico–económico. De ahí que se favorezca el aprovechamiento energético del Gas Acompañante del Petróleo (GAP) en aplicaciones fundamentales como son la generación de electricidad y el consumo doméstico. El GAP cubano se ve afectado por la elevada concentración de $H_2S_{(g)}$ que presenta. Este compuesto resulta altamente tóxico, corrosivo y perjudicial para la salud humana de ahí que se empleen diferentes métodos físico químicos para su eliminación. Las limitaciones ambientales y económicas que presentan estos métodos convencionales solicitan la búsqueda de nuevas opciones como son la aplicación de procesos de tratamiento biológico; así como el uso de materias primas naturales, renovables y biodegradables en dichas aplicaciones. El presente trabajo tuvo como propósito la evaluación de la fibra de kenaf como material de empaque, en biofiltro escurrido con lodos activos, para la desulfuración del gas natural. Para ello se realizó la caracterización físico-química de la fibra y se determinó el coeficiente que caracteriza este empaque mediante las pruebas hidrodinámicas. La efectividad de la misma como material de relleno se evaluó mediante el crecimiento microbiano adherido de $5*10^7$ a $6*10^9$ UFC.g^{-1}, una eficiencia de remoción promedio de 82% para bajas concentraciones de sulfuro de hidrógeno y de 20,70% para concentraciones de hasta 1.85% en 0,95 $m^3.h^{-1}$ de gas natural. Todo lo antes expuesto demuestra que es posible disminuir la concentración de sulfuro de hidrógeno en el GAP cubano utilizando un biofiltro de escurrimiento empacado con la fibra vegetal de kenaf. Esta fibra posee propiedades satisfactorias para el crecimiento de microorganismos, lo cual resulta un medio favorable para la degradación de este contaminante.

ESTUDIO DE PRODUCTOS DE CORROSION DEL ACERO EN ATMOSFERA CONTAMINADA POR COMPUESTOS AZUFRADOS

***Jorge Lorenzo Gómez Pascual*[1], *Ileana Rizo Alvarez*[1], *Blas Alexander Delgado Guedez*[2]**

(1) Centro de Investigación del Petróleo. Churruca # 481. Cerro. CP 12000. Teléfono: 6403560. Fax: (537) 666021 Email: jgomez@ceinpet.cupet.cu (2) PDVSA INTEVEP, S.A. PDVSA Gerencia General de Soporte Tecnológico. Gerencia Técnica Química Analítica. Edificio Sur 2, Nivel 1, Oficina 1-08. Los Teques, Estado Miranda. Apartado Postal 76343. Caracas 1070-A. Venezuela. Teléfono: 93-58906, Fax: (0212) 330 6951

La presente investigación forma parte de un estudio que se realizó en la determinación de la agresividad corrosiva de un acero al carbono expuesto en dos estaciones de ensayo que se localizaron en una zona próxima a instalaciones petroleras, donde prevalece la contaminación por compuestos de azufre. Se realizó el estudio de los productos de corrosión que se formaron sobre la superficie del acero a diferentes tiempos de exposicion a la atmósfera y para esto se emplearon diferentes técnicas analíticas tales como: difracción de rayos X (DRX), espectrometría infrarroja (FTIR) y microscopia electrónica de barrido (MEB-EDX). Entre los productos de corrosión se identificaron: goethita, lepidocrocita, magnetita y akaganeita por DRX y FTIR, distribuidos en diferentes etapas a lo largo de todo el periodo de exposición del metal y se estableció así mismo su relación con la velocidad de corrosión. Se determinaron además las morfologías correspondientes mediante el empleo de MEB y se destaca a su vez la presencia de los contaminantes: azufre, cloro y calcio, según los resultados que se observan en la microsonda electrónica (EDX) como parte del análisis elemental.

IMPLANTACIÓN DE UN SISTEMA DE GESTIÓN PARA EL MANEJO SEGURO DEL ACEITE USADO EN CUBA

Susana Soto M ederos*, *Ma. D. Ruiz Martínez, Lui s M artínez S table, Beatriz P érez Barcala

Centro de Investigación del Petróleo. Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, Cerro. La Habana.

El aceite usado es un desecho químico peligroso y se estima que representa alrededor del 60 % de los aceites lubricantes consumidos, lo cual requiere de buenas prácticas para el manejo seguro. Su destino incierto y el deterioro del sistema de gestión llevan a establecer el Sistema de Gestión de Aceites Usados (SGAU) de la Unión CubaPetróleo (CUPET) como Gestor Estatal en las operaciones de: recogida, almacenamiento y entrega a Gestor de Disposición. Con los resultados de visitas a empresas de CUPET y de otros organismos, los talleres territoriales y nacionales celebrados para el intercambio y sensibilización con la importancia de la correcta gestión de los aceites usados, se actualizó un diagnóstico anterior sobre infraestructura, trámites, destinos y cumplimiento de las regulaciones para el control de este desecho. Como resultado se trazó: la política de CUPET, el programa de trabajo para la implementación del sistema, el reglamento técnico para la gestión de aceites usados y se actualizó la Norma Cubana Aceites Usados – Especificación. Se desarrollaron y aplicaron programas de capacitación en aspectos medioambientales y de implementación del reglamento, con la participación de 249 trabajadores vinculados a su gestión. El SGAU de CUPET se aplica a nivel nacional y se trabaja para lograr un sistema de gestión que alcance a todos los Organismos de la Administración Central del Estado (OACE).

COMPORTAMIENTO ELECTROQUIMICO DE LA HEXAMETILENTETRAMINA COMO INHIBIDOR DE LA CORROSIÓN EN MEDIO ACIDO

***Yosmari Adames Montero*, Alexander Cueli Corugedo, Ileana Rizo Álvarez, Silio López Guerra**

Centro de Investigación del Petróleo Churruca 481 e/ Washington y Vía Blanca, Cerro, La Habana 12000. Cuba.

En la Industria del Petróleo, el fenómeno de corrosión se manifiesta en las etapas de perforación, extracción, tratamiento de gases acompañantes, almacenamiento, trasiego, tanques, ductos y refinación. Dentro de los métodos de protección se encuentran los inhibidores, que tienen una amplia utilización en medio ácido. Generalmente son sustancias orgánicas que funcionan por un mecanismo de adsorción. En el presente trabajo se realizan pruebas de solubilidad en diferentes disolventes de la sal orgánica hexametilentetramina, producto a evaluar mediante la técnica de Resonancia Magnética Nuclear. Por otra parte, uno de los parámetros que evalúa propiedades inhibidoras de un producto, es la eficiencia en la protección del metal en el medio corrosivo. Mediante ensayos electroquímicos se determina la efectividad o no de la sal orgánica a diferentes concentraciones en la protección del acero 20 mediante un equipo multipropósito fieldmachine de la ACM Instruments. En el estudio se aplica la técnica de espectroscopia de impedancia electroquímica y curvas de polarización. Los resultados demuestran que el producto evaluado exhibe eficiencias de 93 % a la concentración de 0, 8 g/l, mientras que se establece que a partir de 0,1 g/l de concentración del producto, la eficiencia de protección del metal disminuye, por lo que en esta condición no se recomienda su utilización. La sal orgánica también puede emplearse como integrante de formulaciones nacionales para mejorar sus propiedades inhibidoras y por este concepto disminuir el empleo de productos importados utilizados en los procesos de la industria petrolera. Se evidenció por la técnica de Difracción de Rayos X la presencia de lepidocrocita en los productos de corrosión.

ENSAYOS ECOTOXICOLOGICOS PARA PRODUCTOS Y DESECHOS DE LA EXPLORACION PETROLERA EN CUBA

***Silvia Acosta Díaz*, Roberto Romero Silva**

CEINPET, Churruca 481, e/ Vía Blanca y Washington, Cerro, La Habana, Cuba. sacosta@ceinpet.cupet.cu

La exploración y producción de los recursos petroleros costa afuera es una actividad masiva, y en auge que a largo plazo puede causar la perturbación física, química, y biológica al ambiente marino donde se desarrolla. Cuba se encuentra actualmente en la etapa inicial de estas operaciones siendo la fase de exploración en el Golfo de México la que se encuentra en plena expansión. Con el objetivo de evaluar los impactos ambientales desde el inicio de las operaciones, el uso de las herramientas ecotoxicològicas toma un papel fundamental en los programas de riesgo ambiental. Las normativas internacionales vigentes implican: ensayos de toxicidad de los fluidos de perforación a ser utilizados en los pozos exploratorios, toxicidad de los ripios descargados al ecosistema marino, monitoreos de los diferentes contaminantes presentes en las descargas, ensayos de bioacumulaciòn de los organismos y monitoreo de los efectos a nivel bioquímico y molecular en los organismos y poblaciones potencialmente perturbadas. Se planteó como objetivo de este trabajo describir algunos ensayos de toxicidad con Algas Marinas, Larvas de Camarones, Lombrices de Tierra y Semillas de Lechuga que se pueden implementar en el CEINPET para definir los potenciales efectos sobre el ecosistema, y suministrar información necesaria, para elaborar las estrategias de manejo ambiental con miras a la protección de una de las áreas de mayor biodiversidad del mundo como son los ecosistemas marinos tropicales.
Palabras Clave: Toxicología, Exploración, Contaminación y Bioensayos.

CLASIFICACION DE FORMA DE LA ONDICULA SISMICA Y PARAMETROS ESTADISTICOS PARA LA CARACTERIZACION DE PALEOAMBIENTES SEDIMENTARIOS

Abel Aco Palestina

Schlumberger

La forma y el carácter de la ondícula sísmica, permite definir las paleofacies de un yacimiento con mucho más detalle que el tradicional mapeo de la amplitud sísmica. Modernas técnicas de estimación y clasificación de la ondícula sísmica hacen posible definir un mapa que responde a más sutiles cambios en el subsuelo, que pueden ser asociadas a paleofacies. Desde el punto de vista de la respuesta sísmica, la clasificación de ondículas sísmicas pueden ser combinada con una serie de atributos (RMS, Max Amp +, Sum Amp, Semblanza) que delimiten mejor las diferentes facies que caracterizan al paleoambiente presente en el yacimiento.

Tomando en cuenta que los parámetros texturales de un sedimento también nos ayudan a definir las paleofacies, ya que reflejan la fuente y el medio de transporte al que estuvieron sometidos los sedimentos (e.g. cond. de energía) presentes en el pozo.

La conjunción de ambas técnicas: parámetros sísmicos (clasificación de ondícula) y parámetros texturales (granulometría y sedimentología) ayudan a restringir aún más las paleofacies de un yacimiento, disminuyendo de manera importante la incertidumbre en la caracterización de paleo ambientes presentes en las áreas circundantes del pozo. La capacidad de generar ambos flujos de manera integrada, en una sola plataforma, potencializa los resultados del análisis, además de ahorrar tiempos de integración en la interpretación conjunta de los datos.

EFECTO DE LA ADICIÓN DE ZEOLITA EN EL CEMENTO FRAGUADO EN PRESENCIA DE FORMACIONES CON GASES ACIDOS EN POZOS DE PETRÓLEO Y GAS

Ana María Rodríguez Pérez, José A. Goicochea, Miriam Legón, Ramón Acosta, Alicia Cremé, Hernán Velázquez, Irelys E. Chávez, Guadalupe Rodríguez, Yisell L. Rodríguez

Centro de Investigación del Petróleo, Churruca 481 entre Washington e Infanta. Cerro. Cuba. ana@ceinpet.cupet.cu

Durante la perforación y la cementación se presentan complejidades que inciden directamente en la calidad de las cementaciones y el mejor aislamiento en los pozos, entre las cuales se encuentran la presencia de gases ácidos, siendo necesario realizar cementaciones con lechadas de cemento o tapones de abandono con zeolita como aditivo silíceo y aditivos para combatir la migración de gas, pero se desconoce el grado de deterioro que sufre el cemento fraguado, por lo que el objetivo de este trabajo es evaluar el efecto de la adición de la zeolita en el cemento fraguado en pozos de petróleo con presencias de gases ácidos. Se evalúa la lechada de cemento con la adición de la zeolita mediante las normas ISO y el efecto de los gases agrios sobre el cemento fraguado desde el punto de vista macro del cemento (resistencia a la compresión, pérdida de peso y profundidad de carbonatosidad, así como en su micro estructura, mediante microscopía electrónica de barrido (MEB), espectroscopía de energía dispersiva de rayos X (EDS) y determinación de porosidad. Entre los resultados obtenidos se evidencia corrosión en los núcleos que contienen zeolita como fuente de sílice en lechadas para evitar el deterioro del cemento fraguado en presencia de formaciones con gases ácidos y se necesita evaluar formulaciones de lechadas de cemento con el empleo de zeolita donde la relación agua/cemento sea menor y otras concentraciones de zeolita.

FLUJO DE TRABAJO PARA OPTIMIZAR EL USO DE REGISTROS GEOFÍSICOS CONVENCIONALES AL CARACTERIZAR RESERVORIOS CARBONATADOS

Olga Castro Castiñeira *(1)*, ***Carelis Moya*** *(2)*

1. Centro de Investigaciones del Petróleo, Churruca No. 481 el Washington y Vía Blanca, Cerro, La Habana, Cuba. olgac@ceinpet.cupet.cu
2. PDVSA, Venezuela.

RESUMEN

El uso de perfiles de pozo como herramientas de alta tecnología, es el factor común en muchos estudios petrofísicos a nivel mundial. Además, los petrofísicos recomiendan usar los análisis de núcleos y perfiles de pozos, tanto convencionales como especiales, para disminuir el grado de incertidumbre en los resultados. Como es conocido, pueden encontrarse reservorios donde la disponibilidad de perfiles especiales de pozos y análisis de núcleos es limitada. En estos casos, ¿qué hacer cuando no se dispone de todos los datos que se encuentran en el mercado o catálogo de las grandes empresas de registros? En este trabajo se propone un flujo de trabajo para optimizar las metodologías en reservorios carbonatados con limitada información petrofísica:

- Definición de las unidades petrofísicas identificando cambios de tendencia de los registros convencionales, relación entre éstas y las electrofacies, y su correlación vertical y areal.
- Evaluación de las propiedades petrofísicas en reservorios y sellos.
- Estimación de ambientes deposicionales y enriquecimiento de carbono orgánico total (COT).

Se utilizaron registros y un grupo de datos de apoyo en diferentes áreas en la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba. Los resultados evidenciaron que es posible optimizar el uso de los perfiles petrofísicos convencionales para la caracterización apropiada de los reservorios carbonatados. Como conclusión, la definición de unidades petrofísicas permitió zonificar el reservorio con mayor detalle en comparación con las zonas establecidas por las edades bioestratigráficas; se demostró que todos los métodos utilizados proporcionan herramientas para el estudio y la importancia de su integración.

ABSTRACT

The use of well logs considered as high-tech tools by geoscientists is the common factor in many petrophysical studies around the world. Also, petrophysicists recommend integrating core analysis and well logs, both conventional and special, with the aim of reducing the uncertainty in the results. However, there are some reservoirs technologically limited or unavailability of special wells profiles and core analysis. In these cases, what we should do when you do not have all the data that are in the log market or log catalog of large companies? This paper shows the results obtained by applying methodologies in carbonate reservoirs with limited petrophysical information. The methodology consists of the following workflow:

- Definition of petrophysical units and electrofacies identifying trend changes in conventional logs, definition of the relationship between petrophysical units and electrofacies, and its vertical and areal correlation.
- Evaluation the reservoir properties and the potential seal on sediments overlying to reservoir.
- Estimation of depositional environments and enrichment of total organic carbon (TOC).

Well logs and other data were utilized in different areas of the Heavy Crude Northern Belt of Cuba. The results evidenced that it is possible to optimize the use of conventional well logs to characterize appropriately the carbonated reservorios. In conclusion, the definition of petrophysical units allowed subdividing in greater detail the reservoir in comparison with the zones established by biostratigraphic ages. It was demonstrated that all utilized methods provide tools for the study, and the importance of its integration.

INTRODUCCIÓN

El uso de perfiles de pozo como herramientas de alta tecnología, es el factor común en muchos estudios petrofísicos a nivel mundial. Además, los petrofísicos recomiendan usar los análisis de núcleos y perfiles de pozos, tanto convencionales como especiales, para disminuir el grado de incertidumbre en los resultados.
Como es conocido, pueden encontrarse reservorios donde la disponibilidad de perfiles especiales de pozos y análisis de núcleos es limitada. En estos casos, ¿qué hacer cuando no se dispone de todos los datos que se encuentran en el mercado o catálogo de las grandes empresas de registros?
El objetivo de este trabajo es proponer un flujo de trabajo para optimizar las metodologías en reservorios carbonatados con limitada información petrofísica.

MATERIALES Y MÉTODOS

Para ilustrar el flujo de trabajo propuesto, se utilizó un grupo de registros y datos de apoyo de pozos del yacimiento Varadero Oeste, que cortan las formaciones de la Unidad Tectono Estratigráfica Placetas, perteneciente a la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba. Complementariamente se incluyeron los pozos Cupey-1X y Marbella Mar-1 para estudiar el Jurásico Superior Oxfordiense-Kimmeridgiense (Formación Constancia).

Estos pozos, tomados como claves, se trabajaron en profundidad medida (MD) y son consideradas como profundidad aparente de los diferentes intervalos.

La secuencia de pasos que conforman el flujo de trabajo, puede resumirse en los siguientes:

A. Definición de las unidades petrofísicas: Identificación de cambios de tendencia de los registros convencionales, relación entre éstas y las electrofacies, y su correlación vertical y areal.

B. Caracterización de las unidades petrofísicas: Evaluación de las propiedades petrofísicas en reservorios y sellos utilizando los modelos que mejor se ajusten a las condiciones:

- B1. Litología
- B2. Volumen de Arcilla
- B3. Porosidad
- B4. Saturación de Agua
- B5. Parámetros de Corte

C. Unidades Sellantes: Identificación de los posibles sellos presentes en los pozos.

D. Correlación de las unidades petrofísicas: Correlación de los pozos donde aparecen las unidades.

E. Condiciones deposicionales y tipo de arcilla: Estudio de los ambientes de sedimentación y los tipos de arcilla utilizando los registros de espectrometría gamma.

F. Contenido de Materia Orgánica: Definición de las posibilidades de generación en las rocas de las distintas formaciones utilizando los registros de pozo.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

A. Definición de las unidades petrofísicas

Se define como unidades petrofísicas aquellos intervalos estratigráficos con características similares por su composición litológica y atributos físicos que permitan diferenciarlas entre sí. Las unidades petrofísicas son consideradas unidades formales o litoestratigráficas.

En la Tabla I se muestran las unidades lito-estratigráficas y las unidades petrofísicas correspondientes para cada pozo. El número que acompaña al nombre de la formación, corresponde al número de repetición donde se ubica la unidad petrofísica.

Tabla I. Unidades petrofísicas definidas en cada pozo frente a las unidades lito-estratigráficas.

Pozo	**Unidad Lito-Estratigráfica**	**Unidad Peetrofísica**
VDW-726	Vega Alta	Vega Alta
	Grupo Veloz	Veloz 1-2
	Constancia	Constancia
VDW-1000	Grupo Veloz	Veloz 1-3
	Constancia	Constancia
VDW-1001	Grupo Veloz	Veloz 1-3
	Constancia	Constancia
VDW-1002	Grupo Veloz	Veloz 1-3
	Constancia	Constancia
VDW-1003	Grupo Veloz	Veloz 1-3
	Constancia	Constancia
Marbella Mar 1	Constancia	Veloz 1-3
Cupey 1X	Constancia	Constancia

B. Caracterización de las Unidades Petrofísicas

Se caracterizaron las formaciones de la UTE Placetas: parte del Grupo Veloz, y la formación Constancia (Jurásico Superior Oxfordiense-Kimmeridgiense) en la base del mismo (Valladares, S. et al, 1996-1998).

Aunque la Fm. Vega Alta (Palógeno) no es representativa para su caracterización, dado que sólo un pozo clave cuenta con registros disponibles en una parte en dicha formación, se incluye en la tabla de valores generales, donde también se recogen los valores promedio de las formaciones.

En la Tabla II puede apreciarse la similitud entre los valores promedio de las propiedades de reservorio en las formaciones del grupo Veloz que se encuentra por debajo de Vega Alta hasta Constancia (Veloz 1), y por debajo de Constancia hasta la profundidad máxima alcanzada por los pozos los pozos (Veloz 2).

Tabla II. Valores promedio en las formaciones del Grupo Veloz, Constancia y Vega Alta.

Yacimiento	Formación	Unidades Petrofísicas	Porosidad %	Saturación de Agua %	Volumen de Arcilla %
Varadero Oeste	Vega Alta	Vega Alta	23	76	24
	Constancia	Constancia	5	62	56
	Grupo Veloz	Veloz 1	8	45	11
		Veloz 2	8	36	11

B.1 Litología

- Las rocas principales que están representadas en las formaciones son calizas, dolomitas, arcillas y sedimentos siliciclásticos. Específicamente la formación Constancia de edad Oxfordiano, es característica en los pozos por la aparición de la dolomitización asociada a la presencia de carbonatos y abundante fracción areno-limosa diseminada de minerales, tales como cuarzo y arcillas; la presencia de pirita es también un elemento distintivo, según la descripción litológica. El modelo litológico obtenido a partir de registros obedece a la variación litológica presente.

B.2 Volumen de Arcilla

- Basado en el registro de rayos gamma y las descripciones litológicas se estableció 90-100 GAPI como valor máximo de Gamma Ray y 0 GAPI como valor mínimo, obteniendo promedios de volúmenes de arcilla que varían desde 10 hasta más de 50%, con una desviación estándar de 15% (Schlumberger, 1982-1984).

- Los valores más altos del volumen de arcilla se encuentran en las unidades petrofísicas correspondientes a Constancia y Vega Alta. Las formaciones del Grupo Veloz aumentan con profundidad hasta llegar a la Fm. Constancia y por debajo de esta comienza a disminuir alcanzo el mínimo valor en Veloz- Brecha.

B.3 Porosidad

- En el Grupo Veloz la tendencia de la porosidad es inversa al comportamiento del volumen de arcilla. En la formación Constancia se presentan los valores más bajos de porosidad con la máxima arcillosidad.

B.4 Saturación de Agua

- La estimación de saturación de agua se inició con el cálculo del gradiente de temperatura, obteniendo un valor promedio 30.3°C/ Km para el yacimiento Varadero.

- Se realizaron los cálculos de resistividad del agua de formación mediante la metodología de resistividad de agua aparente, obteniendo un ajuste aceptable con la resistividad del agua del área: Se conoce por análisis de laboratorios de muestras de agua que la salinidad dela FNCP se encuentra entre 50.000 y 60.000 PPM (Castro, O, 1992).

B.5 Parámetros de Corte

- Se utilizó el gráfico de Saturación de Agua Irreducible contra Porosidad obtenido por análisis de capilarimetría, disponible en la base de datos petrofísica de CEINPET, figura 1. En consecuencia, se usó la porosidad efectiva de 5% como parámetro de corte y se asumió el corte de volumen de arcilla de 20%.

- Para la saturación de agua se tomó 40%, considerando el corte de saturación de agua en pozos productivos del área.

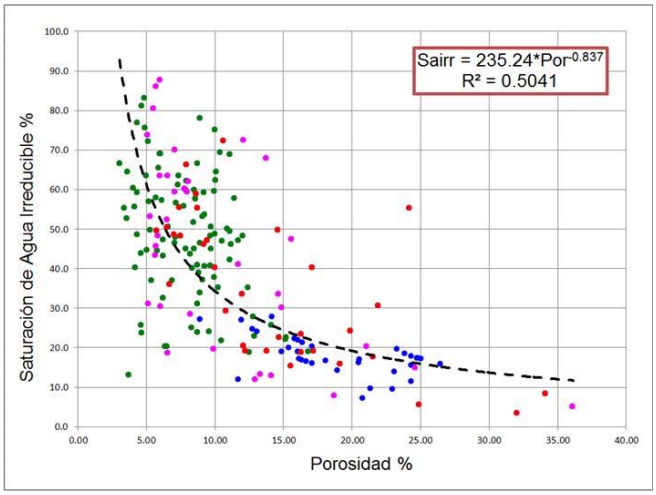


Figura 1. Dependencia entre la porosidad y la saturación de agua irreducible para los pozos de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba.

Después de aplicar los parámetros de corte, toda la sección evaluada presenta calidad de reservorio, con volumen de arcilla en un rango de 8 a 18 % y porosidad entre 7 y 23 %. En la Tabla III se presentan los resultados generales de la interpretación petrofísica de las propiedades de reservorio de las formaciones.

Tabla III. Resultados generales de la interpretación de las propiedades.

Pozo	Unidad Petrofísica	Reservorio				YACIMIENTO				
		Tope (m)	Base (m)	Espesor (m)	CNT (m)	CNP (m)	N/G (%)	PHI (%)	SW (%)	Vsh (%)
VDW 726	Vega Alta	3704.4	3780.4	76.0	28.4	0.9	1.2	18.7	35.6	19.1
	Veloz 1	3780.4	4285.2	504.8	455.3	263.1	52.1	12.7	24.4	10.2
	Constancia	4285.2	4308.2	23.0	0.2	0.1	0.3	7.3	36.1	17.9
	Veloz 2	4308.2	4396.3	88.1	27.2	13.2	15.0	13.6	30.2	10.3
VDW 1000	Veloz 1	4039.3	4386.9	347.6	172.4	114.3	32.9	10.9	25.2	8.7
	Constancia	4386.9	4518.9	132.0	3.7	0.0	0.0	---	---	---
	Veloz 2	4518.9	5873.6	1354.7	462.7	291.7	21.5	10.8	25.7	8.1
VDW 1001	Veloz 1	4177.0	4573.0	369.0	274.4	156.4	42.4	13.0	28.3	5.6
	Constancia	4573.0	4661.0	88.0	0.8	0.2	0.2	9.7	32.4	11.2

	Veloz 2	4661.0	6049.4	1388.4	1044.5	706.1	50.9	12.3	24.2	2.8
VDW 1002	Veloz 1	4282.0	4811.0	529.0	389.1	212.6	40.2	12.7	28.5	7.7
	Constancia	4811.0	4893.8	82.8	0.4	0.4	0.5	22.7	11.9	16.8
	Veloz 2	4893.8	6391.5	1497.8	862.3	818.5	54.6	11.3	19.2	8.1
VDW 1003	Veloz 1	4932.0	5139.5	207.5	136.8	74.8	36.0	14.6	20.9	3.7
	Constancia	5139.5	5210.0	70.5	9.5	0.0	0.0	---	---	---
	Veloz 2	5210.0	6497.5	1287.5	1006.3	584.5	45.4	12.4	24.9	4.8

C. Unidades Sellantes

La Formación Vega Alta en el pozo estudiado, muestra características de sello, con porosidades despreciables y alto contenido de arcilla.

La Formación Constancia podría tener algún interés sellante, dada su composición litológica areno arcillosa y limosa con alto contenido de materia orgánica. La facies arcillosa, es la que ofrece, dada las propiedades físicas y mineralógicas de estas rocas, las propiedades sellantes a estos sedimentos.

En las formaciones estudiadas como sello, la resistividad no sobrepasa los 10 ohm-m.

D. Correlación de las unidades petrofísicas

En cada unidad petrofísica se caracterizaron las formaciones Cifuentes (Jurásico Superior Kimmeridgiense - Tithoniense), Ronda y Morena (Cretácico Inferior Necomiense), las cuales forman parte del Grupo Veloz, la formación Constancia (Jurásico Superior Oxfordiense -Kimmeridgiense), todas ellas pertenecen a la UTE Placetas, así como la formación Vega Alta (Paleógeno) depositada por encima de dicha UTE.

Las electrofacies se nombraron: Necomiense, que se asocia a las formaciones Ronda y Morena, CS I, CS I inf, CS II, CS II inf y CS III, que se asocian a la Formación Cifuentes, en este caso en su parte somera (Jurásico Superior-Kimmerigiense), CPI que se asocia a Cifuentes en su parte profunda (Jurásico Superior-Tithoniense), Constancia que se identifica con el nombre de la formación asociada al Jurásico Superior Oxfordiediense-Kimmeridgiense y aparece la electrofacies llamada CII + III +Brecha con un desarrollo considerable de rocas del Tithoniano y abundantes capas de brechas (López-Corzo, O., et al, 2012).

A pesar de la identificación de las electrofacies, de su asociación con las formaciones, y de poderse establecer correlaciones entre ellas, atendiendo a la forma de los gráficos de rayos de sol construidos para cada una, pueden definirse mejor las diferencias entre una y otra y de un pozo a otro, lo que queda expresado en el ejemplo de la Figura 2.

Para la construcción de estos gráficos, el procedimiento es como sigue:

1. En el registro compuesto del intervalo de interés se divide la formación basado en las variaciones de las curvas.
1. Se toma lectura de los valores máximo, mínimo y promedio de cada perfil.

2. Se construye el gráfico para visualizar las diferentes electrofacies. El grafico tendrá tantas ramas como perfiles disponibles y los rangos de las mismas varían según el perfil.

3. Se proyectan los valores máximos, promedios y mínimos. Se unen todos los puntos máximos, todos los promedios y todos los mínimos para crear la forma característica de cada electrofacies.

Basta que dos formas difieran en un solo eje para que se establezca la diferencia entre dos Electrofacies. La correlación espacial y vertical de las electrofacies se basó en establecer la correspondencia o similitud entre dos o más morfologías y según la metodología de Serra (Serra, O., 1985).

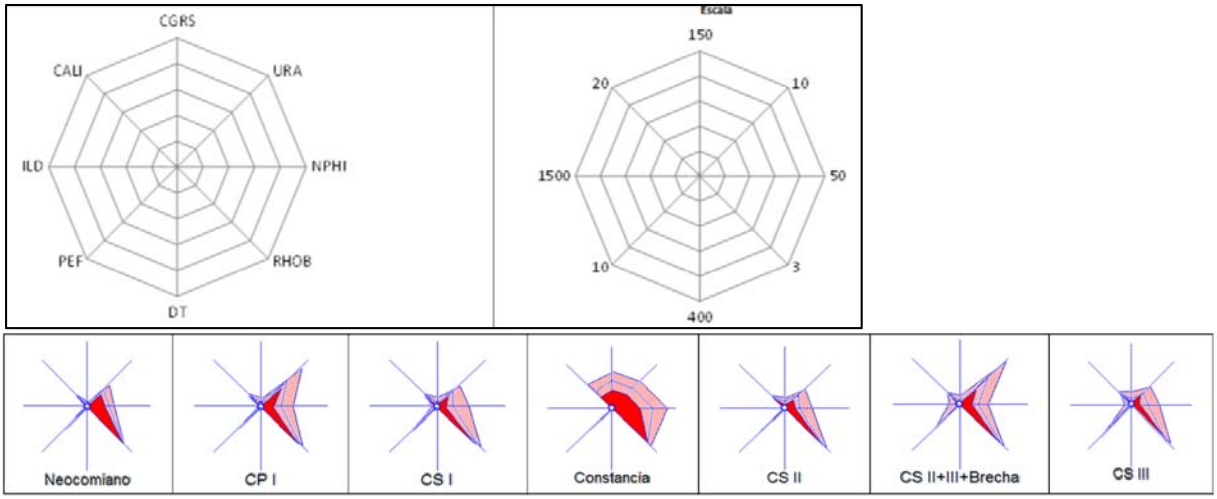


Figura 2. Ejemplo de caracterización de electrofacies por los gráficos de rayos de sol.

E. Condiciones deposicionales y tipo de Arcilla

En el área de estudio los sedimentos están asociados a condiciones de sedimentación desde reductores hasta oxidantes; sin embargo existen pozos con predominio de condiciones sedimentarias reductoras. Lo antes expresado, se confirma con los gráficos cruzados PEF vs TPRA donde se definen claramente los sedimentos de origen terrígenos asociado a la Formación Constancia, Vega Alta, y en menor proporción al Grupo Veloz.

En la relación thorio y potasio (TPRA), se manifiesta gran abundancia de arcillas del tipo esmectita (montmorillonita) e ilita, la caolinita aparece de forma muy esporádica, lo que confirma que las condiciones deposicionales durante la sedimentación de la columna evaluada son principalmente marinas con intercalaciones o pulsos de sedimentos asociadas a condiciones transicional-oxidantes.

F. Contenido de materia orgánica

Se utilizó la el método de Passey para el cálculo de COT por registros de porosidad y resistividad (Passey, Q. R, S. Creaney, 1990) con un LOM igual a 8.5, tomado de referencia de estudios geoquímicos realizados previamente en el área (López-Quintero, J. O, O. Castro, 1996). También se aplicó el método de Passey modificado (Bowman, T., 2010), con el que se obtuvo resultados similares. La presencia de uranio se relaciona con un alto contenido de materia orgánica, que puede inferir la existencia de una roca generadora de hidrocarburos. La utilización de la relación U/K (UPRA)

en lugar de la medición directa del uranio como índice del contenido de materia orgánica, permite eliminar la influencia del uranio adsorbido por las arcillas (Schlumberger, 1982-1984).

Los resultados obtenidos muestran una relación directa entre el carbono orgánico total (COT) y el contenido de Uranio, excepto en aquellos intervalos donde las condiciones sedimentarias se tornan de transicional a oxidante. El COT disminuye en función del contenido de sedimentos terrígenos en la formación (componente de sílice).

En un grupo de pozos que tienen la formación Constancia y los registros necesarios, se hizo un análisis de COT por el método de Passey y por el método modificado. Hay muy pocos elementos para decir que la Formación Constancia sea una roca madre, en donde a pesar del aumento del uranio por la materia orgánica, los valores de resistividad no apoyan este criterio.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Los resultados evidenciaron que es posible optimizar el uso de los perfiles petrofísicos convencionales para la caracterización apropiada de los reservorios carbonatados.
    - La definición de unidades petrofísicas permitió zonificar el reservorio con mayor detalle en comparación con las zonas establecidas por las edades bioestratigrafícas.
    - Se demostró que todos los métodos utilizados proporcionan herramientas para el estudio y la importancia de su integración.
- El Grupo Veloz presenta las mejores propiedades como reservorio.
- En la Formación Constancia se aprecian sus características como sello.
- En el campo de estudio están presentes tanto las condiciones oxidantes, transicionales como reductoras, con predominio de estas últimas en el Grupo Veloz. Se definen sedimentos de origen terrígeno asociados a las formaciones Constancia, Vega Alta y en menor proporción al Grupo Veloz. En el campo Varadero Oeste hay gran presencia de sedimentos terrígenos.
- Por interpretación de registros se observa presencia de COT variable en el corte, encontrándose una relación directa con el contenido de uranio, excepto en aquellos intervalos donde las condiciones sedimentarias corresponden de transicional a oxidante. El COT disminuye en función del contenido de sedimentos terrígenos.

BIBLIOGRAFÍA

Bowman, T., 2010. Direct Method for Determining Organic Shale Potential from Porosity and Resistivity Logs to Identify Possible Resource Plays, AAPG Annual Convention, New Orleans, LA, April 11-14, 2010, Search and Discovery Article #110128 (2010) Posted June 14, 2010

Castro, O., 1992. Evaluación de las Formaciones Gasopetrolíferas en las UTE Placetas-Camajuaní de la región Habana-Matanzas por investigaciones de pozo. Tesis presentada en opción al grado científico de doctora en Ciencias Geológicas, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría.

López-Quintero, J. O, O. Castro, 1996, Cómo los registros geofísicos de pozos pueden ser utilizados en la solución de tareas de la geoquímica orgánica, Memorias de Geofísica'96, 3er Simposio Cubano de Geofísica, La Habana, Cuba.

López-Corzo, O., et al, 2012. Interpretación parcial de la sísmica-3d, área Varadero – Seboruco. Inédito

Passey, Q. R, S. Creaney, et al, 1990. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs, AAPG Bulletin, v.74, p. 1777-1794.

Schlumberger, 1982. Natural Gamma Ray Spectrometry. Essentials of N.G.S interpretation, Schlumberger Limited, Services Techniques Schlumberger

Schlumberger, 1984. Log Interpretation Charts. Schlumberger Limited. Schlumberger Educational Services.

Schlumberger, 1984. Evaluación de formación en México. Editorial Galleé, Paris, Francia.

Serra, O., 1985. Schlumberger. Análisis de Ambientes Sedimentarios Mediante Perfiles de Pozo. EDIPUBLI S. A., ISBN 950-99132-0-0

Valladares, S. et al, 1996-1998. Reservorios carbonatados pertenecientes a las UTE Placetas, Camajuaní, remedios y Cayo Coco. Etapas I, II , III y IV del Proyecto 2006: Reservorios carbonatados de Cuba. Archivo Técnico Ceinpet.

APLICABILIDAD DE LOS MÉTODOS DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (RMN) E IMAGEN DE RESONANCIA MAGNÉTICA (IRM) EN LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LAS ROCAS RESERVORIOS

Lisset Miquel González*, *Claudia Argote Uria, Evelio González Dalmau
CEINPET, Washington 481 e/ Churrucay Vía Blanca, Cerro, La Habana, Cuba.lisset@ceinpet.cupet.cu

RESUMEN

En el ámbito petrolero cubano no se ha utilizado el método de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) de registro y se tiene poca experiencia en el uso del método de Imagen de Resonancia Magnética (IRM), por lo que el presente trabajo va dirigido a fundamentar la aplicabilidad de ambos métodos en la caracterización petrofísica de las rocas reservorios, tanto en registros de pozo como en laboratorio. Esto contribuye a elevar la certeza de los modelos petrofísicos necesarios para las evaluaciones de reservorios en las áreas de exploración y producción. Mediante el presente trabajo se logra fundamentar la aplicabilidad del método de RMN en la prospección petrolera, estudiar ejemplos de antecedentes de la aplicación del método IRM para la petrofísica de laboratorio en Cuba, analizar los primeros resultados de la aplicación del método de Imagen por Resonancia Magnética Nuclear (NMRI) para el estudio petrofísico en Cuba, y comparar las imágenes obtenidas por NMRI en la presente investigación, con las imágenes de Tomografía Axial Computarizada (TAC) obtenidas en un mismo núcleo.

ABSTRACT

The Nuclear Magnetic Resonance log has not been used on a Cuban Petroleum Industry level, and there is low experience using the Magnetic Resonance Image method, therefore the current investigation is lead to establish the applicability of both methods at reservoir rocks' petrophysical characterization on both weld logs and laboratory measurements. In order to increase petrophysical models´ certainty that is necessary to reservoir evaluations on production and exploration areas. Through the current investigation the NMR method applicability on the petroleum prospection was established, antecedent´s examples of IRM method application on Cuban petrophysical laboratories were studied, the IRM method application´s firth results were analyzed, and the IRM images vs Computerized Axial Tomography (TAC) ´s images comparison for the same core were done.

INTRODUCCIÓN

El método de Resonancia magnética nuclear es utilizado principalmente en medicina para observar alteraciones en los tejidos y detectar un grupo de patologías. Este método tiene gran utilidad porque brinda la posibilidad de obtener datos sobre el funcionamiento de los órganos y tejidos, mediante el análisis de la movilidad de los fluidos que los componen.

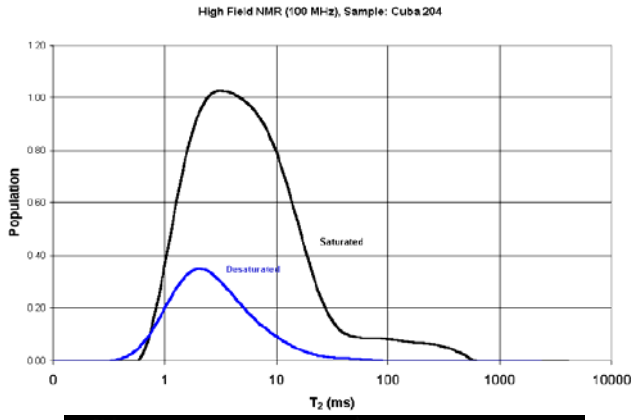
Una **Imagen por Resonancia Magnética** (**IRM**), también conocida como **Imagen por Resonancia Magnética Nuclear** (en inglés **NMRI**), es una técnica no invasiva que utiliza el fenómeno de la resonancia magnética nuclear para obtener información sobre la estructura y composición del cuerpo a analizar. Esta información es procesada y transformada en imágenes del interior de la muestra que se ha analizado.

Este método no utiliza ninguna fuente radioactiva, pero es conocido como método nuclear porque actúa a nivel nuclear en el análisis de las muestras. Es un método no destructivo, por lo que permite realizar varias mediciones a la misma muestra sin destruirla y poder así, calibrar los resultados aplicándole a dicha muestra otros métodos convencionales y comparar los resultados.

En la última década, los petrofísicos a lo largo del mundo, recibieron con satisfacción la aparición de las herramientas de resonancia magnética nuclear de perfilaje de pozo y de laboratorio, por su capacidad de resolver problemas difíciles en la evaluación de las formaciones. Una ventaja fundamental que presentan las mediciones de RMN, es su capacidad de proporcionar un espectro más amplio de información acerca de los yacimientos. Los datos de RMN permiten responder muchas preguntas claves a casi todos los profesionales relacionados con la exploración y producción, incluyendo los ingenieros de yacimiento, los ingenieros de terminación, los geólogos y los petrofísicos.

En el año 2000 se realizaron Mediciones de NMRI a núcleos cubanos en el *Petroleum Recovery Institute* (PRI) en Canadá:

Mediante la saturación de las mismas al 100 por ciento con una salmuera al 30 por ciento de Cloruro de Sodio. A las mismas se les midió en un equipo de NMRI y luego se desaturaron a 20psi utilizando gas, ya que se encontró que las rocas cubanas no podían ser desaturadas utilizando el método tradicional (centrífuga) debido a su gran fracturación. Luego se midieron nuevamente, y se repitió la rutina con presiones de 20psi, 40psi y 130psi hasta lograr las imágenes y curvas de T1 y T2



(a)

(b)

Figura 1: Gráfico de T2 resultante de la muestra de roca 204.
(a) saturada al 100% de salmuera. (b) seca.

La figura 1 muestra, de arriba hacia abajo, la curva de T2 resultante de la medición del núcleo 204, donde la curva en color negro es la curva T2 para la muestra saturada al 100%, mientras que la curva de color azul es la curva T2 correspondiente a la muestra seca. Por la comparación de dichas curvas

solamente se puede llegar a las primeras conclusiones cualitativas sobre la porosidad y permeabilidad de dicha muestra.

En la imagen (a) de la misma figura 1, se puede apreciar la imagen sopesada en T2 de la muestra saturada al 100% de salmuera, donde se pueden observar los marcados contrastes entre la zona inundada de agua, con los tonos de blanco brillante, y la matriz, con tonos grises oscuros casi negros. Luego con esta primera medición se pueden llegar a conclusiones preliminares sobre la saturación de la muestra, la ubicación de los poros, e incluso al comparar la intensidad de los tonos de blanco, se pueden diferenciar los poros grandes de los pequeños y el agua ligada, con tonos blancos opacos llegando a grises, del agua libre, la cual se muestra con un tono de blanco muy intenso y brillante. La imagen (b) de la figura 1 muestra la roca seca, que al compararla con la imagen (a) no tiene el contraste necesario para diferenciar la matriz de roca de los poros, esto se debe, como se ha dicho anteriormente a que la señal de radiofrecuencia emitida por el equipo de RMN reacción a con los dipolos del agua, por lo que, cuando no hay agua en la muestra la imagen resultante no muestra contrastes significativos.

En este estudio también se calcularon propiedades petrofísicas a partir de imágenes de IRM. Par ello se basaron en la correlación existente entre T2 y los valores DICOM en cada *voxel* de la imagen obtenida de cada muestra, y el volumen de fluido existente en la muestra (ecuación 1).

$$S(I) = FV[1 - \exp(-T_r/T_1)]\exp(-T_e/T_2) \qquad \text{(ecuación 1)}$$

dónde: FV es el volumen de fluido por *voxel*, Tr es el tiempo de repetición, T1 es el tiempo de relajación *spin-spin*, Te es el tiempo de eco y T2 es el tiempo de relajación *spin*-retículo.

De este trabajo se concluye, además de la importancia y gran variedad de los resultados obtenidos mediante la utilización del método de NMRI para los estudios petrofísico, y la metodología correcta para la preparación de muestras a medir. Las muestras a medir deben ser saturadas de disolución salina al 30% y en el caso de realizar mediciones de dichas muestras desaturadas a varias presiones, se aconseja no utilizar la centrífuga como herramienta para el secado, ya que debido a la gran fracturación de las rocas reservorio cubanas, este método puede romper la muestra y perderse ese punto de estudio.

Cuba cuenta con equipos de IRM a todo lo largo del país, siempre asociados a centros de investigación, fundamentalmente en la rama de la medicina. El Centro de Investigación del Petróleo no cuenta con equipamiento para realizar mediciones de Resonancia Magnética Nuclear en el laboratorio de petrofísica, por lo que se tiene escasa experiencia en la utilización de dicho método, al desconocerse su gran potencialidad para la caracterización petrofísica de las rocas reservorios.

El presente trabajo se propone utilizar los equipos de IRM existentes en el país fuera de la rama petrolera, para fundamentar la aplicabilidad de los métodos de Resonancia Magnética Nuclear de Imágenes (IRM) en la caracterización petrofísica de las rocas reservorios en la prospección petrolera. Se analizan ejemplos de la aplicación del método NMRI en la petrofísica de laboratorio en Cuba, con comentarios sobre los primeros resultados de su aplicación y la comparación con las imágenes obtenidas por NMRI y TAC en un núcleo cubano.

MATERIALES Y MÉTODOS

El presente trabajo se basa en una búsqueda bibliográfica a nivel nacional e internacional, que recoge conferencias, artículos, libros y presentaciones, la cual arrojó una gran cantidad de información sobre

los fundamentos y funcionamiento del método de Resonancia Magnética Nuclear (RMN). También recoge los principales ejemplos de la aplicabilidad de la técnica de RMN en el ámbito petrolero, tanto en laboratorio como en registros a muestras de rocas.

Métodos de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) y Resonancia Magnética Nuclear de Imágenes (NMRI)

Los equipos de RMN e IRM son máquinas con muchos componentes que se integran con gran precisión para obtener información sobre la distribución de los átomos en el cuerpo humano, utilizando el fenómeno de RM. El elemento principal del equipo es un imán capaz de generar un campo magnético constante de gran intensidad.

En el caso de las mediciones de RMN de registros geofísicos, el campo B0 de la herramienta atraviesa una formación que contiene fluidos, sus protones se alinean a lo largo de B0, como lo hace una aguja de una brújula. Este proceso da origen a la magnetización, que aumenta en forma exponencial, alcanzando un valor de equilibrio, con una constante de tiempo T1, y que se mantiene mientras continúe presente B0. El pulso de radiofrecuencia, también generado por la herramienta, produce la rotación de la magnetización hacia el plano perpendicular o transversal a B0. Esta magnetización, inmediatamente luego de concluido el pulso, comienza un movimiento de precesión alrededor de B0. La frecuencia de precesión, denominada frecuencia de Larmor, es proporcional a la intensidad de B0. La precesión de la magnetización genera un campo magnético oscilante que, a esta frecuencia, induce un pequeño voltaje –la señal nuclear- que por lo general es de unos pocos micro-voltios, y es convenientemente amplificada por la herramienta. La amplitud total de la señal mide el contenido total de hidrógeno, o porosidad de la formación. La velocidad o tasa de decaimiento de la señal se denomina tiempo de relajación transversal, T2, y es la segunda medición de RMN, porque depende del ambiente en el que se encuentra el fluido, es decir, de la distribución de tamaño de poros. La variable T2 es la constante de tiempo que caracteriza el decaimiento de la componente transversal de la magnetización. Depende de tres factores: la relajación intrínseca del fluido; la relajación superficial, que es un efecto ambiental; y la relajación derivada de la difusión en un gradiente de B0, que es una combinación de efectos ambientales y de la herramienta.

La mayor diferencia entre el método de IRM y el método de RMN viene dada por el equipo utilizado, ya que los equipos de IRM toman imágenes en forma de cortes que forman en su conjunto una imagen tridimensional de la muestra, donde cada pixel o voxel de la imagen tiene información sobre las características de la muestra analizada en ese punto, que mediante un procesamiento se puede llevar a las curvas de relajación de T1 y T2, de cada corte 2D o punto de estudio. Estos resultados resultan superiores a los obtenidos por los equipos de RMN que solo obtienen las curvas de relajación T1 y T2, que me dan resultados ponderados o promedios de las propiedades de la muestra medida.

Fundamentación de la aplicabilidad del método de RMN en la prospección petrolera según artículo "Tendencias en registros de RMN" de la *Oilfield Review* invierno del 2001.

Las tres contribuciones a T2 que desempeñan una función importante en el uso de la distribución de T2 para su aplicación en mediciones de laboratorio y registros de pozos en la rama petrolera son: la contribución de la relajación intrínseca del fluido, la relajación superficial, y la relajación debida a la difusión.

La contribución de la relajación intrínseca del fluido se debe principalmente a la interacción magnética entre los protones de las moléculas del fluido, la que a menudo se denomina interacción espín-espín. El movimiento molecular del agua y el petróleo liviano es rápido, de manera que la relajación es ineficiente y da origen a T2 largos. Sin embargo, a medida que los líquidos se tornan más viscosos, los movimientos moleculares se hacen más lentos. Es por eso que los campos magnéticos que fluctúan

debido a su movimiento relativo, se acercan a la frecuencia de precesión de Larmor y las interacciones de relajación magnética espín-espín se vuelven mucho más efectivas, dando origen a T2 cortos. De esta manera se puede identificar el bitumen y los petróleos viscosos, puesto que su T2 son menores que los del petróleo liviano o del agua.

Los fluidos que se encuentran cercanos o en contacto con la superficie de los granos, relajan mucho más rápido que aquellos alejados de dichas superficies. Debido a las complejas interacciones magnéticas que ocurren entre los protones de los fluidos y los átomos de impurezas paramagnéticas en la superficie de los granos, existe una alta probabilidad –caracterizada por el parámetro de relajación de la superficie- de que el protón relaje rápidamente cuando se encuentra próximo a la superficie de los granos.

Para que el proceso de relajación superficial sea la contribución dominante a T2, los protones deben interactuar con la superficie del poro, y eso lo logran gracias al proceso de difusión que se origina en el movimiento browniano. Es claro que a menor tamaño del poro en la formación, mayor es la frecuencia con la que los protones "visitan" e interactúan con la superficie del poro, dando origen de esta forma a T2 más cortos. Este es el fundamento en base al cual se puede afirmar que la distribución de T2 está estrechamente vinculada con la distribución de tamaño de poros.

Tradicionalmente, la porosidad total que se observa en las formaciones se origina en tres componentes principales: la porosidad del fluido libre, con T2 largos; el agua ligada a los capilares con T2 superior a 3mseg y menor que el T2 de corte para el fluido libre; y, por último, el agua adherida a la arcilla con T2 cortos inferiores a 3mseg. Debido al perfeccionamiento tecnológico de las herramientas de RMN que tuvo lugar durante la última década, el menor espaciamiento entre los ecos permite determinar más componentes de la porosidad, incluyendo la señal del agua adherida a la arcilla. Actualmente, por ejemplo, las herramientas CMR-200 y CMR-Plus pueden medir T2 desde 0.3 ms mientras se realiza la operación de perfilaje en forma continua, y desde 0.1mseg durante mediciones estacionarias.

La relajación debida a la difusión en el gradiente del campo B0 es una técnica que se utiliza con la frecuencia para diferenciar el petróleo del gas. Teniendo en cuenta que los protones se mueven en forma aleatoria en el fluido, todo gradiente de un campo magnético provocará una compensación incompleta con la secuencia de pulsos y ecos de CPMG. Por ejemplo, entre los pulsos de la secuencia CPMG, algunos protones se desplazarán –debido al movimiento browniano– desde una región a otra de diferentes B0, con lo cual se modificarán sus frecuencias de precesión y, en consecuencia, sus fases relativas no podrán ser reajustadas correctamente. De esta forma se produce un incremento con el que se anula la componente transversal de la magnetización, es decir, la difusión de los protones produce un acortamiento de T2. El gas tiene una alta movilidad comparado con el petróleo y el agua, y por lo tanto, la señal de RMN de los protones del gas muestra un mayor efecto de la difusión. Es importante saber que no se requiere un gradiente de campo magnético uniforme para explotar el efecto de la difusión en el gradiente. Para poder diferenciar el gas del petróleo y del agua, todo lo que se necesita es un volumen de gradiente bien definido.

Indicador de porosidad de RMN:

Las amplitudes de los ecos decaen en una superposición de tiempos de relajación exponencial, T2, q son función de la distribución del tamaño de los poros, las propiedades de los fluidos, la mineralogía de las formaciones y la difusión molecular (figura 2 E). Una técnica de inversión convierte la curva de decaimiento en una distribución de mediciones de T2 (figura 1 F). En general la distribución se relaciona con los tamaños de los poros de las rocas (figura 2 G). Esta distribución a menudo es bimodal, representando los poros pequeños y grandes (figura 2 G izquierda). Los poros pequeños contienen fluidos ligados a la arcilla y ligados por capilaridad, y poseen tiempos de relajación cortos.

Los poros grandes contienen agua libre móvil y poseen tiempos de relajación más largos. La línea divisoria entre el fluido ligado y el fluido libre es el punto de corte de T2. Cuando los espacios de los poros del yacimiento están rellenos de petróleo, la distribución medida de T2 está determinada por la viscosidad y la composición del petróleo (figura 2 G centro). Debido a su estructura molecular, el alquitrán (bitumen) y los petróleos pesados viscosos poseen velocidades de decaimiento rápidas, o tiempos T2 cortos. Los petróleos más livianos y el condensado poseen un espectro de tiempos T2, que se superponen con los de los poros más grandes rellenos de salmuera. La mezcla de petróleo y agua en el yacimiento produce una combinación de tiempos T2 que se basa tanto en el tamaño de los poros como en las propiedades de los fluidos (figura 2 G derecha).

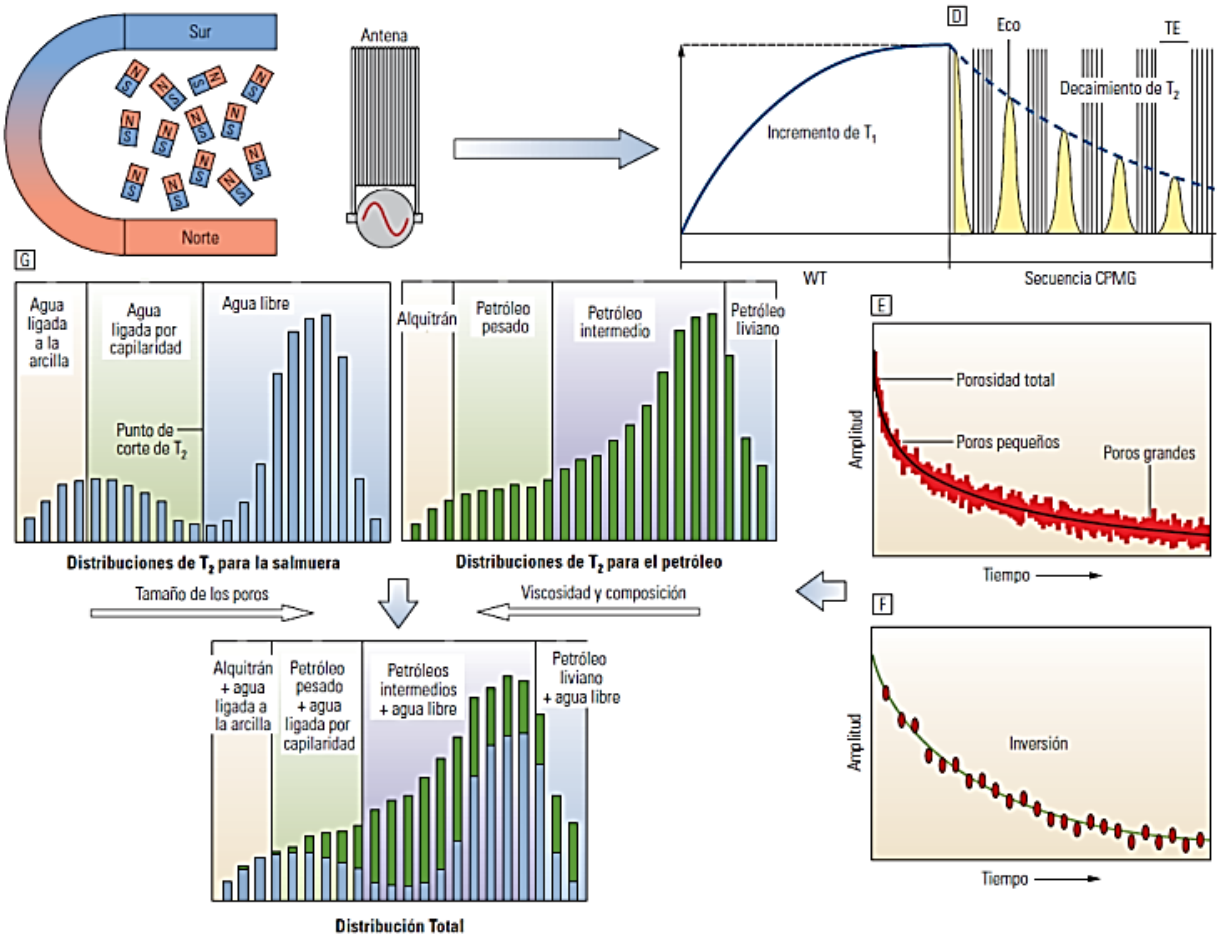


Figura 2: Indicador de porosidad de RMN utilizando la distribución de relajación T2.

Identificación de componentes de los fluidos de los yacimientos:

En la figura 3 se muestra una roca arenisca mojada por agua. Los fluidos que serán producidos son el agua libre (azul claro) y las acumulaciones de petróleo (verde) alojado en los poros más grandes. El agua libre y el petróleo aportan los componentes de T2 más largos. El agua ligada a los capilares (azul oscuro) se mantiene adherida a los granos de arena por tensión superficial y no se podrá extraer. El agua adherida a las arcillas (negro) tampoco se producirá. Los componentes con T2 más cortos provienen del agua irreducible que se encuentra más estrechamente adherida a las superficies de los granos.

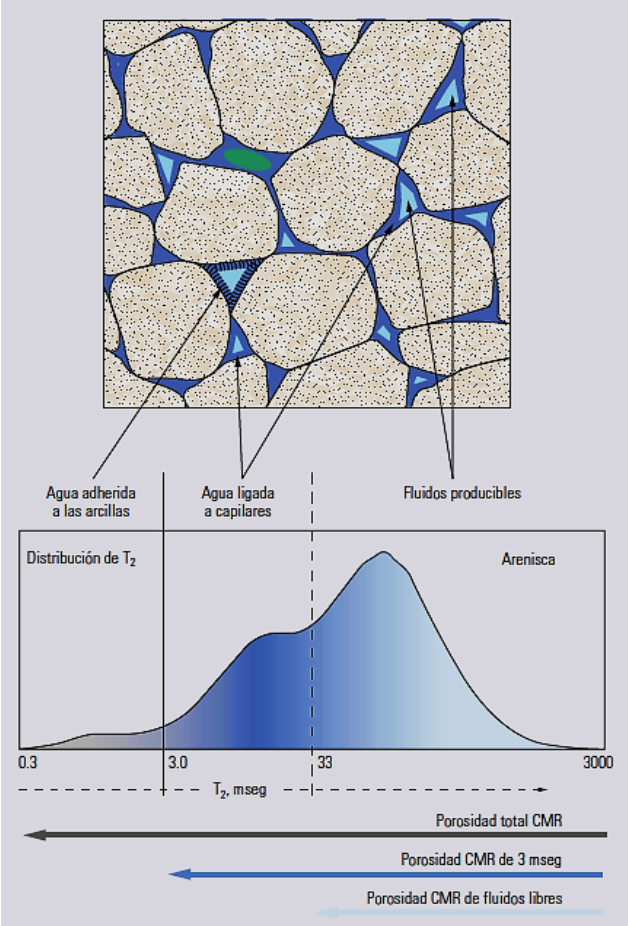


Figura 3: Identificación de componentes de los fluidos.

Indicador de permeabilidad de RMN de alta resolución:

Otro aporte importante del perfilaje de RMN, lo constituye su capacidad de obtener una medición continua de la permeabilidad. Esto es posible a partir de la ecuación de la ecuación de Timur-Coates, dos modelos lineales basados en transformaciones de esta ecuación se presentan a continuación. El primer modelo es conocido como modelo de fluido libre (ecuación 2), donde a es una contante obtenida a partir del ajuste a una recta de la distribución de puntos al correlacionar la permeabilidad con la relación del volumen de fluido libre y el volumen de fluido ligado. El segundo modelo es conocido como modelo de T2 promedio (ecuación 3), donde b es igualmente una constante obtenida a partir del ajuste a una recta de la distribución de puntos al correlacionar la permeabilidad de núcleos con el producto de la porosidad y el T2 medio logarítmico o T2 de corte.

$k_{TIM} = a\emptyset^m (FFV/BFV)^n$, con m=2, n=2 para carbonatos (ecuación 2)

$k_{SDR} = b\emptyset^m (T_{2LM})^n$, con m=2, n=2 para carbonatos (ecuación 3)

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Primeros resultados de la aplicación del método NMRI para el estudio petrofísico en Cuba.

Para las primeras mediciones de NMRI realizadas por el Ceinpet, se decidió utilizar los equipos médicos de NMRI ya que, además de ser los únicos equipos con los que se contó para dicha medición, la localización de dichos equipos a lo largo del país permite, en caso de obtener resultados satisfactorios, desplazar a la menor distancia posible las muestras a medir, lo que aumenta la calidad, y celeridad de los resultados; así como, disminuye los costos de transportación e impide el deterioro de la muestra ya preparada para la medición por la trasportación de esta a largas distancias.

Las muestras de rocas se seleccionaron entre un grupo de muestras de caliza, a las cuales se les había realizado mediciones de Tomografía Axial Computarizada (TAC), para poder comparar las imágenes resultantes de ambos métodos. De este grupo se tomaron 2 muestras de rocas con distinta distribución de poros en su estructura interna. Las muestras se saturaron de disolución de NaCl al 30% como se muestra en la figura 4.

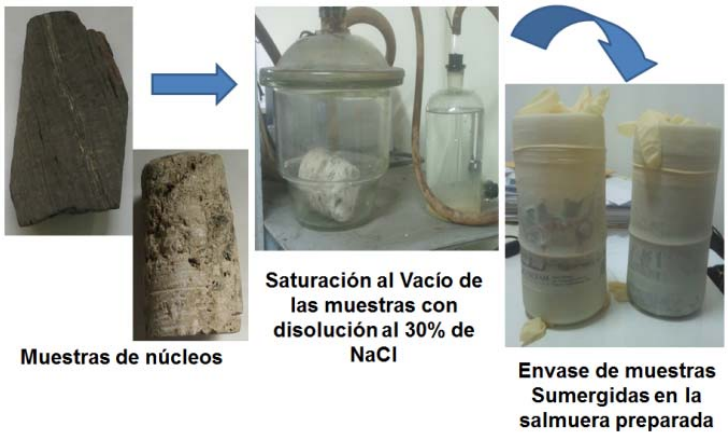
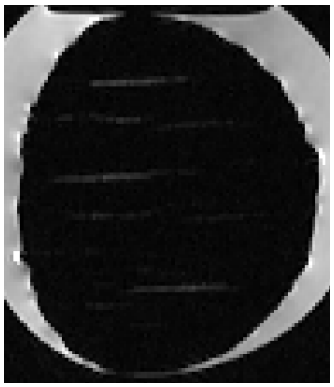
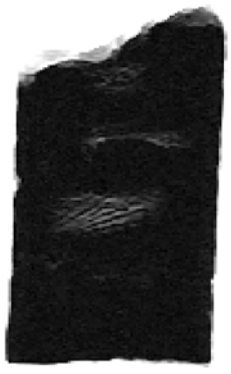


Figura 4: Preparación de las muestras para las mediciones de IRM.

Se midió primeramente el núcleo #1 de caliza arcillosa para probar la potencialidad del método, ya que esta litología muestra poca porosidad y es poco permeable, el equipo médico de IRM utilizado fue de 0.35 Tesla y una secuencia de pulso Spin-Eco.



(a)



(b)

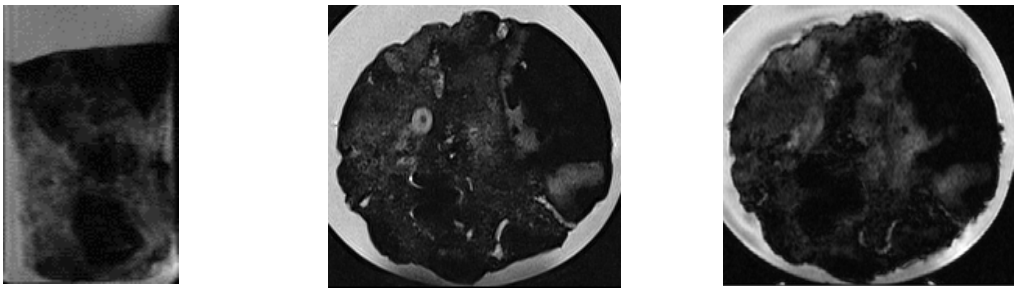
Figura 5: Resultados de núcleo #1 de caliza arcillosa utilizando un equipo de IRM de 0.35Tesla. (a) corte axial sopesado en T2 y (b) corte coronal.

La figura 5 muestra las imágenes sopesadas en T2 resultantes de la medición en el núcleo #1. En este caso el corte axial (Figura 5 (a)) y el corte coronal (Figura 5 (b)), se obtuvieron con una secuencia SE.

Primeramente se puede observar que la imagen se muestra oscura en la matriz de la roca, ya que la muestra absorbió un bajo por ciento del líquido suministrado durante la saturación. Esto es debido a su poca porosidad y permeabilidad. Pero también pudiera deberse a los parámetros programados al equipo durante la medición, como por ejemplo el tiempo de medición. Para la medición del núcleo # 2 se tuvo en cuenta esto y se aumentaron los tiempos de medición. También se puede mejorar la preparación de la muestra, saturándola con una disolución con mayor movilidad molecular que ayude a aumentar los contrastes.

En la figura 5(a) se pueden observar las juntas de disolución, por su color blanco que contrasta con el color gris oscuro de la matriz. Estas, zonas blancas son las áreas de la roca saturada de disolución, por lo que se puede interpretar de forma preliminar la porosidad de la roca, e incluso, comparar las zonas más brillantes, que corresponden las mayores porosidades, con las zonas de blancos más tenues casi grises, que corresponden a las zonas de menor porosidad donde existe agua ligada. En la figura 5(b) se puede ver un corte coronal que nos muestra la profundidad de las zonas porosas, también con un buen contraste con respecto a la matriz.

Luego se procedió a medir el núcleo #2 de caliza arrecifal, en el que se esperaba gran porosidad vugular aunque con no mucha permeabilidad ya que lo vúgulos generalmente no se encuentran conectados entre sí. Teniendo en cuenta los problemas en la imagen del núcleo #1, se realizaron mediciones con mayor tiempo. La figura 6 muestra las imágenes resultado con 3 minutos de duración.



(a) (b) (c)

igura 6: Resultados de núcleo #2 de caliza arrecifal utilizando un equipo de IRM de 0.35Tesla. (a) corte coronal, (b) corte axial sopesado en T2 y (c) corte axial sopesado en T1.

Se puede observar que la calidad de la imagen mejoró considerablemente al aumentar el tiempo de adquisición, por lo que se puede concluir que los parámetros de adquisición de la imagen utilizados son los correctos para este tipo de roca. También se debe tener en cuenta que este núcleo logró una mejor saturación debido a su estructura interna de mayor porosidad y permeabilidad.

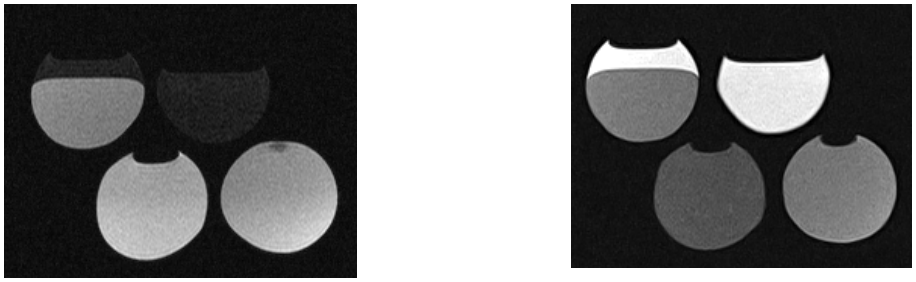
En la figura 6(a) se puede observar un corte coronal del núcleo #2, en el que se distinguen partes más claras de la roca y otras más oscuras en la escala de grises. Lo que se interpreta como mayor saturación de fluido en las partes de grises claros y menor o ninguna saturación en las partes oscuras y negras respectivamente. En la figura 6(b) se muestra un corte axial sopesado en T2. La imagen sopesada en T2 muestra con claridad la estructura poral de la muestra. Los grises más intensos casi blancos se interpretan como poros más grandes y alta movilidad del fluido que se encuentra en los

poros, mientras que los tonos de grises más oscuros corresponden a poros más pequeños y poca movilidad del fluido.

En el caso de esta muestra se pueden ver incluso los poros originados por fósiles de animales marinos que son de formas redondeadas bien delimitadas. En la figura 6(c) se muestra un corte axial sopesado en T1. Al comparar esta imagen con el corte sopesado en T2, podemos destacar que mientras en el corte T2 se muestran los poros y los fluidos encontrados en ellos, así como conclusiones a cerca de la movilidad de dicho fluido; en la imagen sopesada en T1 se destaca la matriz de la roca y su textura irregular, aunque en algunos casos también podemos ver los fluidos en los poros aunque con distinta tonalidad de grises con respecto a la imagen T2. Por lo que se puede concluir que las imágenes T1 y T2 se complementan entre sí.

De estos primeros resultados se puede concluir que las mediciones de IRM realizadas en equipos médicos con campos bajos, en este caso con 0.35Tesla, arrojan resultados satisfactorios para el estudio petrofísico de las muestras de núcleos.

A raíz de los resultados obtenidos en el núcleo #2, que muestran variaciones en las tonalidades de los fluidos en un corte, al cambiar de una imagen sopesada en T2 a una sopesada en T1; se decidió confeccionar un patrón con los distintos fluidos que pudieran estar presentes en la roca para analizar los cambios en las tonalidades de las imágenes T1 y T2 resultantes.



(a) (b)

Figura 7: Muestra las imágenes del patrón de fluidos utilizado. (a) corte axial sopesado en T1, (b) corte axial sopesado en T2

En la figura 7 se muestran las imágenes resultantes de las mediciones de un patrón confeccionado con los fluidos que pudieran estar presentes en nuestra muestra. De izquierda a derecha y de arriba hacia abajo: el primer recipiente que contiene petróleo y salmuera (disolución de sulfato de cobre penta-hidratado, cloruro de sodio y agua, preparada para simular el agua de capa y con la intensión de realzar los contrastes y la calidad de la imagen); el segundo recipiente contiene petróleo solamente; el tercer recipiente (primero de la fila de abajo) contiene agua; y el cuarto recipiente contiene solamente la salmuera.

En esta imagen puede verse con claridad que efectivamente la variación de tonalidades de un mismo fluido al cambiar de una imagen sopesada en T1 (figura 7(a)) a una imagen sopesada en T2 (figura 7(b)) son significativos. La variación más marcada es en el caso del petróleo y la salmuera, el petróleo se muestra con un gris oscuro casi negro en la imagen sopesada en T1 mientras que en la imagen sopesada en T2 se muestra con un blanco intenso. En el caso de la salmuera se muestra con un gris claro en la imagen sopesada en T1 y con un gris oscuro en la imagen sopesada en T2. Por se puede concluir que, como se esperaba de los resultados obtenidos con el método de RMN en registros a nivel mundial, las imágenes de IRM también pueden diferenciar con gran claridad los fluidos presentes en la roca.

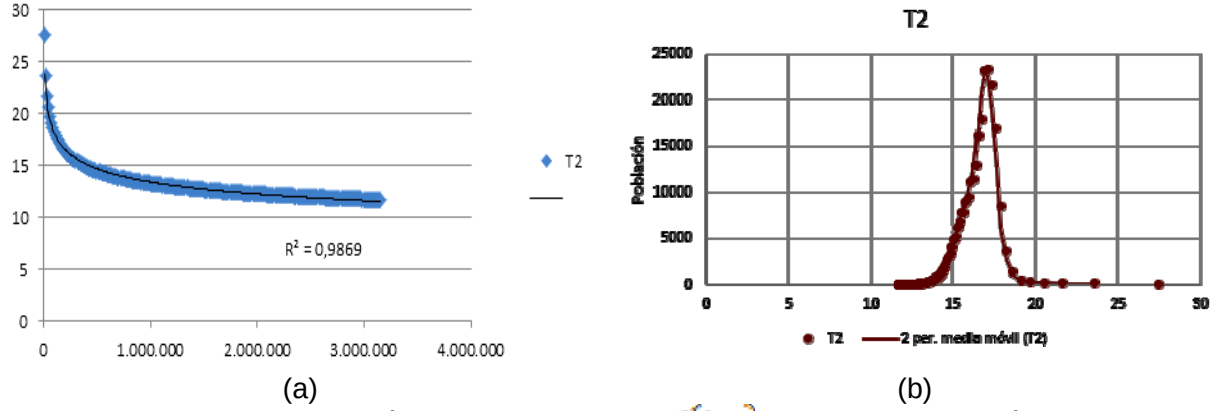
<u>Obtención de T2 a partir de los valores DICOM obtenidos por IRM:</u>

A partir de los resultados del estudio realizado en colaboración con el *Petroleum Recovery Institute (PRI)* en Canadá, anteriormente analizados, se decidió analizar cualitativamente los valores DICOM, obtenidos por la IRM de cada muestra, utilizando el modelo descrito por la ecuación 1, suponiendo que en las imágenes sopesadas en T1 no existían contribuciones de T2 y, siguiendo el razonamiento anterior, suponer que en las imágenes de T2 no existían contribuciones de T1. Igualmente se obvió la contribución de la difusión por tener un solo fluido saturando la muestra. Luego despejando T2 en la ecuación 1 suponiendo lo anteriormente explicado, tendríamos:

$$T_2 = \frac{T_E}{\ln\left[\frac{FV}{S(I_{T_{2LC}})}\right]} \qquad \text{(ecuación 4)}$$

donde $S(I_{T_{2LC}})$ es el valor en DICOM de la imagen en cada pixel de cada corte.

Posteriormente utilizando el Image J, se calculó el histograma de la IRM realizada al núcleo #2 y con ayuda del Excel se calculó T2 en cada punto utilizando la ecuación 4.



(a) (b)

Figura 8: (a) muestra la correlación entre T2 y los valores $S(I_{T_{2LC}})$ descrita por la ecuación 4. (b) muestra la curva de T2 para el núcleo #2 hallada utilizando la ecuación 4.

La figura 8(a) muestra la correlación que existe entre los valores $S(I_{T_{2LC}})$ y los valores de T2 hallados por la ecuación 4. Como se puede observar el índice de correlación es del 98%, lo que indica que el modelo utilizado (ecuación 4) se asemeja en gran medida a la realidad.

Luego se puede utilizar esta ecuación para hallar los valores de T2 de la muestra con gran fiabilidad. Durante el primer estudio de T2, obtuvieron imágenes con un mismo Te y variando las acumulaciones y otros parámetros de medición para obtener mayor claridad de la imagen. A partir de este primer estudio se hallaron los valores de T2 para un solo tiempo Te igual a 112. Sin embargo, para realizar un mapa de T2 de toda la imagen es necesario realizar mediciones variando el Te significativamente para poder describir en totalidad la relajación de la muestra.

La figura 8(b) muestra la curva de T2 calculada a partir del histograma de valores DICOM de la IRM y la ecuación 4 para un solo valor de Te. Si analizamos la distribución obtenida como ejemplo, se puede distinguir claramente un máximo en T2 igual a 17.1 lo que indica que la muestra tiene un solo fluido rellenando los poros al ser la distribución de T2 mostrada una distribución unimodal. Lo cual también se interpreta como un solo tipo de porosidad en la roca, en este caso poros pequeños con T2 bajos entre 15 y 20 ms. O sea que la mayor parte del fluido que la satura la roca está contenido en poros pequeños y no en otro tipo de porosidad como vúgulos o fracturas. Siendo también estos poros pequeños los que se encuentran interconectados, o sea que puede que exista otro tipo de porosidad

en la roca pero que no esté conectada y no permita el paso de fluido a través de ella, por lo que no puede ser descrita por este método. Por las imágenes obtenidas de la muestra, se conoce la presencia de vúgulos, los cuales comúnmente no se encuentran conectados entre sí. Luego el resultado obtenido puede ser concordante con esto, pero también puede deberse a que el estudio se realizó con un solo valor de Te, el cual describe parcial y no completamente la distribución de fluido en la roca. Luego se debe realizar un estudio que permita obtener un mapa de T2 que describa completamente la distribución de fluido en la muestra.

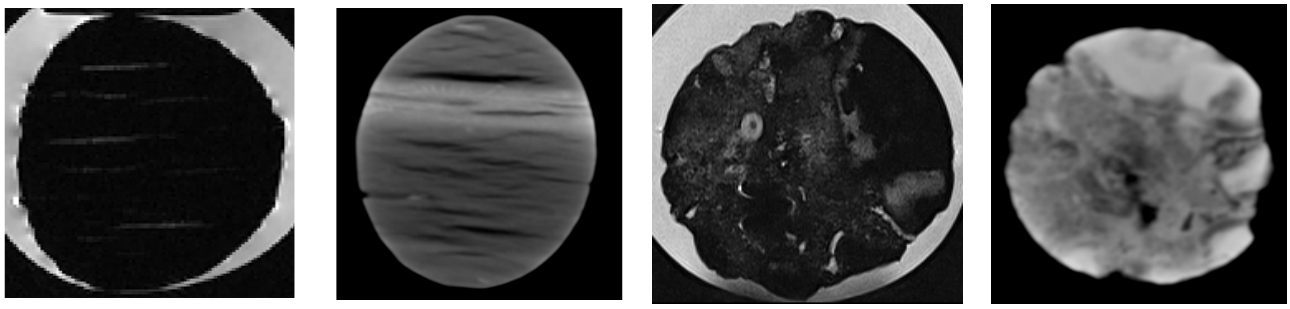
Una vez obtenido este estudio completo, a partir del mapa de T2 se pode obtener un mapa de permeabilidad y porosidad efectiva, de acuerdo a las correlaciones estudiadas en la bibliografía consultada, ejemplo la ecuación 2 que se comentó con anterioridad.

El núcleo #2 analizado, no cuenta con resultados de permeabilidad obtenidos por métodos convencionales, por lo que no se podría validar los resultados obtenidos por esta nueva metodología. Luego se recomienda realizar mediciones de IRM a muestras de las cuales se conozcan las propiedades petrofísicas a partir de métodos convencionales para poder validar los resultados obtenidos a partir de las mediciones de T2, comparándolos con los obtenidos por los métodos convencionales.

Comparación entre las imágenes obtenidas por NMRI y TAC en núcleos cubanos

Para esta comparación se tomaron las imágenes de TAC obtenidas del núcleo #1 y el núcleo # 2 en anteriores investigaciones.

El núcleo #1 fue descrito por los expertos como una caliza arcillosa. La estructura interna de la roca, según las tomografías realizadas, es de porosidad solamente en las juntas de disolución, las cuales se encuentran rellenas fundamentalmente de petróleo, materia orgánica, o minerales arcillosos. El núcleo #2 fue descrito por los expertos como caliza arrecifal con porosidad vugular, lo cual fue confirmado por la tomografía.



(a) (b) (c) (d)

Figura 9: Muestra la comparación entre la imagen obtenida por TAC y la imagen de IRM del núcleo # 1 y el núcleo #2.

En las imágenes (a) y (b) de la figura 9, se puede observar que la imagen obtenida por TAC (figura 9(a)) muestra con mayor nitidez matriz de la roca. La poca nitidez de la IRM (figura 9(b)) se debe, como se comentó con anterioridad, a la poca porosidad y permeabilidad de la roca, las condiciones de preparación de la muestra y los parámetros de medición.

En las imágenes (c) y (d) de la figura 9, habiendo mejorado los parámetros de medición y teniendo una roca con mayor porosidad, y permeabilidad, se observa una mejor nitidez y resolución en la IRM (figura 9(a)) que en la imagen obtenida por tomografía (figura 9(b)).

En general se observa que ambas imágenes muestran la estructura interna de la roca. Sin embargo, la imagen por tomografía, realza la matriz de la roca, dando valores de densidad de matriz que dan idea no solo de la porosidad si no de las distintas litologías presentes. Luego las imágenes de TAC son útiles para describir las propiedades estáticas de la muestra; mientras que la IRM muestra la distribución de la porosidad en la matriz de la roca y distingue los fluidos presentes en esta y su movilidad. Luego el IRM es un método más eficaz para estudiar las propiedades dinámicas de la muestra. Por tanto se puede concluir que ambos métodos se complementan para obtener una caracterización petrofísica completa de la muestra de roca estudiada.

CONCLUSIONES

Se logró fundamentar la inmensa aplicabilidad del método de RMN en la prospección petrolera.

De los ejemplos estudiados de las mediciones realizadas a núcleos cubanos en el *Petroleum Recovery Institute* (PRI) en Canadá se tomaron las técnicas de preparación de muestras de rocas para la obtención de los valores de T2 (ecuación 1) a partir del método IRM.

Se obtuvieron los primeros resultados de mediciones de IRM en rocas en Cuba, los cuales fueron satisfactorios. Se logró calibrar el equipo médico utilizado para la medición de rocas, obteniendo imágenes de gran calidad. Se interpretaron cualitativamente las imágenes obtenidas de dos núcleos. Se obtuvo una gran data, lo que asegura mayor acercamiento a la realidad en la interpretación realizada a partir de ésta. Se obtuvieron los valores de T2 a partir de los valores DICOM de la IRM con un sólo valor de Te igual a 112 ms y se analizó en forma de ejemplo la distribución, dando una primera aproximación de la estructura de la roca, teniendo en cuenta que se debe realizar un estudio completo para obtener los mapas de T2. También se analizaron las variaciones de tonalidad sufridas por los fluidos al cambiar de una imagen sopesada en T1 a una imagen sopesada en T2, descubriendo que el petróleo era el fluido de mayor cambio (de un gris oscuro casi negro, a un blanco brillante). Luego esto último pudiera tomarse en posteriores estudios como un criterio de diferenciación de los fluidos presentes en la roca.

Se compararon las imágenes obtenidas por IRM y con las realizadas por TAC en los mismos núcleos, concluyéndose que el método de IRM lograba una mejor imagen de la estructura interna del núcleo y permitía la obtención de propiedades petrofísicas dinámicas, relativas al fluido presente en la muestra, mientras que las imágenes de TAC, en complemento a las de IRM, permitían analizar las distintas litologías presentes en la muestra y obtener propiedades estáticas como la densidad y la porosidad.

BIBLIOGRAFÍA

Dave, M. 1997. Petrophysical Properties from NMR Measurement. NUMAR. 14p.

Randall, D., K., B. 2000. Water saturation evaluation in carbonate reservoirs using resistivity and NMR measurements. Informe de proyecto *Petroleum Recovery Institute* (PRI) – Cubapetróleo (Cupet). Archivo del Ceinpet. 200p.

Miquel, L. 2012. Empleo de técnicas nucleares analíticas en el estudio de las características litológicas y de las propiedades de las rocas sello y reservorio de los yacimientos petroleros cubanos. Tesis de Grado. 70p.

Rodríguez N. 2006. Técnicas Nucleares aplicadas a la prospección del petróleo y gas. /intranet/ InSTEC. Mayo 2014.

Oilfield Review invierno del 2001. “Tendencias en registros de RMN”. 88p.

NATURALEZA DE LA PRESENCIA DE URANIO EN LOS RESERVORIOS CARBONATADOS

***Mariela Torres Díaz*, Olga Castro Castiñeira, Odalys Reyes Paredes, Gilbert Ortiz Rabell**

Centro de Investigaciones del Petróleo Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, municipio del Cerro, provincia La Habana. ZIP 12000. mariela@ceinpet.cupet.cu

RESUMEN

La presencia de uranio en los reservorios carbonatados tiende a relacionarse con zonas de buena permeabilidad debido a la presencia de fracturas abiertas. Por otra parte se conoce la relación que presenta el uranio con la materia orgánica en ambientes reductores. Como hasta el momento no se ha podido identificar con certeza cuál es la naturaleza de la presencia de uranio en los distintos reservorios que aparecen en las formaciones gasopetrolíferas cubanas, este trabajo se propone confirmar algún tipo de relación entre el uranio y la fracturación. Para realizar el trabajo se tomaron pozos seleccionados de la Franja norte de crudos pesados con registros interpretados de imágenes eléctricas (FMI), además de los registros convencionales. Se incluyen mediciones de radiactividad realizadas en cámara de bajo fondo a muestras de un grupo de pozos con distintos tipos de rocas y otros con mediciones de carbono orgánico total (COT) en muestras de canal y núcleos. También se evaluó la presencia de COT por interpretación de registros geofísicos de pozo. En algunos pozos coexisten las mediciones de radiactividad en laboratorio y las de COT. El procesamiento de datos se hizo de forma automatizada mediante los programas de interpretación con que se cuenta en el CEINPET, siendo representados los resultados de forma gráfica para facilitar su evaluación.
Como resultado se demuestra y se ejemplifica cómo el uranio puede asociarse a fracturas, pero estas pueden estar abiertas o cerradas, por lo que no es un índice directo de la permeabilidad. También se revela la asociación con la materia orgánica en zonas donde no hay fracturación, en pozos representativos.

ABSTRACT

The presence of Uranium in carbonate reservoirs tend to be associated with open fractures, and thus with zones of good permeability. On the other hand, a relationship is known that Uranium is present with organic material in reducing environments. As at this moment, certain identification of the nature of the presence of Uranium in distinct reservoirs that resemble Cuban gas-petroleum formations was not possible, some type of relationship between Uranium and fracturing is proposed in this work.
To carry out this work, selected boreholes of the Northern Fringe of Crude Oils with interpreted Formation Micro-Imager Logs (FMI) together with conventional logs were used. Measurements of radioactivity in camera shoal of samples from a group of boreholes with distinct lithology were included, and others with total organic carbon (TOC) in cutting and core samples. The presence of TOC by interpretation of borehole geophysical logs was also evaluated. In some boreholes, laboratory radioactivity measurements coincide with those of TOC. The processing of data was done in an automated way through interpretation programs available at CEINPET, and results were presented in graphic form to ease evaluation.
As results, the association of Uranium to fractures was demonstrated and illustrated, but these can be open or closed, for which it is not a direct indicator of permeability. The associate ion of organic material in representative boreholes without fracturing is also revealed.

INTRODUCCION

Un grupo de especialistas dentro de la comunidad geocientífica cubana, ha relacionado el contenido de uranio a la presencia de fracturas en el corte sin que realmente se haya reportado un análisis consecuente integrando información de imágenes, registros e incluso mediciones de laboratorio que confirmen esta hipótesis, si bien en la literatura se expresa esta posibilidad, pero no la única, de justificar

el incremento de uranio en los carbonatos. Esta información se presenta siempre de forma aislada asociada exclusivamente al comportamiento de los registros de rayos gamma espectrales, por lo que surge la interrogante. ¿Puede estar relacionada la presencia de uranio con zonas fracturadas de alta permeabilidad? Por tal motivo es necesario hacer un estudio exhaustivo de los pozos con la información necesaria, para conocer la naturaleza de la presencia de uranio en los reservorios carbonatados cubanos y esclarecer el vínculo entre la fracturación y el contenido de uranio.

El uranio como elemento radiactivo, se encuentra en diferentes formaciones geológicas, en distintas formas y en un amplio rango de minerales.

Se conoce que ciertas rocas sedimentarias, como el caso de esquistos negros y ciertos fosfatos marinos están enriquecidos en uranio, y que este elemento está presente en los carbonatos por diferentes motivos (Schlumberger, 1982):

En fracturas: por circulación de aguas hidrotermales o subterráneas que provocan la precipitación de sales de uranio, pueden reconocerse por picos de la curva de uranio
Asociado a estilolitos: frecuentemente durante la compactación, se concentran impurezas insolubles como minerales arcillosos, materia orgánica y otras. También se asocian a picos de radioactividad.
Por la existencia de una fuerte correlación entre el uranio y la materia orgánica en ambientes reductores.
En Cuba se ha empleado la técnica de cálculo de contenido del carbono total (COT) en rocas, utilizando para ello los registros geofísicos de pozos (López J.O. y O. Castro, 1996), calibrado con datos de laboratorio. También se han realizado estudios de las radiaciones gamma en muestras de canal y núcleos bajo distintas condiciones.

Los estudios anteriores sirven como punto de partida para el presente artículo, para fundamentar la naturaleza de la presencia de uranio en las rocas carbonatadas.

El trabajo parte del estudio de distintos pozos seleccionados de la Franja Norte de Crudos Pesados con registros de rayos espectrometría de rayos gamma (CGR, SGR, Torio, Potasio y Uranio) y el de imágenes de pared de pozo FMI, que es el método con posibilidades de detectar fracturas de tamaño muy variable. Se incluyen los resultados de mediciones de radiactividad realizadas en cámara de bajo fondo a muestras de algunos pozos, y análisis de carbono orgánico total (COT) en muestras y estudios geofísicos de atributos sísmicos.

Objetivo

Investigar las causas de las lecturas anómalas de uranio en las rocas carbonatadas de la franja norte de crudos pesados.

MATERIALES Y MÉTODOS

Se siguió un flujo de trabajo para el estudio de los pozos seleccionados, con los siguientes pasos:

1. Preparación del grado de estudio de pozos perforados en la Franja Norte de Crudos Pesados (FNCP) para asegurar que contaran con registros de imágenes eléctricas de cobertura total FMI, registros geofísicos convencionales con suficiente calidad y la mayor información obtenida mediante las descripciones de las muestras de canal.

2. Estimación del contenido de carbono orgánico total (TOC) por registros: Para un grupo de pozos que contaban con los registros geofísicos convencionales, se empleó la metodología de Bowman (Bowman, T., 2010), para calcular ΔLog R, y luego se crearon ecuaciones locales derivados de la relación entre los registros de rayos gamma, porosidad y resistividad para calcular el TOC; después se comparó con el TOC medidos en núcleos (Passey, Q. R., 1990).

3. Clasificación de los eventos que se desarrollan relacionados con la fracturación mediante el análisis de los resultados de la interpretación de los registros de imágenes de cobertura total (FMI): fracturas conductivas y fracturas resistivas.

4. Comparación de los resultados de las mediciones de espectrometría gamma de bajo fondo en laboratorio bajo distintas condiciones con los registros de esta propiedad.

5. Interpretación sísmica: Análisis de los atributos sísmicos generados de la petrofísica.

6. Integración de los datos, considerando también otra información adicional como descripción de muestras de canal y núcleos de rocas.

En total, se utilizaron los materiales de registros de 15 pozos, que se encuentran ubicados en la FNCP. El procesamiento de los datos se hizo de forma automatizada mediante programas de interpretación y otros con que cuenta el CEINPET, siendo representados los resultados en gráficas que facilitan la evaluación.

Se hizo uso de amplia bibliografía que aunque no se aplicaron, sirvieron de apoyo para la realización de este trabajo.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El trabajo se realizó en dos etapas; la primera se dedicó a la búsqueda y procesamiento de la información mientras que en la segunda fue la puesta en práctica, prueba y evaluación de los resultados.

Las fracturas muestran en varios sistemas y en el caso de las resistivas pueden encontrarse cementadas por calcita u otro mineral; las conductivas pueden estar total o parcialmente abiertas y rellenas por bitumen o petróleo.

A un grupo de pozos se les hizo mediciones específicas de características geométricas obtenidas a partir de datos sísmicos básicos y que persiguen el objetivo de destacar características o eventos que no son posibles de identificar a partir de los datos originales. Al cubo sísmico de estos pozos y con el apoyo de los registros de imágenes del área, se le realiza un AntTraking, a partir del análisis de lineamientos definidos con anterioridad con el uso de otros atributos como varianza y chaos que estiman la similitud entre trazas sísmicas. Este procesamiento dentro del volumen de datos sísmicos permitió identificar fallas y fracturas. Las fracturas identificadas son correlacionadas con los registros espectrales (contenido de uranio) destacándose la existencia del mismo ante la presencia o no de fracturas en el corte.

Se pudieron establecer los siguientes casos:

- Poco contenido de uranio en zonas donde no se detecta fracturación. Ejemplo: Figura 1.

- Carbonatos con poca presencia de uranio en una zona de posible falla y muchas fracturas parcialmente selladas. Figura 2 (intervalo superior).

- Gran presencia de uranio en zonas no fracturadas o pocas fracturas parcialmente abiertas. Figura 2 (intervalo inferior).

- Contenido de uranio frente a zonas de poca fracturación con posibilidades de alto contenido de carbono orgánico total. Ejemplo: Figura 3

- Zonas de fracturas abiertas donde el uranio no alcanza niveles altos. Ejemplo: Figura 3

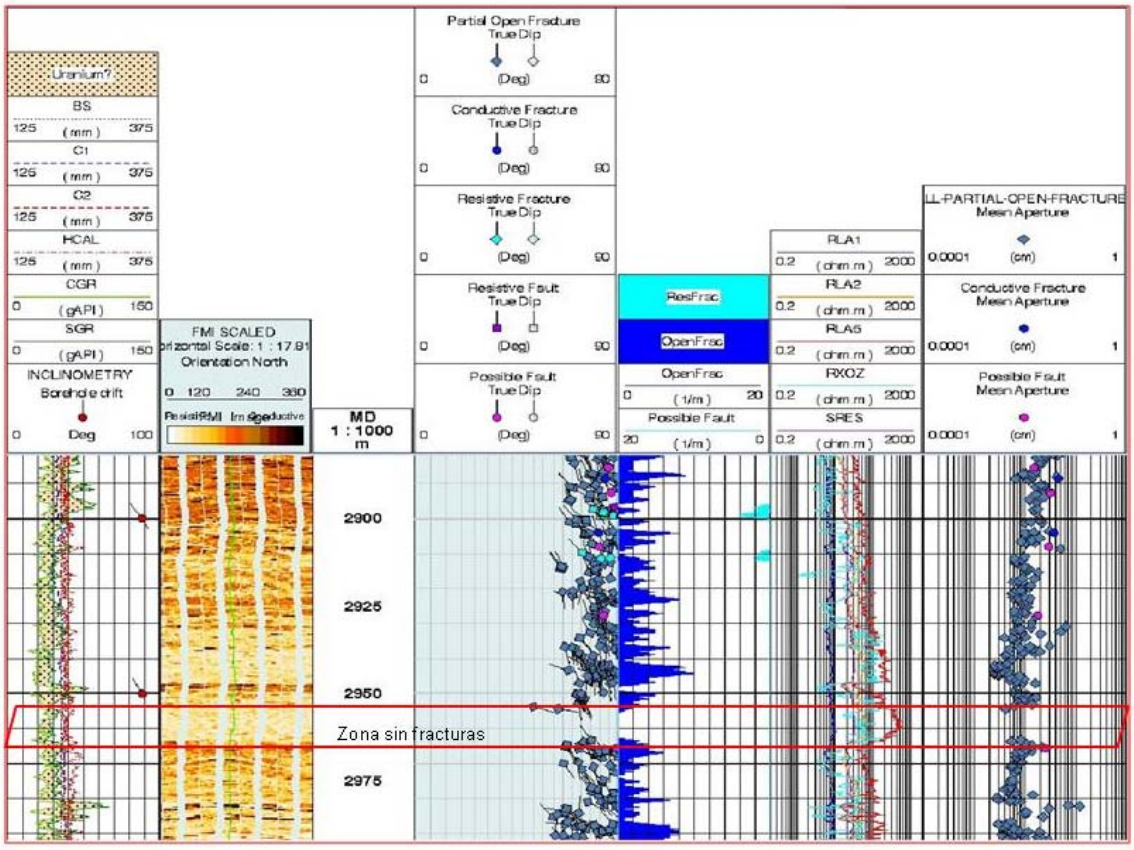


Figura 1. Ejemplo de registro donde se observa poca presencia de uranio en una zona sin fracturas.

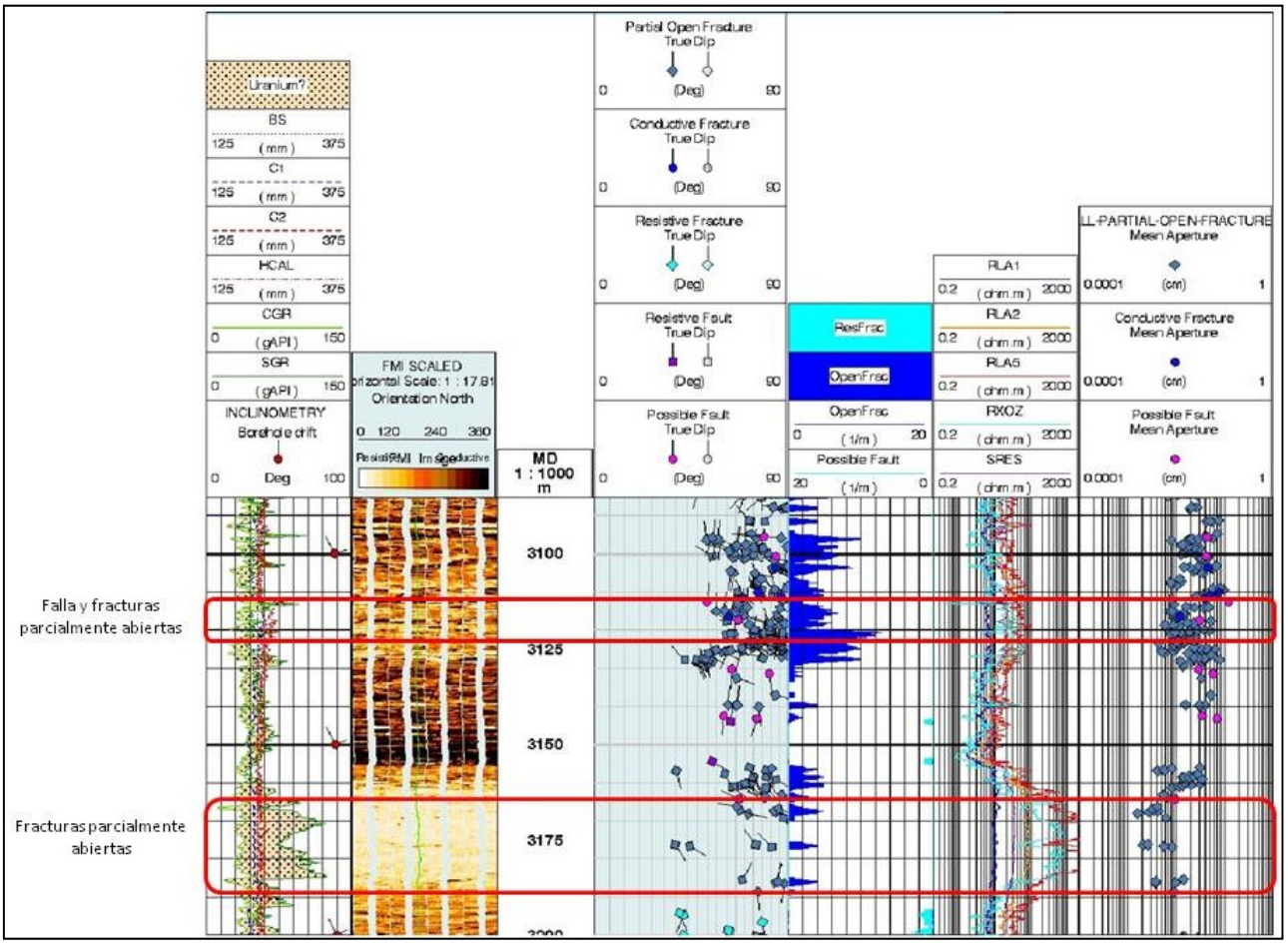


Figura 2. Carbonatos con poca presencia de uranio en una zona de posible falla y muy fracturas parcialmente (superior) y otra con gran presencia de uranio en zonas no fracturadas o pocas fracturas parcialmente abiertas (inferior).

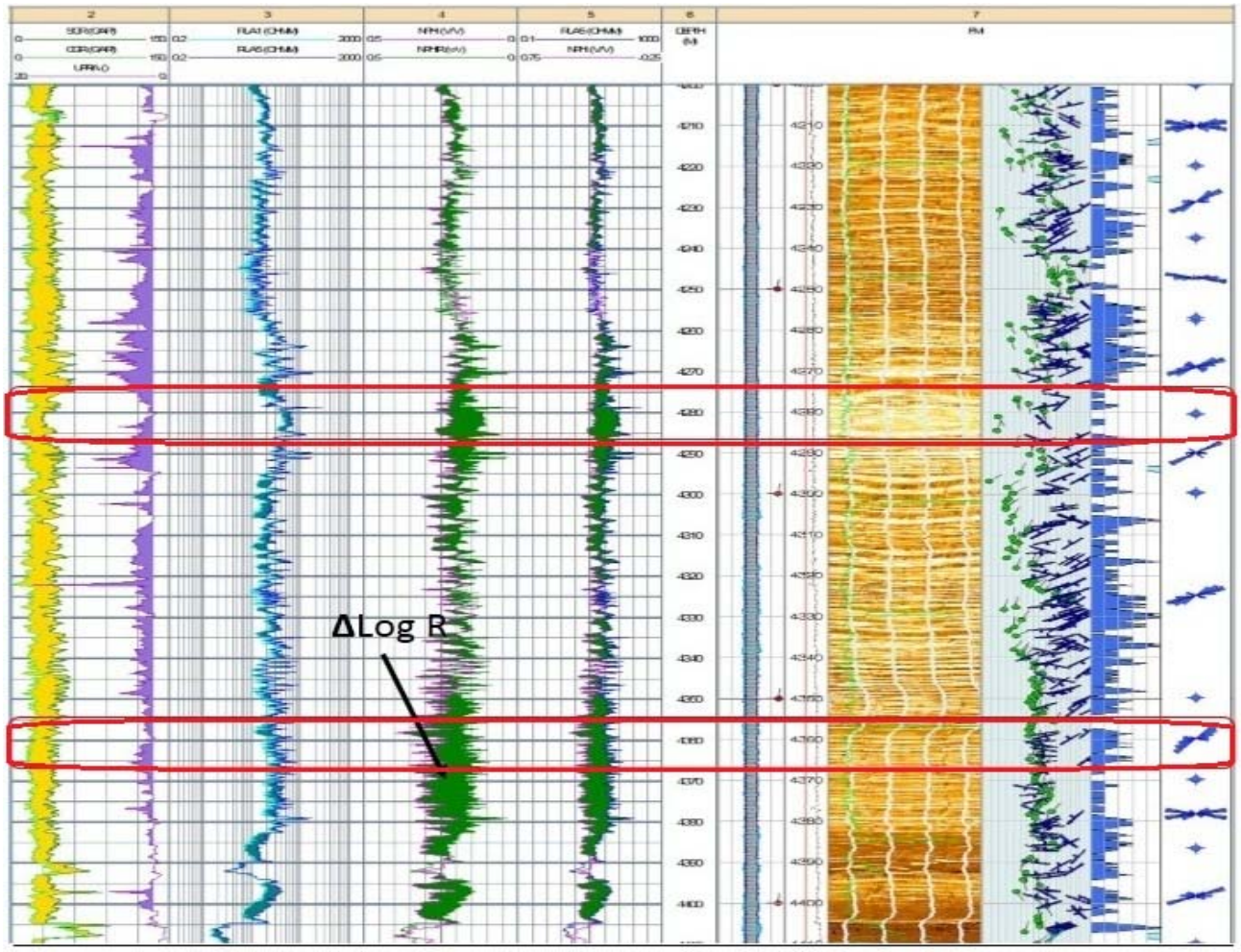


Figura 3. Ejemplo de registros donde se puede apreciar materia orgánica en zona con microporosidad, porosidad intercristalina y fracturas abiertas.

Las mediciones de laboratorio ayudan a diferencias cuál o cuáles de estos criterios representa la realidad en los yacimientos petroleros cubanos, y disminuir la incertidumbre a la hora de llegar a conclusiones. Como alternativa a la ausencia de núcleos para estudios de radioactividad en los pozos petroleros, se utilizó la técnica de espectrometría gamma de bajo fondo en muestras de ripios de distintas litologías. Se pudo determinar la presencia de los isótopos emisores gamma, potasio-40 (^{40}K), uranio-238 (^{238}U) y torio-232 (^{232}Th), característicos en las rocas estudiadas (Miquel, L y Ortíz, G., 2012).

En uno de los pozos de estudio, el FMI frente a la zona muestreada confirma la descripción de los especialistas que aprecian fracturas y microfracturas dispersas a veces formando cavernas, sin observar porosidad de matriz, sólo de fracturas; también observan materia orgánica amorfa muy abundante de color negro. Se relacionaron los valores que toman las muestras frente al registro con los valores resultantes de laboratorio. Se agregó el análisis cualitativo de la presencia de COT por registros (Figura 4).

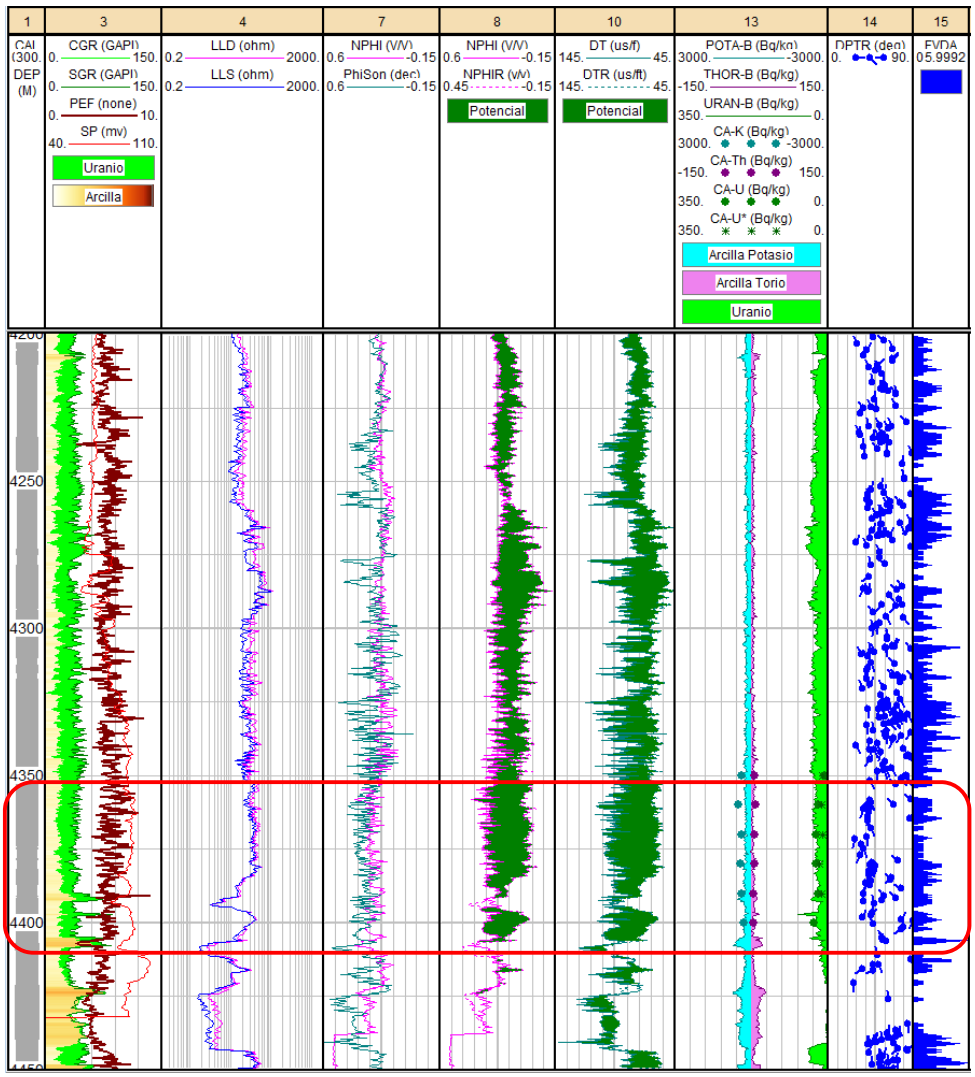


Figura 4. Registro compuesto con los datos de espectrometría gamma, fracturación y análisis cualitativo de COT.

La distribución del uranio frente a las calizas impregnadas y las mismas sin impregnación luego de ser lavadas, manifiesta que al limpiar las muestras y eliminar el hidrocarburo y la materia orgánica, la radiactividad disminuyó hasta 58% (Figura 5). Esto puede ser debido a la disolución de la materia orgánica y en menor medida a la pérdida de parte de arcilla (lo que ocurre con el torio y el potasio en las mismas muestras).

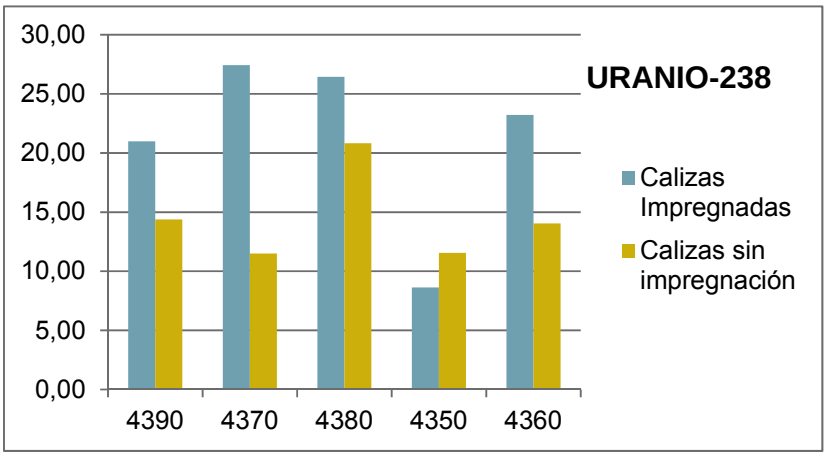


Figura 5. Variación del uranio (en Bq/kg) ante las calizas impregnadas y las mismas después de su limpieza (sin impregnación).

CONCLUSIONES

Los pozos analizados muestran un comportamiento heterogéneo respecto al contenido de uranio y la presencia o no de fracturas en el corte. La concentración del uranio en los reservorios carbonatados no sólo pudiera estar asociada a la presencia de las fracturas, hay que considerar también las condiciones reductoras de su formación, con la consiguiente asociación a la materia orgánica. Entonces puede suponerse que los intervalos ricos en materia orgánica pueden presentar al mismo tiempo determinados niveles de fracturación.

Sólo la integración de los datos de los registros geofísicos de pozo convencionales, la herramienta de Imágenes Cobertura Total FMI, los datos sísmicos y los trabajos de laboratorio son la clave para definir la naturaleza del uranio en los carbonatos:

1. Se establece que el uranio en los carbonatos de la Franja Norte de Crudos Pesados que constituyen los principales reservorios cubanos, no sólo pudiera estar asociado a las fracturas, sino también a la presencia de materia orgánica por la naturaleza de las rocas carbonatadas.

RECOMENDACIONES

- Analizar un mayor número de muestras de calizas con y sin impregnación utilizando el método de espectrometría gamma de bajo fondo.

- Realizar siempre la evaluación completa de los pozos en cuanto a la integración de toda la información disponible.

BIBLIOGRAFÍA

Bowman, T., 2010. Direct Method for Determining Organic Shale Potential from Porosity and Resistivity Logs to Identify Possible Resource Plays*. Search and Discovery Article #110128 (2010). Posted June 14, 2010

Brey, D., Evaluación de la fracturación en los sedimentos Jurásico-Cretácico en el Bloque Central del yacimiento Boca de Jaruco.

Doveton, J H., 1991. Lithofacies and geochemical facies profiles from nuclear wire'line logs: New subsurface templates for sedimentary modelling. Kansas Geological Survey, Bulletin 233, p. 101-110.

Doveton, J. H., 1986, Log analysis of subsurface geology--concepts and computer methods: Wiley Interscience, New York, 273 p.

E. R. (Ross) Crain, P.Eng. Unicorns in the garden of good and evil: Total Organic Carbon (TOC) part 1.

Leduc, J'P.et all, FMI Based sedimentary Facies Modelling, Surmount Lease (Athbasca, Canada).

López-Quintero, J. O, O. Castro, 1996, Cómo los registros geofísicos de pozos pueden ser utilizados en la solución de tareas de la geoquímica orgánica, Memorias de Geofísica'96, 3er Simposio Cubano de Geofísica, La Habana, Cuba

Miquel, L y Ortíz, G., 2012. Empleo de técnicas nucleares analíticas en el estudio de las características litológicas y de las propiedades de las rocas sello y reservorio de los yacimientos petroleros cubanos.

Passey, Q. R., Creaney, S., Kulla, J. B., Moretti, F. J., Stroud, J. D, 1990. "A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs", AAPG Bulletin, v.74, p. 1777-1794.

Veiga Bravo Carlos, 2008 Atributos sísmicos para la búsqueda y evaluación de las anomalías gaso – petrolíferas

Schlumberger, 1982. Natural Gamma Ray Spectrometry. Essentials of N.G.S interpretation, Schlumberger Limited, Services Techniques Schlumberger, 1982. pp 69.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL RESERVORIO ENTRE POZOS DEL YACIMIENTO VARADERO OESTE EXTENDIDO

***Yanet Rosell Armenteros*[1]; Yaneisy Tamayo Castellanos[1]; Mariela Torres Díaz[1]; Carlos Perera Falcón[1]; Bernardo García[1]; José Hernández León[1]; Norma Mitchel[2]**

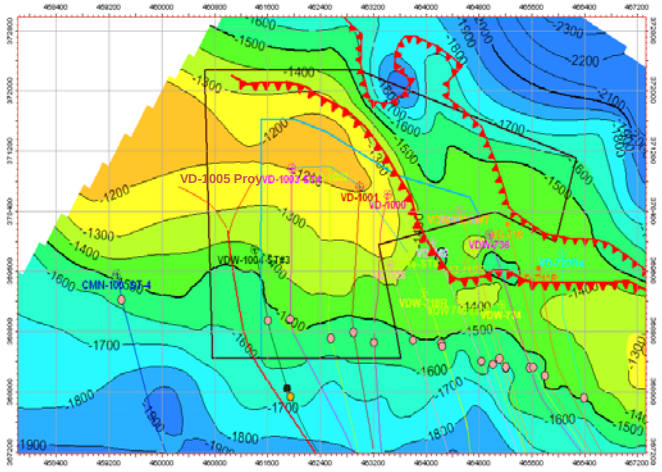
1 Centro de Investigaciones del Petróleo
2 Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo de Centro

RESUMEN

La perforación de pozos de desarrollo en el campo Varadero Oeste, ha tenido entre sus objetivos elevar los volúmenes de petróleo a extraer en las rocas reservorios, las cuales para esta área, están constituidas por las rocas pertenecientes al Grupo Veloz. Los resultados obtenidos en el pozo VDW_1005, no mostraron la productividad esperada, planteándonos la problemática de la necesidad de realizar un análisis comparativo del reservorio en cada uno de ellos, a partir de estudios integradores anteriores y nuevos estudios geólogo-geofísicos y paleontológicos realizados. Esta investigación tiene como objetivo analizar comparativamente el comportamiento de las rocas del Grupo Veloz, en el yacimiento, donde para ello se contó con las muestras de canal obtenidas durante la perforación de los distintos pozos, los informes de del área, y el conjunto de registros geofísicos, procesados mediante los distintos software interpretativos. La aplicación de un conjunto de métodos investigativos (teóricos, empíricos, y estadísticos), así como la aplicación de los gráficos de pixler, gráficas de propiedades cruzadas e histogramas, el módulo Multimin del Programa IntGeof y el módulo PoroSpect (espectro de poros), constituyeron el soporte metodológico para realizar este estudio. Entre los principales resultados se tiene que, comparado con el resto de los pozos, el VDW_1005 presenta una mala permeabilidad, que va mejorando localmente, pero solo llega a ser regular, y no precisamente buena. Desde el punto de vista petrofísico, el procesamiento con los distintos módulos y la valoración de poros secundarios (fracturas y vúgulos), arrojó qué según correlación existe una diferencia evidente de ambos parámetros que puede explicar la permeabilidad reducida de la sección productiva en este pozo, los resultados de POROSPECT y el comportamiento de la Pf del pozo se ajusta a un reservorio de permeabilidad empeorada en comparación con los pozos VDW extendido precedentes. Dicho comportamiento atípico, sirve de orientación al conocimiento y por tanto a un mejor enfoque del trazado de nuevos objetivos en el área.

INTRODUCCIÓN

Constituye política del estado cubano, incrementar las reservas gaso-petrolíferas nacionales. En el marco de difíciles condiciones a nivel mundial y nacional, se potencia, la búsqueda y exploración de nuevos horizontes de desarrollo petrolero con la perforación de pozos de largo alcance.
Tal entorno circunda la perforación de los pozos VDW_1000 al VDW_1006, desarrollados en el campo Varadero Oeste Extendido, perteneciente a la provincia de Matanzas. (Ver Fig. 1)



La perforación de pozos de desarrollo en el campo Varadero Oeste, ha tenido entre sus objetivos elevar los volúmenes de petróleo a extraer en las rocas reservorios, las cuales para esta área, están constituidas por las rocas pertenecientes al Grupo Veloz. De manera positiva se mantuvo la tendencia al incremento de las producciones petróleo y gas, hasta la perforación del pozo VDW_1005. El cual, a pesar de haber comenzado antes su perforación al VDW_1006, culmina posterior a este, y por tanto es puesto en producción tiempo después.

Aunque las manifestaciones de petróleo y gas registradas durante la perforación son discretas, limitadas a pequeñas manchas en las rocas y bajos por ciento de gas total en muchos casos, salvo locales manifestaciones, la productividad de la mayoría de ellos es alta, no así, en el caso del pozo VDW_1005.

De esta manera, se manifiestan ante el colectivo de trabajo una serie de interrogantes científicas que nos guiarán en el trazado de las tareas a seguir para poder arribar a una conclusión.

Interrogantes científicas

1. ¿Cuáles son los resultados desde el punto de vista litológico y si estos arrojan algunas consideraciones en cuanto a porosidad?
2. ¿Qué parámetros caracterizan a las electrofacies de estos reservorios?
3. ¿Cuál es el comportamiento de esta formación dentro del yacimiento?
4. ¿Que indica el análisis pre-eliminar del reservorio del pozo en cuestión?

Partiendo de estudios integradores anteriores y nuevos estudios geólogo-geofísicos y paleontológicos realizados, esta investigación tiene como objetivo analizar comparativamente el comportamiento de las rocas del Grupo Veloz. Para ello, y con el afán de responder a las interrogantes surgidas, se elaboraron una serie de tareas a cumplir.

Tareas de investigación

1. Recopilar la información relacionada con los pozos
2. Analisis litológico
3. Análisis y caracterización de las electrofacies
4. Correlación estratigráfica de las secuencias reservorios.
5. Integración general de los datos obtenidos de los análisis realizados

De esta manera, y con un enfoque integrador y multidisciplinario guiamos nuestro estudio.

Materiales y métodos

- Métodos de investigación
    - Métodos Empíricos:

***Observación*:** Observación de las características de las rocas con la utilización de la microscopía óptica.

- Métodos Teóricos

Análisis y síntesis: Se utilizó para analizar la información existente en el área y tener un enfoque adecuado de lo que se quería lograr con la integración de los nuevos datos geólogos geofísicos existentes.

Inducción- Deducción: Partiendo de resultado negativo que significó la baja producción del pozo VDW_1005, y el empleo de los nuevos datos geólogos –geofísicos , así como los ya existentes, se realizará una comparación que permitirá caracterizar el reservorio y focalizar las causas de su baja productividad

Enfoque de sistema : Se analiza el comportamiento de manera integral del reservorio dentro un yacimiento.

- Métodos Estadísticos

Análisis porcentual: Trabajo con lo por cientos de los componentes de las rocas y las litofacies.

Cálculo de la Variabilidad : Se evalúa como varía facialmente la formación, y su distribución areal.

- Materiales
    - Muestras de Canal
    - Descripciones Petrográficas

- Descripciones paleontológicas
- Registros
- Análisis geofísico
- Columnas
- Equipamiento Técnico para microscopía óptica
- Software de interpretación petrofísica
- Programas de cálculos de evaluación de reservorio

I. Enfoque comparativo a partir de características lito-paleontológica de las rocas que componen el reservorio.

Las rocas del Grupo Veloz fueron perforadas en todos los pozos en análisis. A pesar de no haber presentado grandes diferencias si existen algunas especificidades a señalar.

Formación Morena

Se describe como una secuencia bastante carbonatada, conformada por calizas pardas y cremas masiva microlaminar y friable algunas con fuerte impregnación de aspecto sucroso y ligeramente bandeadas, otras grises deleznables; claystone gris verdoso a gris claro semi-blando limoso en parte radiolárico, otros pardo más compactos impregnados, y bajos porcientos de pedernal pardo oscuro fragmentario y gris oscuro a negro radiolárico.

En la mayoría de los pozos en análisis, debido al poco espesor de esta unidad no se detectó fauna en las muestras, su identificación se logró a partir de criterios litológicos, petrográficos y petrofísicos Sin embargo, para el pozo VDW_1005 fue identificado fauna que data a esta formación, desde el tope de reservorio determinado por muestra a 5287m MD (Ver Tabla 1)

Tabla 1

5287-5300	CALIZA (Tr-25%) pardo oscuro, masiva a microlaminar, microgranular, friable, fuertemente impregnada de modo uniforme (litotipos Fm. Morena). PEDERNAL (Tr) pardo claro, translúcido. Estos litotipos se incrementan con la profundidad. ARCILITA (45-75%), PEDERNAL (25-30%) y CALIZAS (5-10%) ídem suprayacentes, disminuyen con la profundidad (caídos).	
5287	*Nannoconus bermudezii* *Nannoconus steinmannii* *Nannoconus colomii* *Nannoconus sp.* *Colomisphaera sp.* *Globanomalina ehrenbergi* Globigerinidae	Cretácico Inferior (Valanginiano-Barremiano) Paleoceno Inferior parte alta-Superior parte media

En cuanto impregnación en las rocas de esta unidad, u otro tipo de manifestaciones, en la mayoría de los pozos, se describe la presencia de bitumen, o materia orgánica integrada a la roca, y en el caso de VDW_1005, en algunos intervalos se describe fuerte impregnación en calizas.

Respecto perdidas de circulación en esta unidad, este intervalo no presentó pérdidas de circulación significativas como se esperaba al correlacionarlas con los pozos VDW 1004 y VDW 1006.

Formación Ronda

Conformada por de calizas de distintos tipos y lutitas negras. Se describen como calizas pardas masivas, otras cremas friables en ocasiones bandeadas, blancas, menos, deleznables fracturadas con impregnación de petróleo en superficie y dentro de las fracturas; lutita arcillosa, negra, blandas, de fácil partir, en ocasiones oxidadas en superficie laminar. El contenido de pedernales de color ámbar aumenta considerablemente, algunos abigarrados en blanco, duros, traslúcidos en casi todos los pozos, a excepción del pozo VDW_1005 para el cual, el corte se hace más carbonatado y mucho menos silíceo, hasta desaparecer esta litología dentro del reservorio

De esta secuencia es válido señalar, que al comenzar la misma los pozos de área, han presentado severas pérdidas de circulación, hasta llegar a ser totales, a excepción del pozo en análisis
Este evento, se ha puesto de manifiesto en casi todos los pozos, sin que necesariamente haya una relación lineal entre uno y otro, pero si facial, provocando expectativa al no manifestarse durante la perforación de este.
Bioeventos y Edad: *Nannoconus bermudenzii, N. steinmannii, N. colomii.* Cretácico Inferior (Valanginiano – Barremiano)

Formación Cifuentes
Representada en estos pozos por blancas, crema, cristalinas y recristalizadas en ocasiones, deleznables tipo margas, fracturadas y rellenas de petróleo, bandeadas, con impregnación de petróleo, claystone pardo, pardo oscuro, negro, suaves generalmente poco consolidados.
La separación de esta unida de la anterior por el contenido faunal, no ha sido posible en ninguno de los casos. En un buen número de pozos, otros autores lo separaron a partir de algunos criterios litológicos, fundamentalmente interpretaciones petrófisicas en los registros, específicamente el de rayos Ganma. Esto no fue posible realizar en el VDW_1005.

II. Análisis petrofísico

Se emplearon diferentes gráficas de propiedades cruzadas e histogramas, donde se muestra como se logran identificar por registros los distintos paquetes. Un ejemplo se ofrece en la próxima

figura (Ver Fig2). Se realizó además una interpretación petrofísica convencional sobre la base del módulo Multimin del Programa IntGeof (© confeccionado por el Grupo Ing Yacimientos EPEP

Centro donde se utilizan los minerales presentes en el corte. Los minerales utilizados para realizar la interpretación según el registro litológico fueron: Arcilla, calcita, pedernal y feldespato.

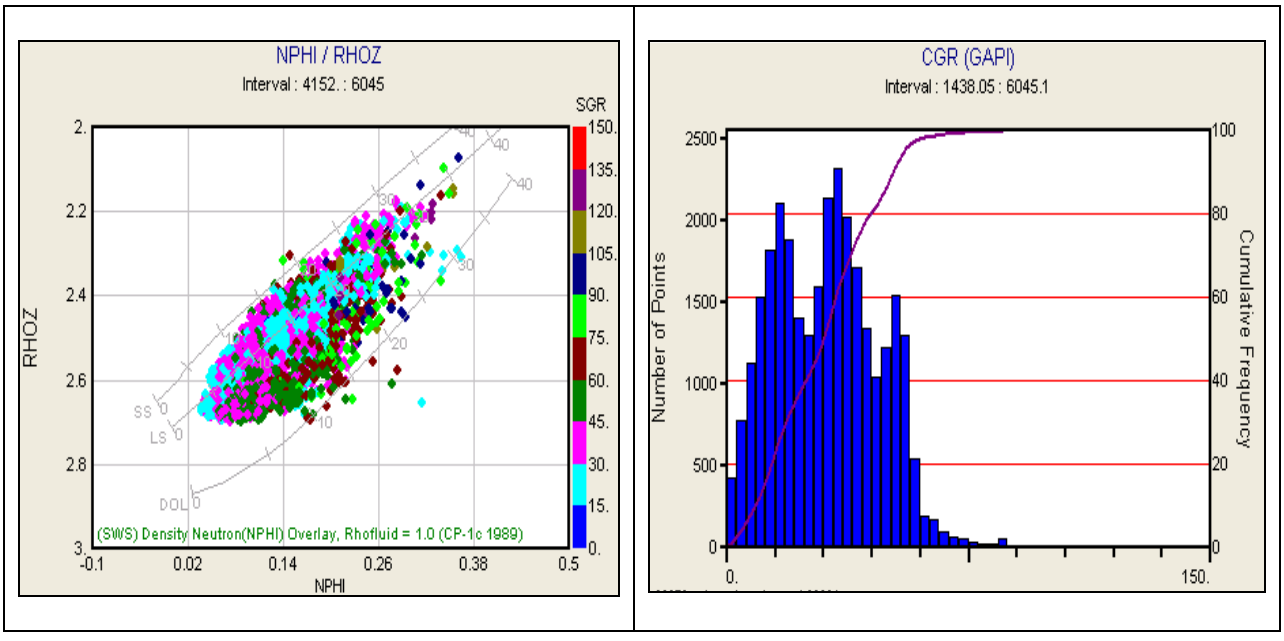


Figura 2. Izquierda: Gráfico de propiedades cruzadas neutrón vs densidad donde se observan las zonas de reservorio. Observar que la mayoría de los puntos caen sobre la línea de las calizas. A la derecha aparece el histograma de CGR para todas les electrofacies donde se puede apreciar que sus valores no sobrepasan los 75 API.
En las figura 3 (registro compuesto) se puede observar la división realizada para las distintas litologías atravesadas por el pozo en el reservorio.

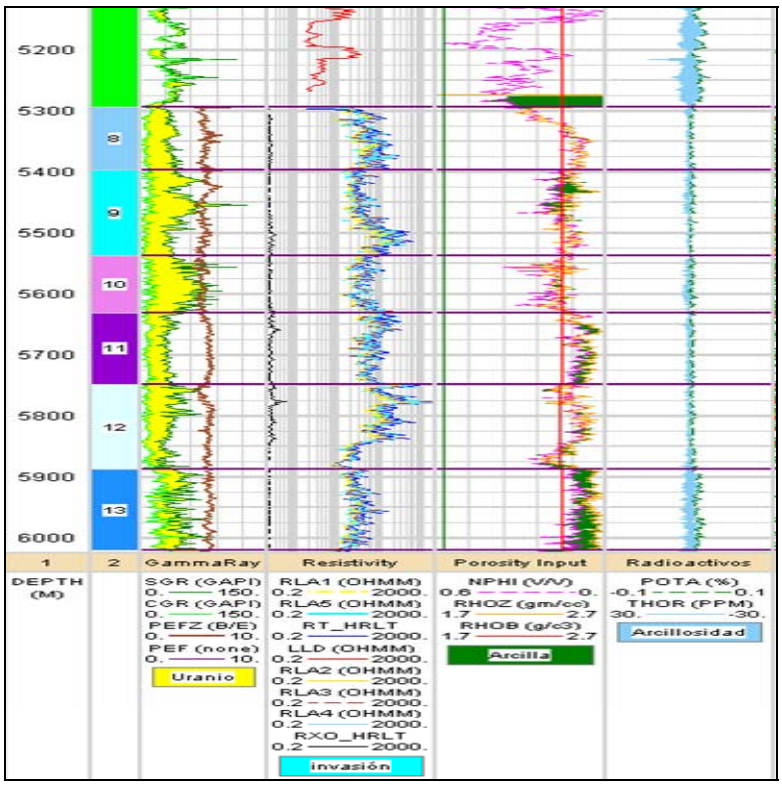


Figura 3. División en Electrofacies con los registros primarios

Tabla 2. División del corte en los distintos paquetes y electrofacies para la zona de interés

Paquetes	EF	Tope (m)	Base (m)	H	Observ.
Carbonatado	8	5294.23	5396.00	102	Hueco abierto
	9	5396.00	5537.00	141	
	10	5537.00	5631.00	94	
	11	5631.00	5748.00	117	
	12	5748.00	5887.00	139	
	13	5887.00	6021.00	134	

Respecto a la primera parte del reservorio, y coincidente con las rocas de la formación Morena, el horizonte aparece en todos los pozos y se describe como rocas no colectoras, presenta baja porosidad según lo determinado en la interpretación petrofisica convencional el pozo presenta muy buenas propiedades colectoras, sin embargo el comportamiento productivo no está acorde con estos resultados.
La correlación de detalle con el VD-1004 y 1006, dentro del manto reservorio es excelente. La comparación de las imágenes de campo del registro FMI en la sección de mayor potencial, no muestra diferencias significativas sino una buena correlación.

En más detalle fue comparada la densidad de fracturación (If) de los pozos VD-1005 y VD-1006, en general salvo en la sección del tope del reservorio las magnitudes de intensidad de fracturas son muy similares del orden 6-8 f/m, aunque en ambos casos inferiores a las magnitudes del pozo VD-1004.
Por tanto, ante todas las dudas acerca del comportamiento del pozo; Schlumberger ha realizado otros procesamientos extras de los registros que nos ayuden a arribar a alguna conclusión.

Se realizó el procesamiento con el módulo PoroSpect (espectro de poros) que tiene como objetivo valorar el grado de conectividad de los poros secundarios (fracturas y vúgulos).
La comparación de los pozos VD-1006 y VD-1005 con respecto a la Intensidad de fracturación [Pista Intensity] y la conectividad de la porosidad secundaria, arrojó que, según correlación existe una diferencia evidente de ambos parámetros que puede explicar esta situación: la permeabilidad reducida de la sección productiva en este pozo , los resultados de POROSPECT y el comportamiento de la Pf del pozo se ajusta a un reservorio de permeabilidad empeorada en comparación con los pozos VDW extendido precedentes.

III. Interpretación de los gráficos de Pixler

El análisis de algunos gráficos de pixler realizados, nos marca distintos intervalos en los cuales la permeabilidad de las rocas varía así como la presencia de agua en algunas zonas.
Los gráficos muestras, cómo al inicio del reservorio existe una mala permeabilidad, que va mejorando según va profundizando, aunque esta llega a ser regular, y no precisamente buena, como se observan en los gráficos desde 5293 a 5320 (ver anexos).
Otros intervalos comprendido entre los 5300m y 5500 metros denotaron zonas con mala permeabilidad e incluso de mucha compactación o muy apretadas, y con posibilidades de tener producciones de agua con petróleo por tener alguna de las pendientes de la curva un sentido negativo en alguna de sus ramas. (ver anexos)
Existen algunas zonas a partir de 5500 donde la permeabilidad mejora algo, que se intercalan con otras, en la que la compactación es mayor y por tanto una mala permeabilidad, dada por algunos ángulos abruptos de inclinación de la pendiente, en estos gráficos

CONCLUSIONES

- Para la formación Morena, respecto perdidas de circulación en esta unidad, este intervalo no presentó pérdidas de circulación significativas como se esperaba al correlacionarlas con los pozos VDW 1004 y VDW 1006.
- Para la Formación Ronda, el contenido de pedernales de color ámbar aumenta considerablemente, en casi todos los pozos, a excepción del pozo VDW_1005 para el cual, el corte se hace más carbonatado y mucho menos silíceo.
- Al comenzar la antes mencionada unidad litoestratigráfica los pozos del área, han presentado severas pérdidas de circulación, hasta llegar a ser totales, evento no presente en el pozo VDW_1005.
- Durante la perforación del pozo VDW_1005, todo apuntaba a que no tenía la fracturación esperada, al ser muy pocas las pérdidas de circulación.
- Desde el punto de vista petrofísico, la correlación de detalle con el VD-1004 y 1006, dentro del manto reservorio es excelente, así como con las imágenes de campo del registro FMI en la sección de mayor potencial, no muestra diferencias significativas sino una buena correlación.
- la permeabilidad reducida de la sección productiva en este pozo, los resultados de POROSPECT y el comportamiento de la Pf del pozo se ajusta a un reservorio de permeabilidad empeorada en comparación con los pozos VDW extendido precedentes.
-

RECOMNDACIONES

Desarrollar el área de pozos hacia el este, lejanos al pozo VDW_1005 donde la permeabilidad del yacimiento empeora, según queda demostrado.

PROCESOS QUE CONTROLAN LA MOVILIZACIÓN, EL TRANSPORTE Y LA ACUMULACIÓN DE METALES SOBRE CUERPOS MENÍFEROS ENTERRADOS Y DEPÓSITOS DE HIDROCARBUROS. UNA REVISIÓN

***Manuel E. Pardo Echarte* y Osvaldo Rodríguez Morán**

Centro de Investigaciones del Petróleo, Churruca No.481, e / Vía Blanca y Washington, Cerro, CP 12 000, La Habana, Cuba, E-Mail: pardo@ceinpet.cupet.cu, ormoran@ceinpet.cupet.cu

RESUMEN

Teniendo en cuenta la relevancia del ***Principio Geoquímico de la Migración Vertical de Iones Metálicos Móviles***, en el que se basan muchas de las técnicas actuales de exploración geoquímica y geofísico-geoquímicas (es decir, CHIM, MMI ™, SGH y ***Complejo Redox***), se hace una revisión sumaria en diferentes aspectos teóricos relacionados con la movilización metálica, el transporte vertical a la superficie, y la acumulación resultante en el medio superficial de estos metales verticalmente transportados a partir de los cuerpos meníferos enterrados y depósitos de hidrocarburos. Como conclusión, se establecen los rasgos generales que caracterizan estos procesos: la actividad microbiana y las reacciones de agua-roca con la generación de gases (hidrocarburos, N, CO^2, H_2, y otros) durante la oxidación del objetivo; ascenso de microburbujas de gas reductor (tamaño coloidal) con iones metálicos reductores adjuntos, que se traduce en 'chimeneas reductoras' que alcanzan la superficie; bombeo barométrico y ascenso capilar de iones y partículas sub-micras de metal, en la zona no saturada; redistribución de los iones en el ambiente cercano a la superficie por la percolación de las aguas subterráneas (después de la lluvia), así como por los efectos de elevación de la evaporación y el ascenso capilar, todos los cuales explican la acumulación de metales en el suelo en una 'zona de acreción metálica' muy poco profunda (10-30 cm).

ABSTRACT

Considering the relevance of the ***Geochemical Principle of Mobile Metal Ions Vertical Migration*** (MMIVM), in which many up-date geochemical and geophysics-geochemical exploration techniques (i.e., electrochemical CHIM, MMI™, SGH, ***Redox Complex***) are based, a summary review on different theoretical aspects related to metal mobilization, vertical transport to the surface, and the resultant accumulation of these vertically transported metals in surficial media from buried ore bodies and hydrocarbon deposits is made. As conclusion, it is outlined the general features characterizing these processes: microbial activity and water-rock reactions with gas (hydrocarbons, N, CO2, H2, and others) generation during target oxidation; ascending reducing gas microbubbles (colloidal size) with reducing metal ions attached, which results in 'reducing chimneys' reaching the surface; barometric pumping and capillary rise moving upward ions and sub-micron metal particulates, into the unsaturated zone; redistribution of ions in the near-surface environment by downward-percolating groundwater (after rainfall) as well as by the upward effects of evaporation and capillary rise, all of which explain the soil metal accumulations in a very shallow (10-30 cm) 'metal accretion zone'.

INTRODUCCIÓN

Las observaciones empíricas, particularmente aquellas que usan la geoquímica de suelo de alta resolución como herramienta de análisis, sugieren que las anomalías geoquímicas de suelo sobre la mineralización y los depósitos de hidrocarburos son dinámicas, y mantenidas por un suministro ascendente de iones a partir de la fuente. Esto ha sido particularmente evidente en las áreas de recubrimiento exótico. La investigación para definir una teoría única y coherente sobre la movilización y la migración vertical de iones para formar anomalías geoquímicas (y algunas geofísicas) sobre los cuerpos meníferos enterrados, y los depósitos de hidrocarburos, sigue siendo una tarea actualizada. Se cree que no hay un único mecanismo capaz de explicar adecuadamente el desarrollo de las

anomalías geoquímicas del suelo en todas las situaciones geológicas, dada la amplia variedad de terrenos y climas que existen y las diferentes condiciones encontradas por debajo y por encima del nivel freático.
En el pasado, ha habido un esfuerzo concertado para examinar los procesos de movilización metálica y los mecanismos de transporte metálico (incluyendo los metales asociados a microfiltraciones de hidrocarburos) a través del recubrimiento, y la acumulación resultante de estos metales, verticalmente transportados, en el medio superficial. En consecuencia, muchos hechos relacionados bien documentados podrían describirse, aunque todavía hay debate sobre los factores que los controlan, por ejemplo:

- La presencia de anomalías geoquímicas secundarias en el recubrimiento transportado sobre cuerpos meníferos enterrados.
- Los gases (hidrocarburos y altas concentraciones de N, CO^2, H_2, y otros) sobre cuerpos meníferos enterrados resultantes de las reacciones agua-roca a largo plazo entre los cuerpos meníferos y sus rocas de caja, y también de la actividad bacteriana durante la oxidación de la mena.
- La investigación y los estudios de caso sobre las zonas contenedoras de metal / hidrocarburos conocidas que muestran que los iones metálicos móviles y los compuestos adicionales se acumulan en los suelos superficiales por encima de estas "fuentes de metales".
- El proceso de migración vertical a la superficie de los gases y metales químicamente reductores a partir del objetivo oxidante enterrado (cuerpos meníferos y depósitos de hidrocarburos), lo que se traduce en 'chimeneas reductoras' que alcanzan la superficie; 'los carbonatos y casquetes ácidos' en la zona no saturada, y los metales que se acumulan en una 'zona de acreción metálica 'muy superficial en los suelos.

MATERIALES Y METODOS

Teniendo en cuenta la relevancia del ***Principio Geoquímico de la Migración Vertical de Iones Metálicos Móviles***, en el que se basan muchas técnicas actuales de exploración geoquímica y geofísico-geoquímicas (es decir, CHIM, MMI ™, SGH, ***Complejo Redox***), se presenta una revisión sumaria de diferentes aspectos en las teorías relacionadas con la movilización metálica, el transporte vertical a la superficie, y la acumulación resultante de estos metales, verticalmente transportados, en el medio superficial a partir de los cuerpos meníferos enterrados y depósitos de hidrocarburos.

Resumen de algunas de las técnicas de exploración geoquímica y geofísico-geoquímicas utilizadas para el estudio de los cuerpos meníferos ocultos y los depósitos de hidrocarburos

Según Fabris y Keeling, 2006, la técnica electroquímica CHIM (Chastichnoe Izvlechennye Metallov) fue desarrollada inicialmente en Rusia, con versiones modificadas desarrolladas en Estados Unidos y China. Se basa en la fuga de iones (rápidos) a partir de un cuerpo menífero y su transporte a la superficie por una fase de vapor / gas (Goldberg, 1998), donde una corriente directa aplicada tiene el potencial para recogerlos en electrodos especialmente diseñados colocados en el suelo, a partir de un volumen mucho mayor del que sería factible con los métodos de muestreo de suelos tradicionales.

Según la Visión General SGS MMI ™, 2004, los Iones Metálicos Móviles (átomos y moléculas metálicas cargadas) medidos en los suelos superficiales se liberan de los cuerpos meníferos y acumulaciones de hidrocarburos oxidados y viajan hacia arriba, hacia la superficie. Se ha demostrado por un estudio de la Organización de Investigación de la Industria Minera de Canadá (CAMIRO), usando isótopos de Pb, que estos Iones Metálicos Móviles son transportados desde los cuerpos meníferos profundamente enterrados a la superficie. Científicos de todo el mundo han estado

estudiando este fenómeno desde hace muchos años. El transporte de vapor / gas, la difusión, la advección de agua y gas (bombeo sísmico y barométrico), el transporte electroquímico, la convección y el ascenso capilar, son algunas de las teorías que se han propuesto. El ascenso capilar se piensa que es un proceso muy importante en el entorno cercano a la superficie (por encima del manto freático), que es responsable del mantenimiento de las anomalías. A medida que los iones llegan a la superficie, se adhieren débilmente (son adsorbidos) a las partículas del suelo. Estos son los iones que son medidos por la técnica MMI ™ (lixiviaciones parciales) para encontrar la mineralización y los hidrocarburos en las profundidades. Los iones débilmente adheridos están en concentraciones muy bajas. Debido a que los iones han llegado recientemente a la superficie ellos proporcionan una "señal" precisa directamente sobre los objetivos metálicos. Cuando los iones metálicos móviles han llegado a la superficie ellos tienen una vida útil limitada en forma de iones "móviles". En la superficie los iones están sujetos al intemperismo y están obligados por los procesos formadores del suelo (es decir, se convierten en parte del suelo).

Según Sutherland, D., 2011, las bacterias que lixivian y metabolizan compuestos a partir de depósitos minerales o 'plays' petroleros en la profundidad eventualmente liberan hidrocarburos que migran a la superficie. Muestras superficiales tales como el suelo, sedimentos, turba, humus, e incluso nieve, actúan como colectores de estos hidrocarburos. Los investigadores anteriores han utilizado compuestos muy volátiles en la gama de C_1 a C_4 de la serie del carbono, y también tienen la hipótesis de la utilización de hidrocarburos más pesados (en la gama de C_5 a C_{17} de la serie del carbono). La investigación con estos hidrocarburos más pesados se ha traducido en una geoquímica más robusta, que se define como Hidrocarburos Gaseosos del Suelo (SGH, investigado y desarrollado desde el año 1996). Los compuestos SGH pueden migrar desde la profundidad en una forma volátil, pero no son gaseosos a temperatura y presión ambiente. Los compuestos orgánicos desorbidos se recogen y se introducen en un Cromatógrafo de Gases / Espectrómetro de Masas (GC / MS), donde 162 de estos compuestos de hidrocarburos más pesados se miden en el rango de ppt. Los datos se revisan forensemente resultando en combinaciones y proporciones específicas de los hidrocarburos, que definen diferentes firmas orgánicas directamente relacionadas con el objetivo. La dispersión geocromatográfica superficial de varias clases de compuestos orgánicos también se ha investigado y encontrado para ser capaz de señalar la localización de objetivos de exploración enterrados. SGH es, pues, una geoquímica predictiva de penetración profunda de doble propósito que permite no sólo la localización sino que también identifica el tipo de objetivo que puede estar presente. La firma geoquímica de SGH se ha demostrado exitosa para la localización de plays de Petróleo, Gas y Carbón juega a profundidades de hasta 1.000 metros; objetivos minerales también se han identificado a profundidades de hasta 700 metros.

Hamilton, 2007, recomienda el uso simultáneo de tres clases de herramientas geoquímicas con el fin de optimizar la eficacia de la geoquímica en la discriminación y la priorización de los objetivos enterrados: lixiviaciones selectivas (MMI™ y Lixiviación Enzimática®), técnicas de hidrocarburos de suelo (SGH y Pirólisis Desorción de Suelo (SDP)), y el análisis del pH de la suspensión del suelo. Según este autor, la MMI™ y la Lixiviación Enzimática® miden no solo la señal elemental primaria emitida por los depósitos minerales enterrados, sino que también pueden detectar una señal secundaria causada por los principales procesos geoquímicos que ocurren en la cobertura por encima del depósito, y relacionada con el objetivo enterrado. Entre estos procesos secundarios un papel importante lo juega la acidificación debido a la oxidación metálica por encima del nivel freático. Además, las técnicas de hidrocarburos de suelo son útiles para medir el aumento de hidrocarburos más pesados y otros gases en los suelos por encima de los depósitos minerales. Los cambios se interpretan como relacionados con aumentos en microbios autótrofos que prosperan en una 'chimenea reductora' que ocurre en el recubrimiento por encima del depósito mineral. Finalmente, el pH de la suspensión del suelo busca detectar respuestas del pH que se sabe que ocurren sobre los

depósitos minerales. Los resultados pueden tomar la forma de un área acidificada encima del nivel freático (el 'casquete ácido') o una zona alcalina debajo de ella.

Según Pardo *et al*., 2003; Pardo y Rodríguez, 2009, el ***Complejo Redox*** (Potencial Redox, Susceptibilidad Magnética, Reflectancia Espectral y Geoquímica de Suelos / lixiviación total) es un complejo de técnicas de exploración no -convencionales utilizado (con carácter complementario dentro del complejo convencional de exploración) para la detección directa y evaluación de los diversos objetivos de naturaleza metálica. Se basa en el ***Principio Geoquímico de la Migración Vertical de Iones Metálicos Móviles*** (iones liberados de objetivos metálicos en profundidad); ofreciendo información sobre las modificaciones del terreno que tienen lugar en su parte más alta (10-30 cm del perfil del suelo) sobre el objetivo. Este complejo ha sido aplicado, con éxito, en diferentes ámbitos: por ejemplo, la exploración de hidrocarburos y minerales metálicos; los estudios de contaminación metálica y de hidrocarburos en suelos y subsuelo; y la búsqueda de enterramientos arqueológicos metálicos. El ***Complejo Redox*** mejora la probabilidad de éxito, ya que cada método detecta un aspecto físico o químico diferentes resultado de un único proceso microbiano / geoquímico a gran escala que ocurre sobre los depósitos de mineralización y de hidrocarburos enterrados: 'chimeneas reductoras ' que llegan a la superficie; cambio de la Susceptibilidad Magnética y la Reflectancia Espectral del suelo, y; metales que se acumulan a muy poca profundidad en los suelos (10-30 cm) en una 'zona de acreción metálica'. A pesar de su potencial, hay muchas fuentes posibles de error cuando se utiliza el ***Complejo Redox***: atributos físicos, como la Susceptibilidad Magnética y la Reflectancia Espectral del suelo son de alguna manera litológico dependiente; el Potencial Redox depende de las zonas superficiales reductoras u oxidantes de diferente naturaleza; y la señal geoquímica de suelos proveniente del objetivo de mineralización o hidrocarburos es generalmente sutil, y algunos procesos superficiales pueden producir respuestas equivalentes o más fuertes. (De acuerdo con Hamilton, 2007, una de las fuentes más probables de error de la geoquímica de suelos en los terrenos más secos es el contenido de humedad variable, debido a que estos suelos están asociados a un pH más ácido y a un fondo mayor de las concentraciones de metales tanto en suelos de humus como minerales). El ***Complejo Redox*** es apropiado para la discriminación de objetivos y la priorización de numerosos objetivos geofísicos. Sin embargo, es menos adecuado para la cartografía de objetivos, es decir, la observación de grandes redes, debido a su baja productividad (se utiliza un paso de muestreo corto, no más de la mitad de la anchura prevista del objetivo, además que la medición del Potencial Redox requiere mucho tiempo), y también a causa de las muchas "falsas anomalías" relacionadas con las condiciones superficiales variables. En general, los observadores conscientes, las buenas notas de campo, y un conocimiento básico de los procesos geofísico-geoquímicos superficiales durante el estadio de interpretación, son los factores críticos de éxito.

Resumen de algunas teorías que explican las anomalías superficiales sobre la mineralización profundamente enterrada

Según Coker, 2007; los procesos postulados para explicar las anomalías superficiales sobre la mineralización profundamente enterrada incluyen el transporte de vapor / gas, la difusión, el transporte electroquímico, la migración capilar de iones, la convección y la advección de agua / gas (bombeo sísmico y barométrico).

Malmqvist y Kristiansson, 1984; han sugerido un mecanismo por el cual el material iónico es arrastrado hacia arriba por gases portadores tales como el nitrógeno y el dióxido de carbono. Un modelo gaseoso en el cual los iones son unidos, desde un punto de vista hidrófilo, a las burbujas de gas debajo del nivel freático se prefirió (Mann *et al*., 1995) después de un número de mecanismos investigados. Los investigadores rusos (por ejemplo, Goldberg, 1998) han sugerido de manera constante la presencia de una clase de 'iones rápidos' ya que la difusión química en general se

descuenta por la mayoría de los autores por ser demasiado lenta (los modelos basados en la difusión sufren de bajas tasas de migración). Smee, (1998) señaló que los iones de hidrógeno pueden difundirse lo suficientemente rápido para estar involucrados en la redistribución química que se produce en los halos de alteración por encima de los depósitos de minerales y de hidrocarburos, pero admite que en el caso de los depósitos de oro en Nevada, 'el pH solo no explica los patrones observados sobre la mineralización'.

Se han propuesto teorías electroquímicas (Sato y Mooney, 1960; Govett, 1973; Hamilton, 1998, 2000), y hay pocas dudas sobre los efectos electroquímicos en una parte o en todos los depósitos. Sin embargo, el hecho de que si son una causa universal o un resultado de la migración iónica todavía está en cuestión. Los modelos electroquímicos muestran una zona catódica en la parte superior de un conductor de sulfuro enterrado. Los cationes son atraídos hacia el cátodo en lugar de a la superficie, sin embargo, los metales que más comúnmente migran como cationes se encuentran formando anomalías en la superficie. El modelo desarrollado por Hamilton (1998) propone que la propagación hacia arriba de especies reducidas al manto freático forma una columna reducida sobre la zona mineralizada, así como desarrolla anomalías geoquímicas en la cobertura superficial suprayacente. La oxidación del Fe^{2+} y su precipitación en oxi-hidróxidos férricos provoca la producción de ácido y la disolución de carbonato, que precipita en el borde de la columna reductora, donde el pH es más alto. Las tasas teóricas de migración de iones en campos electroquímicos son mucho más rápidas que las velocidades de difusión, y ellas son compatibles con la formación de anomalías geoquímicas en la superficie, en las jóvenes (~ 8,000 años) capas gruesas de sedimentos glaciales que cubren los depósitos minerales (Hamilton, 1998;.. Hall *et al.*, 2004).

El ascenso capilar ha sido sugerido (Mann *et al*., 1997) como un proceso importante en la distribución y redistribución de los iones en el medio ambiente cercano a la superficie (es decir, por encima del nivel freático) tanto en los ambientes áridos y no áridos. Mann *et al*., 2005, llevó a cabo experimentos de laboratorio que sugieren que el ascenso capilar, y la evaporación pueden desempeñar un papel de en dónde los elementos se acumulan en el perfil del suelo. La transpiración de la zona radicular también puede afectar la deposición de soluto y la adsorción en la zona de la evapotranspiración. Además, los autores indicaron que, tal vez, la percolación de las aguas subterráneas después de la lluvia, así como los efectos alcistas del ascenso capilar podrían explicar muchas de las características del emplazamiento de iones en los suelos. Las observaciones empíricas sugieren que las anomalías se localizan, preferentemente, de 10 a 25 cm por debajo de la interface del suelo; un aspecto muy importante debido a que la profundidad óptima de muestreo en suelos es fundamental para la detección de anomalías. El modelado de laboratorio de Mann *et al*., 2005, también sugirió que la convección a partir del calor producido por la oxidación del depósito podría, en algunos casos, ser un método para el rápido ascenso de los iones por debajo de nivel freático.

Según Cameron *et al*., 2004; en terrenos áridos o semiáridos, con una potente zona no saturada, el transporte advectivo, que es la transferencia de masa de agua subterránea o aire, junto con sus componentes disueltos o gaseosos, es el único medio viable conocido para el movimiento de elementos a la superficie; la difusión de los iones en el agua, o gases en el aire, es varios órdenes de magnitud más lento. Ejemplos de transporte advectivo son el bombeo de agua subterránea mineralizada a la superficie durante la actividad sísmica (dilatancia cíclica o bombeo sísmico), y la extracción de aire más gas por el bombeo barométrico. Ambos mecanismos requieren la fractura de la roca y la interpretación de las anomalías derivadas requiere la consideración de las estructuras neotectónicas.

Klusman, 2009; describe un modelo para una chimenea reductora por encima de los depósitos meníferos que complementa el modelo de carga eléctrica existente. Dicho modelo enfatiza el papel de los gases reducidos en la formación de la chimenea. Un modelo computarizado para el transporte

de gases reducidos en la zona no saturada y la subsecuente oxidación microbiana se aplica a una chimenea de gas hidrocarburo. El modelo de zona no saturada se aplica al transporte vertical de las partículas ultrafinas, con aplicación al Au. El bombeo barométrico provoca gradientes de presión en la zona no saturada que son capaces de mover partículas sub-micras de Au a la superficie.

Resumen sobre las teorías que explican las anomalías superficiales sobre los depósitos de hidrocarburos

Según Price, 1985; la microfiltración se define como la migración vertical a la superficie de la Tierra de principalmente la Serie de Hidrocarburos (SHC) C_1 a C_5 a partir de los de depósitos hidrocarburos para formar hidrocarburos y otras anomalías. La migración vertical de la SHC a partir de depósitos de hidrocarburos cambia de alguna manera las características físicas y químicas de los suelos superficiales y de cerca de la superficie por encima de los depósitos o incluso de la columna entera de roca por encima de éstos. Las técnicas que miden estos cambios se denominan Métodos Indirectos de Detección Geoquímicos (y Geofísicos) (IDG) por las dos siguientes razones: 1) tales cambios son un resultado secundario, o indirecto, de la microfiltración de hidrocarburos, y 2) tales cambios también pueden ser causados por acumulaciones de metano biogénico. Muchos autores han enumerado diferentes métodos IDG, que incluyen: El análisis radiométrico, el potencial redox, el análisis de bitumen (luminiscencia o fluorescencia), el análisis de 'sales' del suelo (principalmente carbonatos), el análisis de metales traza o de elementos traza, el análisis geobotánico, la mineralogía del suelo (litológico), y los análisis hidroquímicos y magnéticos. Un método IDG no relacionado con la microfiltración de hidrocarburos, pero que permite el diagnóstico de un depósito de hidrocarburos es el levantamiento de helio.

Según Saunders *et al*., 1999; las combinaciones de métodos tales como la detección de microondas aérea, los análisis de laboratorio de gas hidrocarburo de suelo, el levantamiento aeromagnético de fuentes superficiales, las mediciones de la susceptibilidad magnética del suelo, las mediciones de rayos gamma aéreas y de superficie, así como geomorfología, se utilizan para encontrar depósitos de petróleo y gas productivos. Los resultados sugieren que el uso de estos métodos puede aumentar sustancialmente la probabilidad de éxito de la perforación y reducir los costos en la búsqueda para ambientes geológicos seleccionados; sin embargo, estos métodos de superficie no pueden revelar la profundidad, el tamaño o la calidad de los reservorios, o incluso si se encuentran hidrocarburos productivos.

Según Fedikow *et al*, 2009, 2010; los métodos de Exploración Geoquímica de Superficie (EGS) tienen una historia larga y variada en su aplicación para la búsqueda de depósitos de petróleo y gas, centrada en la recopilación y análisis de gases del suelo, y la integración de la expresión química de la microfiltración de hidrocarburos con las bases de datos geológica y geofísica (sísmica). Por otro lado, los distintos reservorios de hidrocarburos representan "fuentes metálicas" de características geoquímicas variables, es decir, ellos contienen diferentes elementos traza en cantidades variables. Las técnicas EGS, por lo tanto, también pueden identificar metales asociados a microfiltraciones de hidrocarburos a partir de los mismos reservorios mediante la medición de los Iones Metálicos Móviles en los suelos superficiales y, de tal modo, discriminar objetivos "productivos" frente a objetivos sísmicos "no productivos". También puede ser usado para delinear los recursos anulados de petróleo y gas en yacimientos petrolíferos agotados, para evaluar objetivos sísmicos por su prospectividad o para evaluar áreas para la presencia del potencial de petróleo y gas. La fuente puede ser cualquier acumulación de metales en contraste con las rocas circundantes tales como petróleo y gas dentro de los reservorios, y carbón. Independientemente del tipo de zona metálica enriquecida en profundidad los iones metálicos dentro de esa zona se movilizarán a la superficie bajo una variedad de mecanismos, incluyendo el transporte en fase de vapor / gas por hidrocarburos ligeros, vapor de Hg,

He, dióxido de carbono y, tal vez, otros mecanismos. Esto es evidencia de un sistema geoquímico continuo y dinámico. Midiendo los Iones Metálicos Móviles en los suelos superficiales, y por medio de determinaciones geoquímicas relacionadas adicionales, se puede documentar la presencia de respuestas apicales enfocadas (anomalías) directamente sobre las regiones fuentes, hecho avalado por muchas investigaciones y casos de estudios sobre las zonas de metal / con hidrocarburos conocidas .

Según Hale, 2001; los mecanismos de migración de gas se pueden dividir a grandes rasgos en tres categorías, con la migración en cada una de ellas gobernada por una ley física bien establecida, es decir: (1) la difusión por la Ley de Fick; (2) la flotabilidad, por la Ley de Arquímedes; y (3) de flujo de masa, por la Ley de Darcy. La difusión, por definición, es una tendencia espontánea para eliminar un gradiente de concentración. Debido a que no involucra ninguna fuerza externa, es un proceso constante, pero lento. En general, sin embargo, la difusión es una fuerza marginal en términos de velocidad y la escala de la migración de gas, y otros procesos más rápidos se superponen sobre ella. La flotabilidad se origina a partir de la diferencia de densidad entre el agua y las burbujas de petróleo o gas. Mac Elvain (1969) propuso por primera vez la formación de anomalías por microfiltración de hidrocarburos a partir del ascenso vertical de ultra-pequeñas (tamaño coloidal) burbujas de gas a través de los sistemas de microfracturas sobre los depósitos de hidrocarburos. Sus pequeños tamaños permiten superar los efectos fricción ("aferrarse") por el movimiento browniano. Como señaló Mac Elvain (1969), "las burbujas de gas de tamaño coloidal son fácilmente desplazadas hacia arriba por el agua circundante a velocidades de hasta varios milímetros por segundo, independientemente de las partículas sedimentarias que pueden intruir en el camino de su trayectoria browniana zigzagueante hacia arriba. Tales extremadamente pequeñas burbujas pueden ascender rápidamente cientos y hasta miles de pies de una manera no permisible para grandes burbujas de gas o de moléculas de gas individuales. Las grandes burbujas contienen un área superficial demasiado grande para poder demostrar una oscilación cinética o browniana, mientras que las moléculas individuales de gas disuelto poseen insuficiente diferencia de densidad para el desplazamiento gravitacional a pesar de que son empujadas poderosamente por el efecto browniano". La flotabilidad es el único mecanismo en concordancia con los datos observados en cuanto a los bordes afilados y el desplazamiento lateral limitado de anomalías de gas superficiales (resolución), su rápida respuesta a los cambios de presión del yacimiento, y la ausencia general de hidrocarburos más pesados que el C_5 en las anomalías de la superficie. El flujo de masa es un movimiento mayor de los hidrocarburos en monofase o disueltos en agua. El mismo requiere de una fuerza externa (gradiente de presión o el estrés estructural), y de un sistema de conductos bien definido. Por consiguiente, la microfiltración resultante de un flujo de masa se limita característicamente a un área pequeña o cinturón, dentro del cual las anomalías son de alto contraste y, a menudo contienen algunos hidrocarburos de alto peso molecular.

Según Klusman y Saeed, 1996; Se proponen tres mecanismos para la migración vertical de hidrocarburos ligeros: la difusión, el transporte en solución acuosa, y la flotabilidad de microburbujas. Ha sido demostrada la difusión como un mecanismo principal para la migración primaria de los hidrocarburos a partir de las rocas madres y como un mecanismo de transporte en la zona no saturada cerca de la superficie. Sin embargo, no explica la rápida desaparición de las anomalías superficiales después de que la producción comienza en un reservorio. Como un mecanismo de la migración vertical, tampoco puede explicar la resolución observada en las anomalías superficiales. El transporte con agua, ya sea en solución o como una fase de hidrocarburo separada, es importante en la migración secundaria. Sin embargo, los modelos computarizados del proceso utilizando las técnicas de diferencias finitas no explican la resolución observada y la rápida desaparición de las anomalías superficiales. Los autores favorecen el mecanismo de migración vertical por el desplazamiento de agua de las burbujas de gas ascendente, es decir, la "flotación de microburbujas". El modelado por ordenador de este mecanismo explica las observaciones de superficie. La estrecha

correspondencia de las anomalías superficiales con las proyecciones en superficie de un reservorio, y las anomalías superficiales que desaparecen rápidamente tras el inicio de la producción son previstas por este modelo.

En cuanto a las chimeneas, Price, 1985; observó que estos son columnas de roca por encima de los depósitos de hidrocarburos que se cree han sido modificadas por la migración vertical de la SHC o por alguna otra asociación de especies reducidas. Debido a estas modificaciones, las rocas sobre los depósitos de hidrocarburos son vistas a asumir diferentes propiedades litológicas, en comparación con las rocas que las rodean fuera de la estructura a profundidades equivalentes. Aunque Pirson (1964C) al parecer fue el primero en utilizar el término "chimeneas", el concepto puede rastrearse más atrás. La creación de chimeneas mineralizadas sobre los depósitos de hidrocarburos se ha atribuido, en gran medida, a la SHC ser "compuestos reducidos químicamente". Según este pensamiento, a medida que la SHC migra hacia o a través de un entorno, la misma "se oxida" para crear un ambiente reductor, lo que conduce a cambios sustanciales en la mineralogía de los sedimentos encajantes. El principal producto de la oxidación microbiana de los hidrocarburos es CO_2, que asocia al agua para formar especies de carbonato-bicarbonato, que cambian drásticamente el pH del sistema. El cambio mineralógico más evidente a partir de un aumento significativo en las concentraciones de CO_2 es la precipitación de diversos carbonatos, especialmente calcita. Las soluciones ácidas a partir de las altas concentraciones de CO_2 también alteran o descomponen las arcillas, por la neutralización de estas soluciones, lo que resulta en un aumento de las concentraciones de sílice y alúmina. Tal alteración de la arcilla es muy probablemente la responsable de los mínimos de radiación o halos reportados en los sedimentos superficiales sobre los yacimientos de petróleo. La descomposición o alteración de la arcilla liberarían el potasio de las arcillas, incluyendo el potasio-40, que, para muchos autores, es el principal contribuyente a la radiactividad del suelo. Si este elemento es transportado por completo del sistema resultarían un "agujero" o mínimo en las lecturas de fondo normales. Si el elemento es transportado a los bordes de la proyección vertical del depósito de hidrocarburos, donde se precipita de la solución, resultaría un "halo" o "rosquilla" de valores altos que rodean los valores bajos sobre la proyección superficial del depósito de hidrocarburos.

En cuanto a distribuciones anómalas de hierro y manganeso en los sedimentos superficiales sobre depósitos de hidrocarburos, Donovan y Dalziel, 1977, señalaron que el paso de los hidrocarburos y compuestos asociados, tales como el sulfuro de hidrógeno a través de rocas de la superficie provoca un ambiente reductor que, a su vez, reduce el hierro y el manganeso a estados de valencia más bajos, lo que resulta en la movilización y la eliminación de los elementos, o bien la precipitación de la magnetita / maghemita o la coprecipitación del hierro y / o el manganeso con calcita en los cementos carbonatados sobre los depósitos de hidrocarburos. Las formaciones de magnetita, así como otras anomalías de hierro y manganeso forman la base para un número de diferentes técnicas de exploración geofísica incluyendo la susceptibilidad magnética del suelo, el levantamiento aeromagnético y la polarización inducida.

En cuanto a la microfiltración a partir de las acumulaciones de gases biogénicos, Price, 1985; observó que la misma resulta en varias anomalías tales como magnéticas, suelos carbonatados (incluyendo calcita con CO_2 ocluido), y mínimos de radiación, idénticas a las anomalías creadas por la microfiltración de un depósito de hidrocarburos termogénico. La perforación de tal anomalía, dejaría de dar lugar a un descubrimiento comercial de petróleo. Por lo tanto, los exploradores siempre deben estar alertas sobre la posibilidad de falsas anomalías causadas por depósitos de metano biogénico sobre los estratos estables normalmente contenedores de petróleo de las cuencas sedimentarias. Debido a esta posibilidad, sólo los Métodos Directos de Detección Geoquímica (DDG) que miden las concentraciones de hidrocarburos C_{2-5} (no asociados con C_6 + HCS), ya sea de forma relativa o absoluta, son específicos para los depósitos de hidrocarburos termogénicos.

Resumen sobre la actividad microbiana relacionada con la mineralización enterrada y los depósitos de hidrocarburos

En cuanto a los microorganismos, la movilidad del metal y el transporte, trabajos en medios porosos y sedimentos acuáticos han investigado los procesos mediante los cuales los microbios, los gases y los gradientes de carga pueden causar la migración de metales y elementos a través de diversos medios en el subsuelo (Edwards *et. al.,* 2000). Por ejemplo, un número de asociaciones microbianas han sido implicadas en la generación de gases por encima de los depósitos meníferos enterrados (bacterias reductoras del azufre, bacterias reductoras del hierro, metanógenas y metanótrofas). Por lo tanto, más allá de la movilización electroquímica y difusiva de los metales por encima de los depósitos de minerales, es necesario empezar a examinar el efecto del ascenso de las burbujas de gas en la movilidad de los elementos (Piotrowicz *et. al.,* 1979).

En cuanto a Lovley y Chapelle, 1995; los procesos microbiológicos en el subsuelo profundo son responsables de la generación del metano así como del Fe (III) y la reducción del sulfato. Evidencias isotópicas y microbiológicas sugieren que la producción microbiana de metano es un mecanismo importante para la formación de metano en algunos depósitos portadores de hidrocarburos. El metano biogénico se encuentra a menudo en reservorios inmaduros poco profundos (<2000 m) (Sohoell, 1983). La producción de metano activo en el subsuelo profundo sólo se ha reportado en ausencia de aceptores de electrones alternativos, tales como el sulfato o el Fe (III) (Thorstenson *et. al.,* 1979). La reducción microbiana del Fe (III) es uno de los catalizadores microbianos dominantes de los procesos redox en muchos entornos del subsuelo (Chapelle, 1993). Aunque la reducción del Fe (III) en ambientes sedimentarios es considerada con frecuencia como un proceso no enzimático, los estudios han demostrado que la mayor parte de la oxidación de la materia orgánica acoplada a la reducción del Fe (III) es catalizada enzimáticamente (Lovley, 1991; Lovley *et. al.,* 1991b). La reducción del sulfato ha sido uno de los procesos microbianos del subsuelo profundo más intensamente estudiado. La reducción del sulfato se indica por la acumulación de bicarbonato asociada a la generación de sulfuros disueltos y por la composición isotópica relativamente ligera de los sulfuros disueltos.

Según Price, 1985; la interacción de las bacterias con la SHC que migran verticalmente no sólo representa la base fundamental de la mayoría de los métodos de EGS, sino también explica muchos de los misterios de la microfiltración de hidrocarburos, incluyendo: las anomalías en forma de "halo", "las anomalías que desaparecen", las chimeneas, los mínimos de radiación, las anomalías de hierro / manganeso, y mucho más. Todas las bacterias responsables de la oxidación de los hidrocarburos (que se encuentran en todas las profundidades en la columna de sedimentos por encima de los depósitos de hidrocarburos, y en las aguas de los bordes de los depósitos de petróleo) producen dióxido de carbono y ácidos orgánicos a partir de la oxidación de los hidrocarburos. Además, las sulfato reductoras producen sulfuro de hidrógeno y las desnitrificadoras producen nitrógeno libre y óxido nitroso. La oxidación microbiana de la SHC que migran hacia o a través de un entorno creando un ambiente de reducción, consume ya sea oxígeno libre (O_2), complejos químicamente oxigenados o (SO_4^{-2} o NO_3^{-2}, por ejemplo). En cualquier caso, el potencial redox (Eh) del sistema se ve afectado de manera significativa. Siendo el principal producto de la oxidación microbiana de los hidrocarburos el CO_2, este se asocia con el agua para formar especies de carbonato-bicarbonato que cambian drásticamente el pH del sistema. Además de CO_2, las bacterias reductoras de azufre también producen H_2S, que también afecta de manera significativa el pH del sistema. Tales cambios en pH / eH resultan en campos de estabilidad mineral totalmente nuevos. Algunos minerales se vuelven inestables y se disuelven y son movilizados; otros se precipitan de la solución.
Saunders *et. al.,* 1999; se centran en el consumo bacteriano de los hidrocarburos ligeros ascendentes que crean dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno. Esto puede alterar los sedimentos en la

columna de roca sobre los depósitos, produciendo modificaciones detectables en las propiedades geomorfológicas, sísmicas, magnéticas y radiométricas.

RESULTADOS

Muchos hechos son comunes a los procesos de movilización de metales, transporte vertical a la superficie y la acumulación resultante de estos metales, verticalmente transportados, en el medio superficial sobre cuerpos meníferos enterrados y depósitos de hidrocarburos:

- Las reacciones agua-roca a largo plazo y la actividad microbiana que participan en la oxidación de la fuente de metal, liberando gases e iones con un carácter químicamente reducido.
- 'Una chimenea reductora', que llega a la superficie, se forma por encima de los depósitos de mineral y de hidrocarburos a partir del ascenso vertical de ultra-pequeñas (tamaño coloidal) burbujas de gas reducidas (con iones reducidos adjuntos) a través de los sistemas de microfracturas en la zona saturada, siendo la causa de los efectos electroquímicos sugeridos por la teoría correspondiente. Como consecuencia, las columnas de roca por encima de fuentes de metales están modificadas de alguna manera en sus propiedades físicas y químicas, en comparación con las rocas encajantes circundantes a profundidades equivalentes. Los cambios mineralógicos más aparentes, debido a la presencia de dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno son: la precipitación de diversos carbonatos, en particular la calcita, y la descomposición de las arcillas, que se traduce en un aumento de las concentraciones de sílice y alúmina ('casquetes ácidos', en la zona no saturada). Estos cambios son responsables de los mínimos de radiación (debido a la liberación del potasio), y el incremento de la susceptibilidad magnética / cargabilidad (causadas bien por de la precipitación de magnetita / maghemita, o por la coprecipitación de hierro y / o manganeso con calcita en cementos carbonatados sobre las fuentes de metal).
- Para la zona no saturada, con un carácter más fracturado y poroso, un mecanismo de transporte advectivo de gas como el bombeo barométrico, así como el apoyo del ascenso capilar moviendo hacia arriba los iones y partículas metálicas sub-micra a la superficie.
- La redistribución de los iones en el ambiente cercano a la superficie por la percolación de las aguas subterráneas (después de la lluvia), así como por los efectos alcistas de la evaporación y el ascenso capilar que explican la acumulación de metales en el suelo en una muy poco profunda (10-30 cm) 'zona de acreción metálica'.

CONCLUSIÓN

Como conclusión, se establecen los rasgos generales que caracterizan a los procesos de movilización de metales, transporte vertical a la superficie y la acumulación resultante de estos metales, verticalmente transportados, en el medio superficial sobre cuerpos meníferos enterrados y depósitos de hidrocarburos: la actividad microbiana y las reacciones agua-roca con generación de gas (hidrocarburos, N, CO_2, H_2 y otros) durante la oxidación del objetivo; ascenso de microburbujas (tamaño coloidal) de gas reducidas con iones metálicos reducidos adjuntos, que se traduce en 'chimeneas reductoras' que llegan a la superficie; el bombeo barométrico y el ascenso capilar moviendo los iones y las partículas sub-micras de metal hacia arriba en la zona no saturada; la redistribución de iones en el entorno cercano a la superficie por la percolación de las aguas subterráneas (después de la lluvia), así como por los efectos alcistas de la evaporación y el ascenso capilar, todos los cuales explican las acumulaciones de metal en el suelo en una muy poco profunda (10-30 cm) 'zona de acreción metálica'.

BIBLIOGRAFÍA

Cameron, E.M., S.M. Hamilton, M.I. Leybourne, G.E.M. Hall, B. McClenaghan, 2004. Finding deeply-buried deposits using geochemistry. Geochemistry: Exploration, Environment, Analysis, 4, 7-32.

Chapelle, F.H., 1993. Ground- Water Microbiology and Geochemistry, 424 pp., John Wiley, New York.

Coker, W.B., 2007. Future Research Directions in Exploration Geochemistry: Is There A Future? In "Proceedings of Exploration 07: Fifth Decennial International Conference on Mineral Exploration" edited by B. Milkereit, 2007, p. 331-337.

Donovan, T.J., Dalziel, M.C., 1977. Late diagenetic indicators of buried oil and gas: US Geological Survey Open-File Report, 77-817, 44 p.

Edwards, K.J., P.L. Bond, G.K. Druschel, M.M. McGuire, R.J. Hamers, J.F. Banfield, 2000. Geochemical and Biological Aspects of Sulphide Mineral Dissolution: Lessons from Iron Mountain, California: Chemical Geology, 169, p. 383-397.

Fabris, A.J., J.L. Keeling, 2006. Exploration through transported cover: summary of approaches and methods. Regolith 2006 - Consolidation and Dispersion of Ideas.

Fedikow, M.A.F, R.K. Bezys, M.B. Nicolas, P. Prince, 2010. Ligand-Based Partial Extraction of Near-Surface Soil Samples: An Innovative Geochemical Approach to Shallow Gas Exploration, Southwestern Manitoba. GeoCanada 2010 – Working with the Earth.

Fedikow, M.A.F., R.K. Bezys, M.P.B. Nicolas, P. Prince, 2009. Preliminary results of soil geochemistry surveys in support of shallow gas exploration, Manitou area, Manitoba (NTS 62G2); in Report of Activities 2009, Manitoba Innovation, Energy and Mines, Manitoba Geological Survey, p. 193–206.

Goldberg, I.S., 1998. Vertical migration of elements from mineral deposits. Journal of Geochemical Exploration 61, 191-202.

Govett, G.J.S, 1973. Differential secondary dispersion in transported soils and post-mineralization rocks; an electrochemical interpretation. In: JONES, MJ (ed.) Geochemical Exploration 1972. Institute of Mining and Metallurgy, London, 81–91.

Hale, M., (Ed), 2001. Geochemical Remote Sensing of the Sub-Surface. Google Books.htm

Hall, G., E.M. Hamilton, S.M., McClenaghan, M.B., Cameron, E.M., 2004. Secondary Geochemical Signatures in Glaciated Terrain: SEG 2004, Perth.

Hamilton, SM, 1998. Electrochemical mass-transport in overburden: a new model to account for the formation of selective leach geochemical anomalies in glacial terrain. Journal of Geochemical Exploration 63, 155-172.

Hamilton, S.M., 2000. Spontaneous Potentials and Electrochemical Cells: In: Geochemical Remote Sensing of the Sub-surface, Hale. Elsevier, Amsterdam, Vol. 7, 421-426.

Hamilton, S.M., 2007. A prospector's guide to the use of selective leach and other deep penetrating geochemical techniques in mineral exploration; Ontario Geological Survey, Open File Report 6209, 39p.

Klusman, R.W., 2009. Transport of ultratrace reduced gases and particulate, near-surface oxidation, metal deposition and adsorption. Geochemistry: Exploration, Environment, Analysis, 9, 203-213.

Klusman, R.W., M.A. Saeed, 1996. Comparison of light hydrocarbon microseepage mechanisms, in D. Schumacher and MA Abrams, eds., Hydrocarbon migration and its near-surface expression: AAPG Memoir 66, p. 157-168.

Lovley, D.R., F.H. Chapelle, 1995. Deep subsurface microbial process. Reviews of Geophysics, 33, 3 / August 1995 pages 365-381.

Lovley, D.R., 1991. Dissimilatory Fe (III) and Mn (IV) reduction, Microbiol. Rev., 55, 259-287.

Lovley, D.R., E.J.P. Phillips, D.J. Lonergan, 1991b. Enzymatic versus nonenzymatic mechanisms for Fe (III) reduction in aquatic sediments, Environ. Ciencia. Technol., 25, 1062-1067.

Mac Elvain, R., 1969. Mechanics of gaseous ascension through a sedimentary column, in Heroy, WB, ed., Unconventional methods in exploration for petroleum and natural gas: Dallas, Southern Methodist University Press, p. 15-28.

Malmqvist, L., K. Kristiansson, 1984. Experimental evidence for an ascending microflow of geogas in the ground. Earth and Planetary Science Letters, 70, 407–416.

Mann, A.W., A.T. Mann, D.B. Humphreys, S.E. Dowling, S. Staltari, L. Myers, 1997. Soil geochemical anomalies - their dynamic nature and interpretation. Report 184, Vol. 1. Minerals and Energy Research Institute of Western Australia.

Mann, AW, Birrell, RD, Fedikow, MAF and de Souza, HAF, 2005. Vertical ionic migration: soil anomalies, and sampling depth for mineral exploration. Geochemistry: Exploration, Environment, Analysis, 5, 201-210.

Mann, A.W., L.M. Gay, R.D. Birrell, J.G. Webster, K. L. Brown, A.T. Mann, D.B. Humphreys, J.L. Perdrix, 1995. Mechanism of formation of mobile metal ion anomalies. Report 153. Minerals and Energy Research Institute of Western Australia.

Mobile Metal Ion MMI Technology, 2004. MMI Manual for Mobile Metal Ion Geochemical Soil Surveys, version 5.04.

Pardo, M., O. Rodríguez, 2009. El ***Complejo Redox***. Consideraciones Metodológicas y Empírico - Teóricas. Tercera Convención Cubana de Ciencias de la Tierra GEOCIENCIAS 2009. Memorias. La Habana: Centro Nacional de Información Geológica. ISBN 978-959-7117-19-3.

Pardo, M., R. Stout y otros, 2003. El ***Complejo Redox***: Estado del Arte en el 2002. Memorias del V Congreso Cubano de Geología, La Habana.

Piotrowicz, S.R., R.A. Duce, J.L. Fasching, C.P. Weisel, 1979. Bursting Bubbles and Their Effect on the Sea-to-Air Transport of Fe, Cu and Zn: Marine Chemistry, 7, p. 307-324.

Pirson, S.J., 1964C. Projective well log interpretation, Part 1: World Oil, August, p. 68-72.

Price, L.C., 1985. A critical overview of and proposed working model for hydrocarbon microseepage. US Department of the Interior Geological Survey. Open-File Report 85-271.

Sato, M., H.M. Mooney, 1960. The electrochemical mechanism of sulphide self potentials. Geophysics, 25, 226–249.

Saunders, D.F., K.R. Burson, C.K. Thompson, 1999. Model for Hydrocarbon Microseepage and Related Near-Surface Alterations. AAPG Bulletin, V. 83 (1999), No. 1 (January, 1999), P. 170-185.

Schoell, M., 1983. Genetic characterization of natural gases, AAPG Bull., 67, 2225-2238.

Smee, BW, 1998. A new theory to explain the formation of soil geochemical responses over deeply covered gold mineralization in arid environments. Journal of Geochemical Exploration 61, 149-172.

Sutherland, D., 2011. Soil Gas Hydrocarbons: An Organic Geochemistry that Detects Hydrocarbon Signatures in Surficial Samples to Locate and Identify Deeply Buried Targets. Search and Discovery Article #40684 (2011).

Thorstenson, D.C., D.W. Fisher, M.G. Croft, 1979. The geochemistry of the Fox Hills-Basal Hell Creek aquifer in southwestern North Dakota and northwestern South Dakota, Water Resour. Res., 15, 1479-1498.

INTERPRETACIÓN DE LOS MÉTODOS GEOMORFOLÓGICOS CON LOS MÉTODOS GEOFÍSICOS EN EL SECTOR MAJAGUILLAR- CORRALILLO, CUBA

María Victoria Pérez Peña, Ramón Cruz Toledo, José Luís Prol Betancourt, Lourdes Jiménez de la Fuente

Centro de Investigaciones del Petróleo, Churruca No. 481 e/ Washington y Vía Blanca, Cerro, La Habana, Cuba, CP 12 000, E-mail: mvictoria@ceinpet.cupet.cu

RESUMEN

El área de trabajo se extiende desde los pueblos Majaguillar hasta Corralillo, en las provincias de Matanzas y Villa clara. En esta área son conocidas abundantes manifestaciones de petróleo, así como el yacimiento histórico Motembo, cuyo petróleo es de alta calidad. Estos datos confirman el gran potencial exploratorio del sector. Múltiples investigaciones se han realizado, pero aún son insuficientes los trabajos geomorfológicos vínculados con los métodos Geofísicos. Nuevas evidencias en el campo de la geomorfología aplicada y su relación con los métodos Geofísicos (campos potenciales), se realizan con el objetivo de proponer nuevas áreas favorables para la búsqueda de petróleo y/o gas, sobre la base de la interpretación. Utilizando el Método cualitativo del drenaje, nuevos esquemas de Disección Vertical, y Morfoisohipsas apoyado con los campos potenciales (Gravimetría y Magnetometría). A partir del análisis integrado se logra determinar zonas principales para orientar los trabajos exploratorios futuros y en el mapa de la quinta generalización de las Morfoisohipsas, se muestran levantamientos en el terreno hacia la parte central y sureste del área, coincidiendo con las zonas de mínimos magnéticos y gravimétricos, asociadas a la presencia de rocas del margen continental en el subsuelo, las cuales constituyen las rocas con mayor potencial petrolero de Cuba.

ABSTRACT

The work area extends from Majaguillar to Corralillo towns, in the provinces of Matanzas and Villa Clara. In this area are known abundant oil seeps and the historic Motembo Oil Field, whose oil is high quality. These data confirm the high exploration potential of the sector. Multiple investigations have been conducted, but geomorphological work connected with geophysical exploration are still insufficient. New evidence in the field of applied geomorphology and its relationship with the geophysical methods (potential fields) are performed with the aim of proposing new favorable areas to the search for oil and / or gas, based on the complex interpretation. Using the qualitative method of drainage, new schemes of Vertical Dissection and Morphoisohips supported with potential fields (gravimetric and magnetometric) are designed. From the integrated analysis key areas are achieved determined to guide future exploration work. In the map of the fifth generalization of Morphoisohips, risings are shown in the ground to the central and southeastern area, coinciding with areas of magnetic and gravimetric lows associated with the presence of rocks of the continental margin at depth, which constitute the rocks with more oil potential of Cuba.

INTRODUCCIÓN

El sector comprendido en el trabajo abarca desde los pueblos Majaguillar hasta Corralillo, en las provincias de Matanzas y Villa Clara (Figura 1), siendo un área de gran importancia en la que se han determinado acumulaciones de hidrocarburos de alta calidad (nafta), por ejemplo en el yacimiento Motembo y también de rocas asfálticas en el municipio de Martí, antiguo Hato Nuevo y Guamutas, donde se destacan las zonas de Angelita, Santa Gertrudis y El Peñón. Hasta el momento se han

realizado varias perforaciones mostrando manifestaciones e incluso pequeñas producciones, aspectos que han incentivado a múltiples trabajos por compañías nacionales y extranjeras.

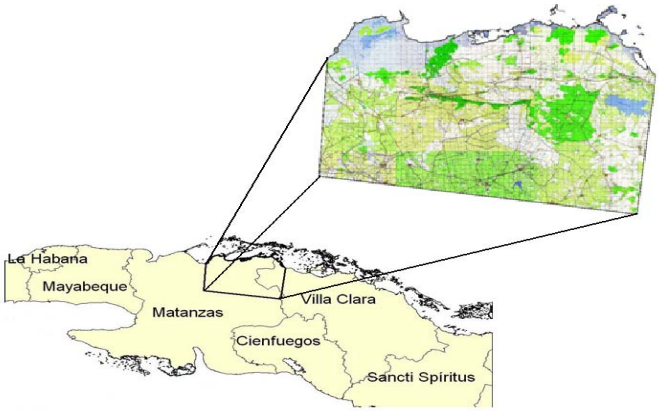


Figura 1. Ubicación del sector Majaguillar - Corralillo

Estos hallazgos le han dado al área elementos suficientes para ser considerada perspectiva para la exploración petrolera. Variados trabajos de investigación geomorfológica como método orientativo de búsqueda se han realizado hasta el momento, sin lograr exponer la relación que guardan con los métodos geofísicos (campos potenciales) para la definición en conjunto de rasgos estructurales.

Con el desarrollo de este trabajo se pretende proponer las áreas con mayores perspectivas desde el punto de vista geomorfológico integrado a los métodos geofísicos (campos potenciales) y de esa manera delimitar los sectores donde la prospección sísmica tendrá mayores posibilidades de iluminar estructuras en los sedimentos del margen continental plegado, similares a los que se cortan en los yacimientos de la costa norte de las provincias de Mayabeque y Matanzas respectivamente.

MATERIALES Y MÉTODOS

Para la realización de este trabajo se utilizaron diferentes materiales entre los que se encuentran el mapa geológico de generalización petrolera a escala 1: 100000 elaborado en el Ceinpet. Para la confección de los índices morfométricos se utilizó la información hipsométrica extraída del Modelo Digital de Elevación y las cartas topográficas a escala 1:50000. Se densificó la red de drenaje a partir de las cartas topográficas 1:50000 para la interpretación geomorfológica cualitativa y además se tuvieron en cuenta criterios de potencialidad y elementos del sistema petrolero del área. A partir de los resultados obtenidos de la interpretación geólogo-geomorfológica se utilizaron datos de los campos potenciales de forma cualitativa.

Los métodos geomorfológicos se dividen en cualitativos y cuantitativos. La geomorfología aplicada a la búsqueda de petróleo y gas apunta hacia áreas favorables siendo aquellas en las que se conjuguen elementos estructurales en las direcciones NE-SW y NW-SE, unido a estructuras elevadas. En este estudio se aplicaron diferentes indicadores de ambos tipos de métodos. El método cualitativo del drenaje es por excelencia el aplicable para la interpretación geomorfológica estructural, se basa en la relación existente entre la red de drenaje, la estructura geológica y los tipos de litologías, por lo que a partir de su interpretación se delimitaron áreas y lineamientos que constituyeron las principales direcciones estructurales propuestas para el área.

Entre los métodos geomorfológicos cuantitativos utilizados se encuentran la Disección Vertical cuyo principio se basa en las diferencias de cotas máximas y mínimas por unidad de área. El método de las Morfoisohipsas para cuyo análisis se confeccionaron dos generalizaciones del relieve a partir de la configuración del relieve actual. En general estos dos métodos representan muy bien la influencia de la neotectónica y en el caso de las morfoisohipsas permite además identificar estructuras geológicas elevadas y zonas de fallas ya que en su análisis se desprecia la influencia de la erosión externa.

Se confecciono un esquema integrado donde se generalizaron los resultados de las interpretaciones geomorfológicas y los datos de trabajos de campo, manifestaciones superficiales de hidrocarburos sobre la base de la geología de superficie .Todos estos resultados basados en principios geológicos y geomorfológicos permitieron la delimitación de áreas perspectivas para la búsqueda de hidrocarburos dentro del sector.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Criterios de potencialidad y geología del petróleo

Como es conocido en nuestro país las rocas del paleomargen continental forman parte del Cinturón Plegado y Sobrecorrido Cubano. Este aspecto le concede al área una gran complejidad que se manifiesta en los cabalgamientos de enormes mantos de rocas ígneas sobre sedimentos de diversa naturaleza, en un medio geológico caracterizado por la presencia de contactos tectónicos abruptos, rampas de despegue, fallas de desplazamiento por el rumbo que son la evidencia de un régimen compresivo acaecido entre el Campaniano Superior y el Eoceno Medio.

En esta área son conocidas abundantes manifestaciones de petróleo como es el caso de: Mina Angelita, El Peñón, complejo San Felipe, Santa Gertrudis así como el yacimiento histórico Motembo, cuyos petróleos son de alta calidad. En trabajos precedentes se han realizados análisis y cálculos del volumen de rocas asfálticas presentes en esta zona, en el caso de El Peñón las reservas calculadas de rocas asfálticas son de 11 347. 500 T, con una saturación del 20% de petróleo para un volumen de 2 269. 500 T de asfalto, datos que confirman el gran potencial exploratorio del área en cuanto a volúmenes de hidrocarburos generados por las rocas madre.

Atendiendo a la clasificación de los petróleos en Cuba según José Orlando López Quintero y autores, las rocas madres y sus respectivos petróleos en el bloque 9 se agrupan dentro de las familias I y III. Las manifestaciones de Angelita y Santa Gertrudis se clasifican dentro de la familia tipo I, en este sentido y siguiendo el principio de similitud con otras áreas petroleras en Cuba, donde se conoce el gran potencial generador de las rocas madre respectivas, es posible emitir criterios en cuanto a volúmenes de hidrocarburos generados, de ahí las grandes posibilidades de encontrar acumulaciones significativas de petróleo pesado en esta área. La manifestación San Miguel de Los Baños está caracterizada como petróleos de la familia III, cuya roca madre se espera haya sido la Fm. Carmita con un elevado contenido terrígeno-arcilloso.

Nociones del sistema petrolero

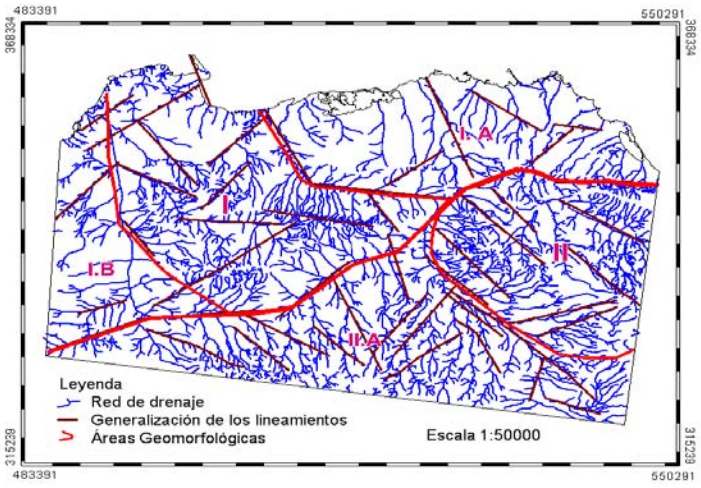
En el área correspondiente al Bloque 9 se conocen varias manifestaciones de hidrocarburos superficiales y en pozos, este aspecto es de gran utilidad ya que confirma la presencia de sistemas petroleros y disminuye el riesgo exploratorio en este sentido. Por estudios geoquímicos realizados a las manifestaciones de hidrocarburos es conocida la presencia de al menos tres sistemas petroleros:Sistema Petrolero Grupo Veloz-Grupo Veloz (!), asociado a la Familia I de Crudos Cubanos y a la UTE Placetas, el cual constituye el principal sistema petrolero en Cuba. Sistema Petrolero Carmita-Ofiolitas (!), asociado a la Familia III de Crudos Cubanos y a la UTE Placetas, este sistema

petrolero se caracteriza por una mayor calidad de sus petróleos y el Sistema Petrolero Jaguita-Margarita (!), asociado a la Familia I de Crudos Cubanos y a la UTE Camajuaní.

Por los datos de los pozos perforados en el área se tiene evidencias de pequeñas producciones, aunque ninguno ha llegado a un volumen como para ser considerado yacimiento. Estos aspectos nos permiten asegurar que ha existido generación y migración de hidrocarburos, siendo la preservación de las acumulaciones en el tiempo conjuntamente con la presencia de un sello eficaz los aspectos de mayor riesgo exploratorio.

Método cualitativo del drenaje

A partir del método cualitativo del drenaje se densificaron los sistemas fluviales con la información de las cartas topográficas a escala 1:50000 correspondientes al área de Majaguillar-Corralillo. A partir de la interpretación de los patrones del drenaje, se dividió el sector en cinco áreas que presentan características diferentes en su configuración. Se determinaron las corrientes superficiales y divisorias de las aguas, aspecto que permitió la identificación de lineamentos que pudieran estar asociados con fracturas y fallas relacionadas a las posibles vías de migración y trampas estructurales. Además se reconocieron estructuras circulares y semicirculares que constituyen patrones geomorfológicos para determinar las áreas con mayores perspectivas exploratorias.



0

Figura 2. Esquema del drenaje con las áreas geomorfológicas.

Sobre la base de la interpretación de la red de drenaje (Figura.2), la generalización de los lineamientos y el modelo digital de elevación (Figura 3), se elaboró un esquema morfoestructual en el que se representa, un lineamiento principal (NE-SW) considerado como una posible zona de fallas con desplazamiento sinestral, que divide el sector en dos regiones fundamentales: Septentrional (I, I.A y I.B) y meridional (II y II.A).

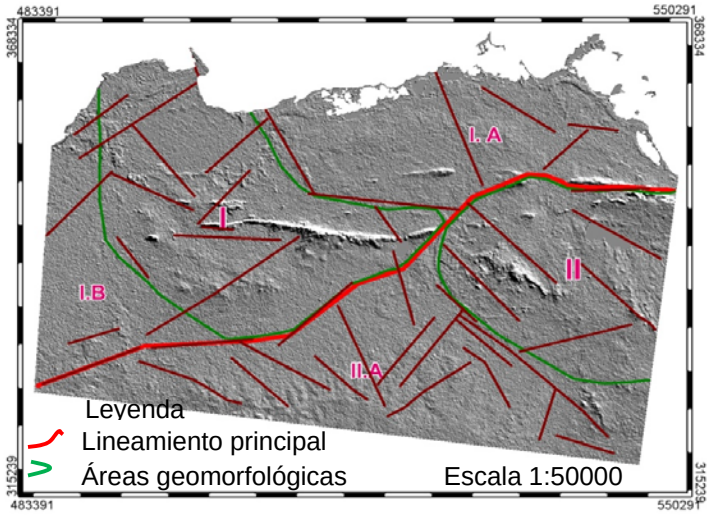


Figura 3. Esquema morfoestructural.

Debido a la coincidencia del modelo digital del terreno con las áreas determinadas a partir de la configuración del drenaje hacia el sector septentrional, fue posible establecer el área I y II como las más levantadas desde el punto de vista geomorfológico (Figura 3.), aspecto que le confiere a estas las mayores perspectivas para orientar la búsqueda de hidrocarburos, ya que estos levantamientos del relieve puede estar asociados a elevaciones estructurales en el subsuelo formando excelentes trampas para las acumulaciones de hidrocarburos.

Método de Disección Vertical

Con el método de disección vertical (Figura 4), se pudieron diferenciar las áreas que presentan mayores gradientes de disección del relieve, con el objetivo de analizar las zonas donde la neotectónica ha tenido una mayor influencia. A partir de la interpretación de estos datos fue posible determinar áreas con diferentes grados de desmembramiento del relieve, que se corresponden en gran medida con las interpretadas mediante el método cualitativo del drenaje. El área en general se caracteriza por presentar valores bajos entre 0-5 m/Km^2 relacionadas a una zona de llanuras bajas, planas y acumulativas, en este caso el grado de desmembramiento del relieve es muy bajo y los gradientes de disección son suaves.

Hacia la parte central y sur extendiéndose de Este a Oeste se encuentra una zona con valores que oscilan entre 30 y 70 m/Km2, relacionados con zonas de llanuras altas de relieve ondulado y colinoso con un moderado desmembramiento del relieve, los valores más elevados corresponden con alturas alineadas producto de la influencia de los movimientos neotectónicos, donde el gradiente de la disección se hace más abrupto con respecto al resto de la región y el desmembramiento del relieve es muy fuerte.

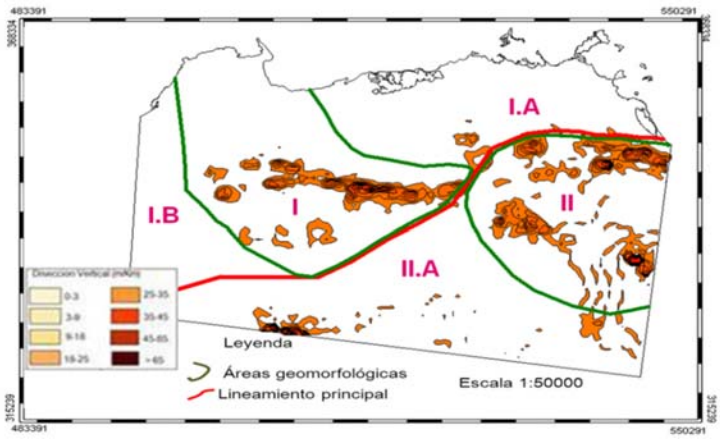


Figura 4**.** Esquema de disección vertical del relieve.

Método de Morfoisohipsas

Este método tiene como objetivo fundamental destacar la evolución tectónica que presenta el relieve de la región, además identificar estructuras geológicas elevadas y zonas de fallas ya que en su análisis se desprecia la influencia de la erosión externa (Figura 5). Para la confección de estos mapas, se tomó en consideración la relación entre la tectónica que se manifiesta en el área y la erosión que provoca la red fluvial durante el tiempo de desarrollo del relieve. El área Máximo Gómez-Martí-Corralillo, se desarrolla sobre estructuras de dirección predominantemente NW-SE, las cuales están delimitadas y transformadas por dislocaciones tectónicas de dirección NW y NE respectivamente. De manera comparativa se presenta en la (Figura 5), los mapas resultantes de la primera y quinta generalizaciones.

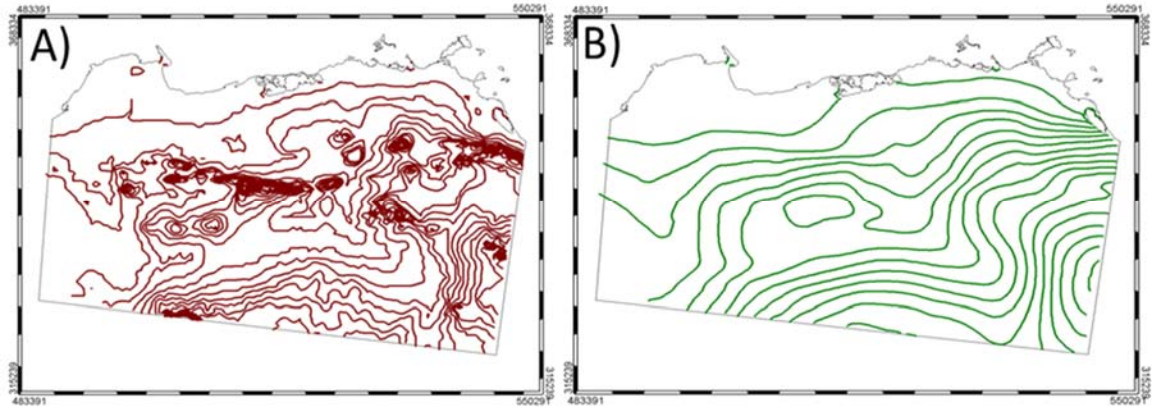


Figura 5. Esquema que muestra las morfoisohipsas. A) Primera generalización. B) Quinta generalización.

En el mapa de la primera generalización (Figura 5A), se observa un entrecruzamiento de las direcciones NW con las NE y en menor dimensión las de E-W, donde las alturas no guardan una tendencia regular de un área a otra, en la parte occidental predomina la dirección NW. Hacia la parte central en el área de Martí las direcciones tienen una tendencia de E-W aunque la dirección NE también presenta una fuerte componente provocando una zona de interacción. En la zona más oriental del bloque se observa una interacción mucho más marcada de las direcciones NW y NE, formando un gran bloque tectónico.

En el mapa de quinta generalización (Figura 5B) se obtiene la presencia de los 3 escalones donde se aprecian los desplazamientos existentes y corroborando una vez más su influencia dinámica hasta la actualidad de los movimientos transcurrentes.

Métodos Geofísicos (Campos Potenciales)

Teniendo en cuenta la información de los campos potenciales (Gravimetría y Magnetometría) y su relación con la litología se pudo determinar las zonas más favorables para la exploración petrolera, las cuales se corresponden con la presencia de los sedimentos del margen continental por debajo de las rocas de la Asociación Ofiolita.

Gravimetría

El área geomorfológica I, se encuentra dentro de una zona de mínimos gravimétricos regionales, que se corresponde con el mínimo norte Cubano. Es conocido por trabajos exploratorios realizados que esta zona de mínimos se corresponde con el aumento de espesor de los sedimentos del margen continental (Prol J, 2009). A partir del mapa de anomalías residuales, es posible determinar pequeños máximos locales débiles, los cuales se asocian con elevaciones de margen continental, bajo los sedimentos más jóvenes e incluso bajo las rocas de la Asociación Ofiolitica (Prol J, 2009), resultando las zonas más atractivas para direccionar la exploración de hidrocarburos.

El área geomorfológica II se corresponde con el máximo Motembo el cual constituye un máximo gravimétrico regional muy fuerte, este aspecto se corresponde con los grandes espesores de rocas ultrabasitas, que han sido reportados en el pozo Motembo 1X. De encontrarse la secuencia del margen continental debajo de este gran cuerpo serpentinítico estaría a profundidades mayores de 7 km según se ha estimado por modelación (Prol, 2009). Bordeando este máximo gravimétrico Motembo hacia el norte y el noreste se encuentra una zona de mínimo la cual pudiera estar asociada a la presencia de las rocas del margen continental en el subsuelo.

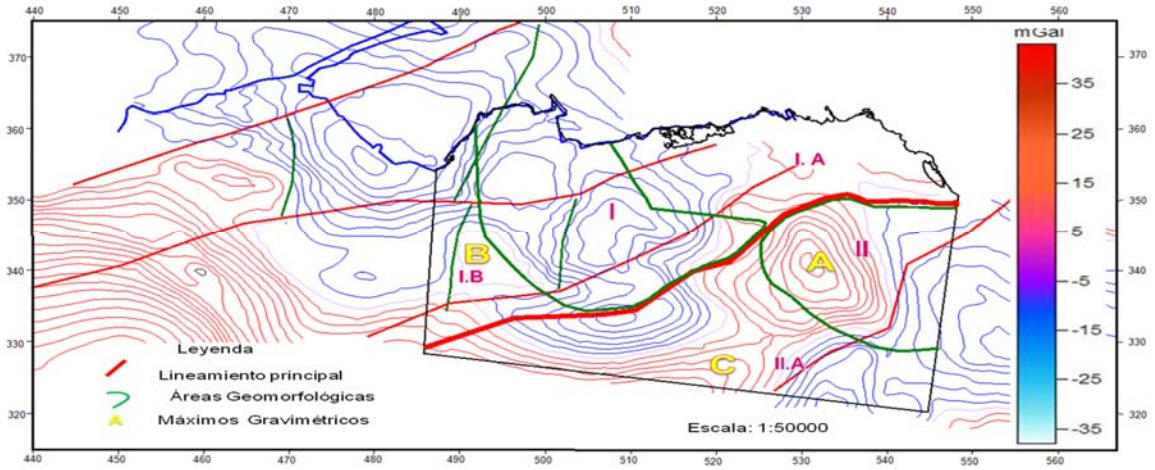


Figura 6. Mapa de anomalías Bouguer con áreas geomorfolóficas, modificado de Prol J, 2009

En la Figura 6 se expresa claramente tres zonas de máximos gravimétricos intensos. Por analogía con el máximo A (Motembo) se puede suponer que B está generado por un cuerpo ultra básico cuyo tope está más profundo, o que es más pequeño que su homólogo de Motembo. En cambio el máximo C se supone generado por grandes cuerpos del Arco Volcánico Cretácico cuya base se encuentra a más de 5 km de profundidad (Prol J, 2009)

Magnetometría

Como se observa en la Figura 7. el área geomorfológica I se relaciona con un mínimo magnético regional hacia la parte noreste del sector lo cual se comporta de igual manera con la gravimetría por lo se reafirma la posibilidad de encontrar las rocas del margen continental mientras que el área geomorfológica II se corresponde con un máximo magnético el cual está asociado con un gran cuerpo de rocas ultramáficas serpentiniadas, Motembo, y hacia la parte sureste aparece una zona de mínimo la que está relacionada a la posible presencia de los carbonatos en profundidad, por esta razón dentro del área II, este pequeño sector constituye la parte más favorable para orientar la exploración.

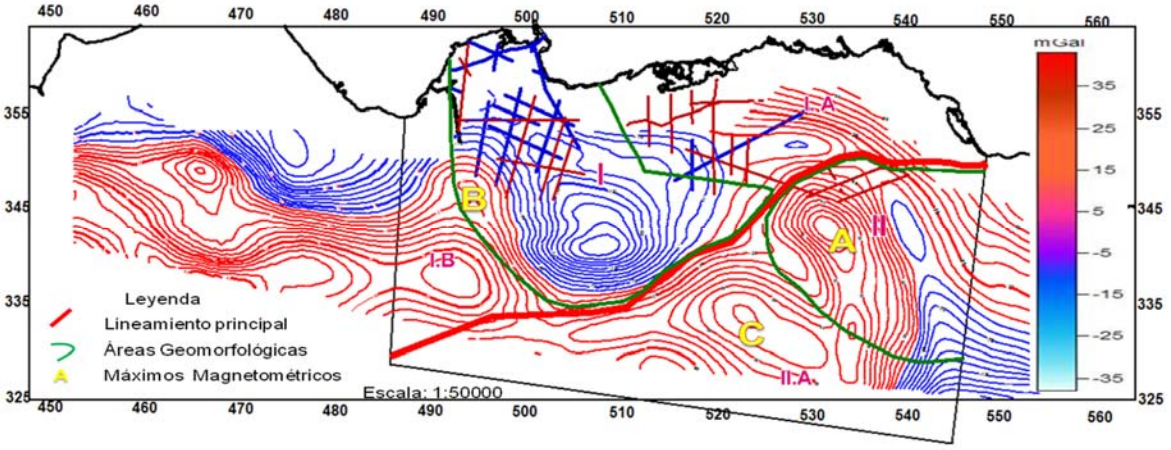


Figura 7. Mapa de Magnetometría con áreas geomorfológicas modificado de Prol J, 2009

Al comparar los mapas de Gravimetría y Magnetometría, se aprecia que zonas de máximos magnéticos (A, B) se corresponden con sus homólogos gravimétricos, aspecto que demuestra que estos máximos están asociados a grandes cuerpos de rocas ultrabásicas serpentinizadas. El cuerpo C, por su parte debido a la relación espacial que guarda y teniendo en cuenta la geología de superficie, se relaciona con cuerpos muy potentes (5Km) del Arco Volcánico Cretácico (Prol J, 2009). Teniendo en cuenta estos elementos no se recomienda la búsqueda de yacimientos relacionados a las rocas del margen continental en los lugares de máximos regionales intensos.

Interpretación de los datos geólogos - geomorfológicos y geofísicos.

A partir del análisis integrado de los datos precedentes, en conjunto con las nuevas evidencias geomorfológicas, estructurales, así como los datos Geofísicos (campos potenciales), fue posible determinar las dos zonas principales para direccionar los trabajos exploratorios futuros (Figuras 6 y 7). Teniendo en cuenta las evidencias obtenidas en el campo y en los esquema de drenaje y de Morfo isohipsas, fue posible establecer el lineamiento principal como posible falla sinestral, la cual ha provocado estructuras levantadas en el relieve y posteriormente su desplazamiento. A lo largo del plano de falla se observa un cambio en la dirección de la misma de una orientación NE- SW a E-W aproximadamente, elemento que puede estar asociado a un posible pandeo derecho. (Figura 3.)

Teniendo en cuenta los modelos estructurales existentes para este tipo de tectónica, es posible asociar áreas donde la falla se verticaliza al esfuerzo con zonas transpresivas, generando levantamientos locales (área geomorfológica I y II). Este aspecto es de gran importancia para la exploración petrolera en el área, debido a que estos movimientos pudieran ser la causa de las grandes dismigraciones que existen hoy en día en rocas de la Fm. Peñón, edad Eoceno medio parte alta. Los mapas de la quinta

generalización de las morfoisohipsas muestran un gran levantamiento en el terreno en la parte central del área, coincidiendo con una zona de mínimos gravimétricos y magnéticos lo cual pueden asociarse a la presencia de rocas del margen continental en el subsuelo.
En esta parte del área es posible tener una mejor preservación de las acumulaciones, debido a que no existen evidencias de dismigraciones ni afectaciones tectónicas significativas.

Como ha sido comprobado en otras áreas donde existen grandes dismigraciones superficiales de hidrocarburos existen también acumulaciones significativas en el subsuelo, aspecto que le confiere grandes perspectivas para encontrar acumulaciones comerciales al área de estudio. Con este sentido, teniendo en consideración varios criterios exploratorios, se plantea que el área con mayor potencialidad para la existencia de acumulaciones hidrocarburos es hacia la parte central ubicada dentro del área geomorfológica I.

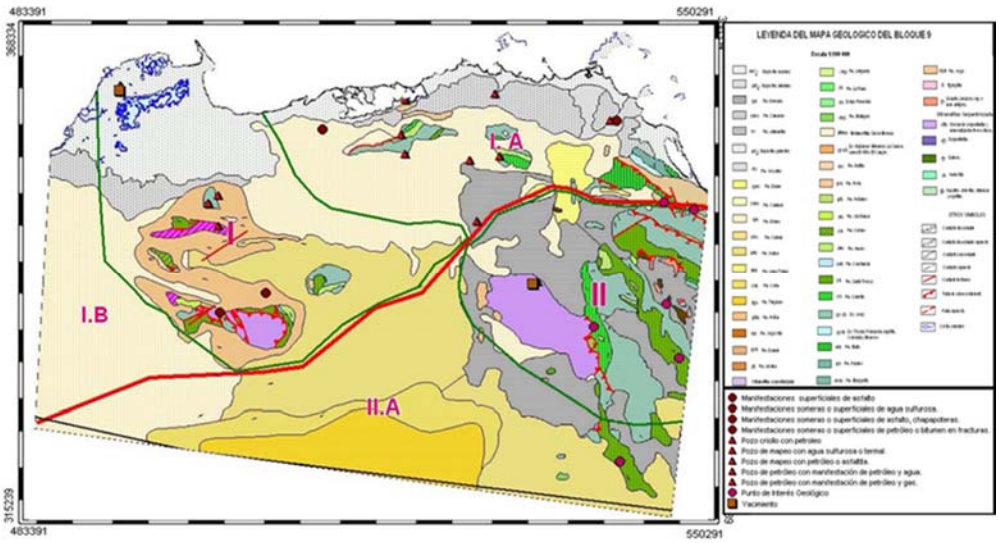


Figura 8. Esquema integrado con las áreas geomorfológicas

La interpretación se completó con el esquema integrado de la Figura 8. donde se muestra la generalización de los resultados de las interpretaciones geomorfológicas, manifestaciones superficiales de hidrocarburos y trabajos de campo sobre la base del mapa geológico. Todos estos resultados basados en principios geológicos - geomorfológicos permitieron la delimitación de áreas perspectivas para orientar la búsqueda de petróleo y/o gas dentro del sector.

CONCLUSIONES

Se corrobora las principales direcciones de lineamientos: NW-SE asociada a los frentes de cabalgamiento y posibles trampas estructurales, NE-SW como las posibles vías de migración.

Se evidencia la evolución del relieve, a partir de las cinco generalizaciones de las Morfoisohipsas, mostrando una estructura levantada hacia la parte central del sector.

Se proponen dos áreas geomorfológicas (I y II) estructuralmente levantadas, favorables para la orientar la exploración petrolera.

Con la integración de los criterios Geólogos- Geomorfológicos y la relación con la Geofísica (campos potenciales), se propone el área I como la más perspectiva para la búsqueda de petróleo y/o gas.

BIBLIOGRAFÍA

Álvarez, J.; Aballí, P.; Cruz, R., (1998): Proyecto 2132, Etapa #1. Evaluación de Lead para los bloques 6, 7, 9 y 10. Archivo del CEINPET. La Habana. Cuba.

Barea M., Rodríguez M., (1983): Introducción, análisis y evaluación del método de geomorfología detallada para la prospección de yacimientos de hidrocarburos. Área Puerto Padre- Velazco: La Habana, Cuba, Archivo Técnico CEINPET.

Cruz, R., (2008): Efectividad de los métodos geomorfológicos en la búsqueda de petróleo y gas desde la región de Bijabos hasta Pina: Universidad de Pinar del Río, Cuba, Tesis de Máster en Ciencias Geológicas, 83p.

Delgado, I., García N., Gómez R., Almejeiras G., Lastra M., SterlingN.,Socorro R., Prol JL., López S., (2004): Informe sobre la interpretación Geólogo-Geofísica del Bloque 9: La Habana Cuba, Archivo Técnico del CEINPET.

López, O., Juara, M., Prol, J., Riffa, M., (2011): Generalización geólogo geofísica de los resultados alcanzados en el área Varadero Oeste – Camarioca: La Habana, Cuba, Archivo técnico CEINPET.

Prol,J., (2009): Contribución de la prospección gravimétrica a la exploración de petróleo en el Archipiélago Cubano y aguas adyacentes.Tesis presentada en opción al grado científico de Doctor en Ciencias Técnicas: Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría", Habana, Cuba, Tesis presentada en opción al grado científico de Doctor en Ciencias Técnicas.

Tenreyro, R.; Cruz, R.; Fariñas, C.; Sosa, M. C.; Segura, R.; (1997): Neotectónica y Tectónica Postorogénica del Archipiélago Cubano. Aspectos Relacionados con el Potencial y la Exploración de Hidrocarburos. (Informe del proyecto: Aspectos de La Tectónica de Cuba con Incidencia Directa en la Exploración de Petróleo. E247. 47 Pp. Archivo del CEINPET. La Habana.

CARACTERIZACIÓN Y DIAGNÓSTICO DE LOS SISTEMAS ENERGÉTICOS PARA LA MAESTRÍA EN GEOPOLÍTICA DE LOS HIDROCARBUROS

***José Orlando López Quintero* (1), Guillermo Miró Pagés (2)**

1. *Centro de Investigación del Petróleo, UCTB Geofísica Churruca 481 esquina a Washington, Cerro, La Habana, Cuba.Correo-e: jorlando@digi.cupet.cu*

2. *Instituto Superior Politécnico José A. Echeverría, La Habana, Cuba.Correo-e: gmiro@civil.cujae.edu.cu*

RESUMEN

La Maestría en Geopolítica de Hidrocarburos, cuya primera edición ha sido recientemente convocada por la CUJE tiene como principal propósito contribuir a la formación de cuadros en lo Político – Técnico, capaces de impulsar estrategias para la exploración y explotación y el uso soberano de los recursos naturales energéticos, atendiendo a las dimensiones económica, política, social, técnica y ambiental, conscientes de la importancia de la relación energía-desarrollo en el ámbito nacional e internacional y de su importancia para alcanzar la unión e integración de la América Latina y el Caribe y ayudar a fortalecer a los Estados Nacionales frente a las Trasnacionales mediante el manejo de la Tecnología y los recursos energéticos estratégicos. En el contexto de esta maestría, la asignatura “Caracterización y diagnóstico de los sistemas energéticos” tiene como objetivo preparar a especialistas en las principales tecnologías empleadas para la exploración de los hidrocarburos tanto en tierra firme como en el mar y como objetivos específicos comprender las premisas técnicas requeridas para la formación de yacimientos de hidrocarburos, así como conocer los fundamentos de la exploración de los hidrocarburos. El desarrollo de la industria petrolera depende de una serie de factores en los cuales juega un papel determinante la demanda energética, la disponibilidad de reservas, los escenarios políticos, los precios del hidrocarburo, el desarrollo de nuevas tecnologías tanto de exploración como de perforación y producción. Los últimos años se han caracterizado por la irrupción de nuevos escenarios geólogo – geofísicos como es el descubrimiento de nuevas reservas de gas y petróleo no convencionales, el desarrollo de equipos de perforación de nuevas generaciones capaces de romper sistemáticamente los records de profundidad de perforación y de tirante de agua costa afuera, la perforación horizontal. El diseño de la asignatura está dirigido a que los maestrantes realicen el análisis de la enorme cantidad de información que existe para la materia mediante técnicas informáticas y sean capaces de entender la vinculación de todos los aspectos técnicos con la geopolítica.

ABSTRACT

The Master in Geopolitics of Hydrocarbons whose first edition has been recently summoned by the CUJAE has as main purpose to contribute to the formation of specialist in the Political - Technician field, able to impel strategies for the exploration and exploitation and the sovereign use of the energy natural resources, assisting to the economic dimensions, politics, social, technique and environmental, aware of the importance of the relationship energy-development in the national and international environment and of its importance to reach the union and integration of the Latin America and the Caribbean and to help to strengthen to the National States in front of the Transnational ones by means of the handling of the Technology and the strategic energy resources. In the context of this master, the subject "Characterization and diagnostic of the energy systems" has as objective to prepare specialists in the main technologies used for the exploration of the hydrocarbons onshore and offshore and as specific objectives to understand the technical premises required for the formation of locations of hydrocarbons, as well as to know the foundations of the exploration of the hydrocarbons. The development of the oil industry depends on a series of factors in which plays a decisive paper the energy demand, the readiness of reservations, the political scenarios, the prices of the hydrocarbon, the so much

development of new technologies of exploration like of perforation and production. The last years they have been characterized by the irruption of new scenarios geologist - geophysical as it is the discovery of new reservations of gas and non conventional petroleum, the development of teams of perforation of new generations able to break the records of perforation depth systematically and of tight of water coast out, the horizontal perforation. The design of the subject is directed to that the students carries out the analysis of the enormous quantity of information that exists for the matter by means of computer techniques and be able to understand the linking of all the technical aspects with the geopolitics.

INTRODUCCIÓN

Los hidrocarburos continúan siendo la principal fuente de energía para las sociedades modernas. Las fuentes renovables de energía requieren todavía de estudios, conocimiento e inversiones y demorarán todavía muchos años en desplazar a la industria petrolera. Además, las grandes transnacionales petroleras no propician políticas de desarrollo sostenible, ni un gradual tránsito hacia el empleo de energías renovables, que requieren todavía de estudios, conocimiento e inversiones y demorarán todavía muchos años en desplazar a la industria petrolera. Los profesionales de la industria, sobre todo los ejecutivos, comerciales, juristas y líderes de proyectos técnicos y científicos están obligados a dominar los aspectos de la geopolítica de los hidrocarburos como parte de la geopolítica internacional. La asignatura de "Caracterización y diagnóstico de los sistemas energéticos para la maestría en Geopolítica de los Hidrocarburos" para profesionales relacionados con la industria petrolera, persigue la finalidad de trasmitir conocimientos teórico - prácticos sobre las diferentes áreas de atención de esta disciplina dentro del proceso de Exploración – Producción Petrolera.
Para el diseño del curso se ha utilizado la metodología descrita en el Manual del Curso de Formación de Instructores del Centro Politécnico del Petróleo de la Unión Cubapetroleo y las experiencias docentes de la CUJAE en este campo. La metodología referida implica una participación activa del estudiante en el proceso docente, mediante la incorporación de ejercicios prácticos, discusiones colectivas, presentación de algunos ejemplos extraídos de la práctica petrolera internacional, así como de la propia industria petrolera cubana.

ANTECEDENTES

El siglo XXI está dando paso a una de las transformaciones más paradigmáticas de la humanidad, como es la ruptura del sistema voraz, consumista y depredador de la naturaleza que le ha impuesto la estructura dominante del capitalismo mundial al planeta Tierra a través de las grandes transnacionales petroleras.

El esquema de producción y consumo de energía que gravita en torno a la producción de crudo hoy, vive la inevitable transición energética que solo será posible por medio de la defensa soberana y producción racional de los yacimientos de hidrocarburos, frente a las amenazas de las corporaciones transnacionales y las apetencias imperialistas que, con su tecnología militar, pretenden apoderarse de las inmensas reservas de hidrocarburos, petróleo y gas de los países del sur: América Latina y el Caribe, África, Asia y Medio Oriente.

Entre tanto, las grandes transnacionales petroleras, dominadas por los centros de poder del imperialismo internacional, no propician políticas de desarrollo sostenible, ni un gradual tránsito hacia el empleo de energías renovables, acarreando a la vez daños irreparables al medio ambiente a escala planetaria, lo que incide muchas veces en forma negativa en la seguridad nacional de nuestros países y en el cumplimiento de los objetivos de desarrollo del milenio.

De allí que es vital garantizar el uso soberano de los recursos naturales estratégicos como defensa de la soberanía. Para ello se requiere planificar y desarrollar la nueva geopolítica del sur a fin de orientar eficazmente la lucha contra la pobreza.

Todo esto justifica la pertinencia de la Maestría en Geopolítica de Hidrocarburos auspiciada por la CUJAE en estrecho vínculo con CUPET, cuyo principal objetivo es contribuir a la formación de cuadros en lo Político – Técnico, capaces de impulsar estrategias para la exploración y explotación y el uso soberano de los recursos naturales energéticos, atendiendo a las dimensiones económica política, social, técnica y ambiental, conscientes de la importancia de la relación energía-desarrollo en el ámbito nacional e internacional y de su importancia para alcanzar la unión e integración de la América Latina y el Caribe y ayudar a fortalecer a los Estados Nacionales frente a las Trasnacionales mediante el manejo de la Tecnología y los recursos energéticos estratégicos.

En Cuba, la demanda potencial de profesionales está referida anteriormente a través de los organismos que se constituyen como clientes potenciales. No obstante, en general está dirigida a todos los profesionales, directivos, asesores, investigadores, docentes u otros, vinculados a la gestión de los hidrocarburos principalmente en los países del ALBA o en cualquier otro país interesado.

Esta asignatura está diseñada en calidad de curso de postgrado y persigue la finalidad de que los estudiantes logren la concepción materialista – dialéctica a través de los sistemas evolutivos que se presentan en los temas, trasmitiendo conocimientos teórico - prácticos sobre la exploración de los hidrocarburos tanto en tierra firme como en el mar y sus relaciones con las concepciones geopolíticas y el uso soberano de los recursos naturales estratégicos.

Los autores tienen una experiencia de más de 35 años de trabajo en la industria y la docencia, la cual ha sido utilizada en el diseño del curso en función de combinar los resultados prácticos del trabajo, con los fundamentos teóricos de esta Ciencia.

OBJETIVOS DE LA ASIGNATURA

Preparar a especialistas en las principales tecnologías empleadas para la exploración de los hidrocarburos tanto en tierra firme como en el mar y como objetivos específicos comprender las premisas técnicas requeridas para la formación de yacimientos de hidrocarburos, así como conocer los fundamentos de la exploración de los hidrocarburos.

CONTENIDO DE LA ASIGNATURA:

1. El planeta Tierra y sus principales geoesferas.
2. Concepto de sistema petrolero.
3. Distribución de cuencas petroleras y gasíferas a escala mundial.
4. Nociones sobre métodos de exploración petrolera.
5. Sistemas petroleros: importancia de esta concepción metodológica para el acierto de la exploración
6. Cuencas gasopetrolíferas que son explotadas actualmente a escala internacional. Perspectivas futuras
7. Principales métodos que son empleados para la exploración petrolera a escala internacional

DISENO DE LA ASIGNATURA

Caracterización del curso:
Este programa está diseñado para enfocarse fundamentalmente a la actividad de postgrado, pero con algunos ajustes y reducciones puede ser aplicado a la actividad de pregrado. El propósito es adquirir

no solo el dominio de esta especialidad, sino también lograr una formación integral general de las actividades afines a las Ciencias de La Tierra.
La capacitación se desarrollará fuera del puesto de trabajo, mediante cursos teóricos, con presentación de casos de estudio y ejercicios prácticos, para lograr comprensión total y aplicación práctica de los conocimientos adquiridos.

Enfoque:

Fuera del puesto de trabajo.

Modalidad:

Presencial. Se puede planificar a tiempo parcial o tiempo completo según lo requiera la institución en que va a impartirse. Las actividades académicas se pueden impartir en centros especializados para la preparación de especialistas de la industria, así como se pueden desarrollar actividades prácticas e investigativas en otros centros o empresas donde se pueda contar con laboratorios especializados.

Requisitos de ingreso:

1. Escolaridad: Universitario.
2. Dominar los elementos básicos de la computación e idioma.
3. Estar aprobado por el Comité Académico de la Especialidad.

Perfil del egresado:

Ingenieros Geólogos, Ingenieros Geofísicos, Ingenieros Petroleros, Ingenieros Químicos, Abogados, Economistas, Directivos en general que trabajen en la industria petrolera o relacionados con ella o en la docencia especializada.

La asignatura se impartirá en dos periodos de una semana.

La primera semana y parte de la segunda se estructurará con clases teóricas (conferencias) en la mañana y prácticas en la tarde con ejercicios, lectura de literatura especializada, información de Internet, etc.

El viernes de esa segunda semana, los alumnos agrupados en 4 subgrupos (2 estudiantes/subgrupo) presentan ante los profesores, 4 ponencias (en el marco de un seminario integrador final) en Power Point dedicadas al análisis de casos sobre alguna de las siguientes temáticas:

1. Métodos de exploración petrolera.
2. Sistemas petroleros; relación con el riesgo en la Exploración Petrolera
3. Cuencas gasopetrolíferas que son explotadas actualmente a escala internacional. Perspectivas futuras

La evaluación se otorgará en base al trabajo de los alumnos en los subgrupos, la calidad de las presentaciones, su redacción, ortografía y su participación en la preparación y exposición de los PP (serán entregados al final al profesor).

La exitosa realización de las exposiciones de las ponencias y la entrega de éstas a los profesores, implicará el otorgamiento de los dos créditos correspondientes a la asignatura CARACTERIZACIÓN Y

DIAGNÓSTICO DE LOS SISTEMAS ENERGÉTICOS a los integrantes de los subgrupos.

Contenido de las ponencias

El contenido que en general tendrán las ponencias será el siguiente:

1. Título
2. País, año y ubicación geográfica a que se refiere el caso analizado
3. Métodos de exploración empleados y efectividad referida sobre éstos en el artículo analizado
4. Acuerdo o desacuerdo del colectivo con el complejo de métodos exploratorios empleado y en este segundo caso argumentación de porqué
5. Grado de acierto de los pozos perforados como resultado de la exploración realizada, caso de haberse perforado éstos
6. Grado de argumentación que se aprecia tiene la solución aportada por el trabajo
7. Conclusiones y recomendaciones derivadas del análisis del caso
8. Bibliografía consultada

CONCLUSIONES

- La impartición del curso de posgrado de “Caracterización y diagnóstico de los sistemas energéticos” es de importancia fundamental para la formación de directivos y profesionales de la industria petrolera o relacionados con la misma, porque contribuye a formar la base necesaria para la comprensión de los fenómenos políticos que condicionan las actuales políticas energéticas vigentes en el mundo y explicar fenómenos tales como guerras en busca de mercados, variaciones y especulaciones con los precios del petróleo etc. Por estas razones su diseño debe ser muy cuidadoso a fin de que los alumnos puedan adquirir las pericias necesarias.
- La aplicación de la metodología del Curso de Formación de Instructores del Centro Politécnico del Petróleo de la Unión Cubapetroleo junto a las experiencias docentes de la CUJAE en este campo permite lograr un diseño mucho más racional del curso con más posibilidades de intercambio y asimilación del alumno.
- La división del curso en tres ejes temáticos de aprendizaje permite una mayor profundización en los conocimientos impartidos. La preparación de ponencias en temas relacionados permite una posibilidad de personalización del curso a los efectos de hacer mayor énfasis en los contenidos, de acuerdo a los propósitos del curso: si es un posgrado independiente, si es parte de una maestría y también en dependencia del perfil que se pretenda enfatizar.

BIBLIOGRAFÍA

Applied petroleum geochemistry. M.L.Bordenave (1993).Editions Technip, Paris, France.
Petroleum Geochemistry and Geology. J.M. Hunt (2004). W.H. Freeman and Company, New York.
The Petroleum System from Source to Trap. (1994) L.B. Magoon, W. Dow.
Curso de Geología del Petróleo. (2014) Dr. J. Alvarez.
Curso de Geoquímica del Petróleo. (2014) Dr. J.O. López, Dra. O. Pascual.
Curso de Formación de Instructores, Centro Politécnico del Petróleo, (2014) CUPET.
Glossary of Petroleum Terms. Selection from: Jackson, Julia A, (1997), Glossary of Geology: American Geological Institute, Alexandria, Virginia, Fourth Edition, 769 p.
Glossary of Petroleum Terms useful to the Petroleum System. Selection from: Petroleum Extension Service, (1999), A Dictionary of Petroleum Terms: Division of Continuing Education, The University of Texas at Austin, Austin, Texas 2nd ed. 129 p.
“LA BIBLIA DE LA GEOFISICA” DE Chelotti, L., Acosta, N., Foster, M., (2009). De Cátedra de Geofísica Aplicada, U.N.P.S.J.B., Chubut, Argentina.
“EL POZO ILUSTRADO: INGENIERIA EN PETROLEO” de E. E. Barberi, edición en CD-ROM, Caracas, (1998)

Estados Unidos, Petróleo y Geopolítica. M. García y G. Ronquillo, IMP, Plaza y Valdés, México, (2005), disponible en: http//Mundo Geografía
La nueva geopolítica de los hidrocarburos y las relaciones internacionales. F. Steinberg, (2010), disponible en: http//Nueva mayoría.com.

ANÁLISIS ESTRATIGRÁFICO EN EL RESERVORIO DEL POZO SEBORUCO- 20 EN LA FRANJA PETROLERA NORTE CUBANA

Leroy Agustín Santana Martí, Osvaldo López Corzo, Silvia Blanco Bustamante, Osmani Pérez-Machado Milán

Centro de Investigaciones del Petróleo, Churruca No.481 e/ Washington y Vía Blanca, Cerro, La Habana, Cuba, E-mail: leroy@ceinpet.cupet.cu

RESUMEN

El campo petrolero Seboruco está ubicado al este de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba, próximo a la Bahía de Matanzas. Durante más de 10 años se han perforado pozos de alcance extendido que han sido productores de petróleo y gas acompañante. El problema fundamental de esta área es el insuficiente análisis de la estratigrafía de los reservorios, ya que tradicionalmente se han utilizado términos de campo para su identificación (Veloz Blue, Veloz Gray, Veloz Green, Veloz Seboruco, etc.). Este hecho no permite una caracterización geológica y facial completa de las unidades productoras, trayendo además consigo problemas de correlación con campos vecinos.
En el presente trabajo se logra caracterizar y detallar la estratigrafía en el reservorio del pozo Seb-20, para después extender los patrones litológicos y bioestratigráficos a todo el campo y alcanzar una mejor comprensión de la constitución geológica del área, estableciendo elementos faciales de correlación que puedan ser extensivos a otros reservorios del campo Seboruco.
Los materiales utilizados para la realizar el trabajo fueron las descripciones litológicas y micropaleontológicas provenientes de las muestras de canal y secciones delgadas, conjuntamente con los registros de pozo. En este orden se aplica la metodología de interpretación e integración.
El principal resultado del trabajo es el establecimiento de las bases estratigráficas, que permitirá en un futuro la sustitución de términos de campo, no geológicos, por otros más afines a la estratigrafía del subsuelo, así como detallar los procesos de reservorio que en cada manto juegan un papel importante sobre el potencial productivo de cada uno de ellos.

ABSTRACT

Seboruco oilfield is located to the east of the North Strip of Heavy Oil of Cuba, near of the Matanzas Bay. For more of 10 years have been drilled many horizontal wells, gotten more of 1000 oil barrels for day. Principal problem of this area is the insufficient analysis of the reservoirs stratigraphy, because traditionally have been used informal terms for identify its (Veloz Blue, Veloz Gray, Veloz Green, Veloz Seboruco, etc.). This fact does not let a complete geological and facial characterization of the producing unities and also difficult the correlation with neighbor oilfield.
This research paper get to characterize and specify the stratigraphy in the Seboruco 20 reservoir well and later we can to spread the lithological and bio-stratigraphic models to all the oilfield and get a best understanding of the geological composition area, setting up facial elements of correlation that its can be applied to others reservoirs of the Seboruco oilfield.
Implements used for to carry out this project were lithological and paleontological descriptions from the cutting sample and fine section, together with the well registers. By this order was applied the methodology of interpretation and integration.
Main result of this project was set up the stratigraphic bases, which will let in the future substitution of not geological terms by others more related to the subsoil stratigraphy, so as specify reservoir processes that in each mantle are very important in the productive potential in each of its.

INTRODUCCIÓN:

El campo petrolero Seboruco está ubicado al este de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba, próximo a la Bahía de Matanzas. Durante más de 10 años se han perforado pozos de alcance extendido que han resultado buenos productores de petróleo y gas.

El análisis estratigráfico de esta área ha sido insuficiente, por ello se utilizan términos de campo para definir unidades de reservorio (Veloz Blue, Veloz Gray, Veloz Green, Veloz Seboruco, etc.). Este hecho no permite una caracterización geológica y facial completa de las unidades productoras, trayendo además consigo problemas de correlación con los campos vecinos. De ahí que el trabajo se centre en uno de los pozos de este campo petrolero, particularmente en su reservorio, tal es el caso del pozo Seboruco-20 (Seb-20) con categoría de exploración, el cual fue realizado por la Compañía Cuba Petróleo (CUPET) entre los meses de Mayo a Noviembre del 2013, ubicado en el área del Bloque VII, campo Seboruco, perteneciente a la provincia de Matanzas.

Problema Científico:

El insuficiente análisis estratigráfico del campo petrolero Seboruco, y esencialmente de los reservorios, no ha permitido una caracterización geológica y facial completa de las unidades productoras de hidrocarburos, conllevando a distintas denominaciones informales de las mismas.

Objetivo general:

Caracterizar estratigráficamente las unidades productoras del pozo Seboruco 20.

Objetivos específicos:

1. Detallar la estratigrafía en los reservorios del pozo Seboruco 20.

2. Proponer una nomenclatura acorde a la constitución geológica del campo.

MATERIALES Y MÉTODOS:

Materiales:

- Muestras de canal cada 5m.
- Descripciones litológicas y micropaleontológicas.
- Un núcleo de 2m de recuperación.
- Registros de pozos.
- Descripciones de campo.

Metodología de trabajo:

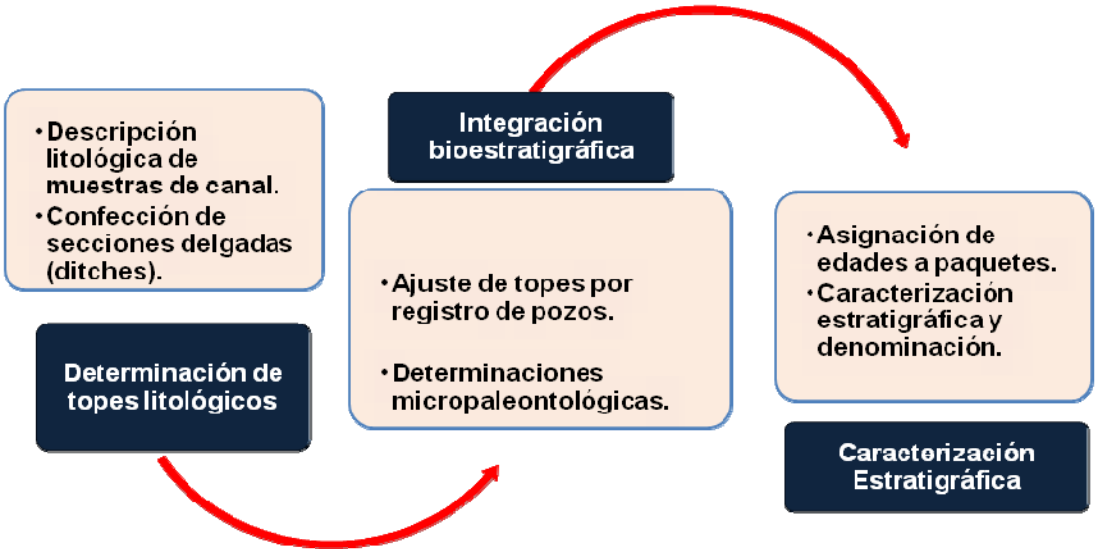


Figura 1. Esquema Metodológico

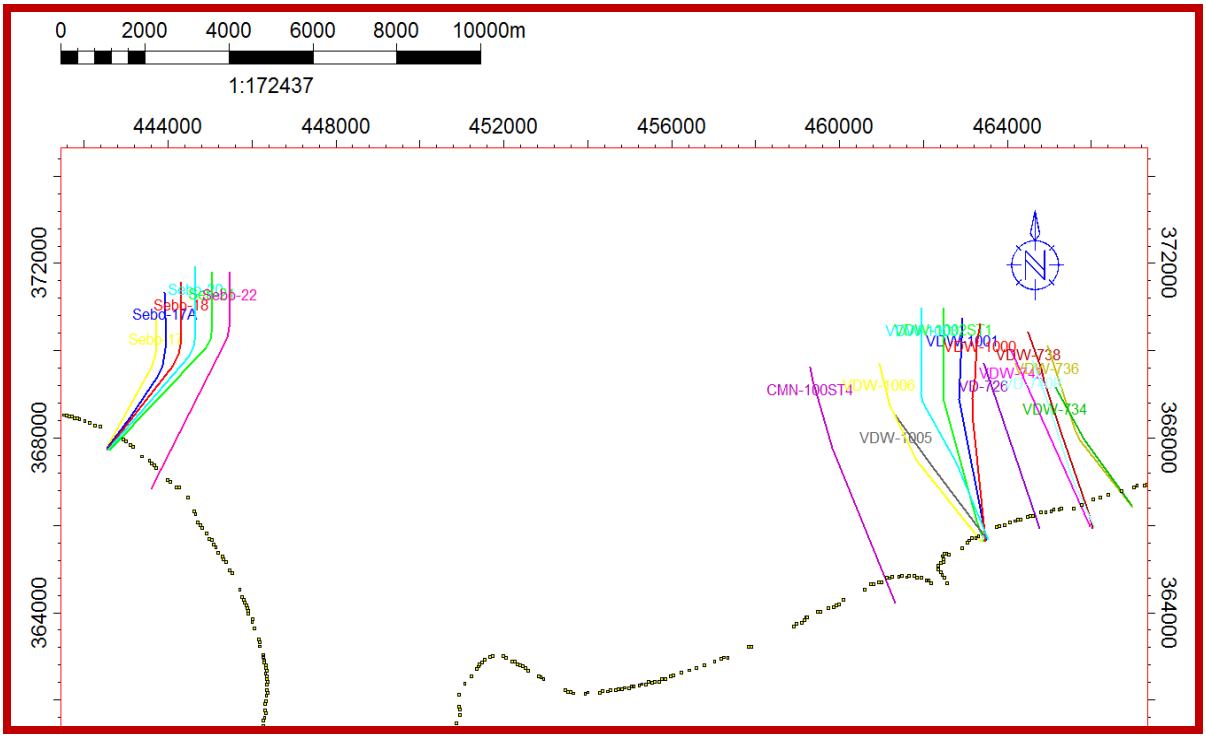


Figura 2. Ubicación de pozos

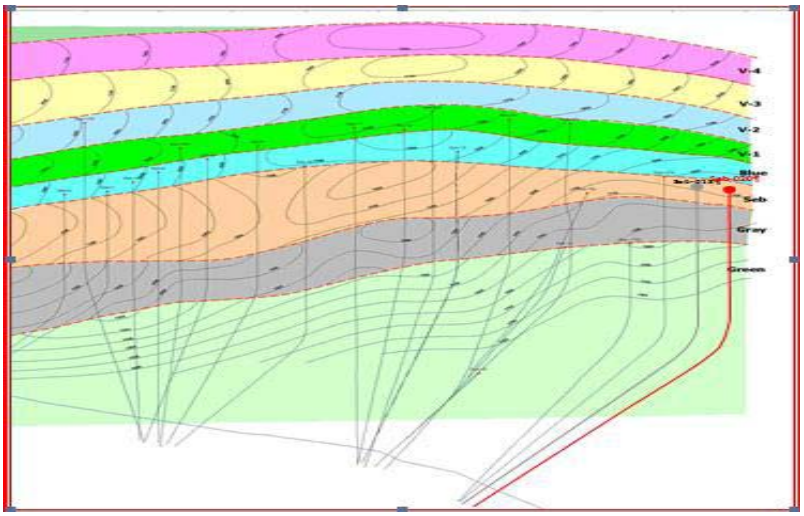


Figura 3. Mapa estructural del área Seboruco y proyección del pozo Seboruco-20 (en rojo)

RESULTADOS Y DISCUSIÓN:

Los términos de campo no permiten una adecuada caracterización del subsuelo y al no tenerse un registro estratigráfico preciso tampoco se detectan elementos estructurales significativos, de ahí la importancia de una detallada estratigrafía en los reservorios de los pozos como es el caso del que nos ocupa el Seboruco 20.

Para ello tuvimos en cuenta el comportamiento de los registros petrofísico de las unidades Veloz Gray, Veloz Seboruco y Veloz Blue nombrados según términos de campo o producción, como se muestra en la figura 4.

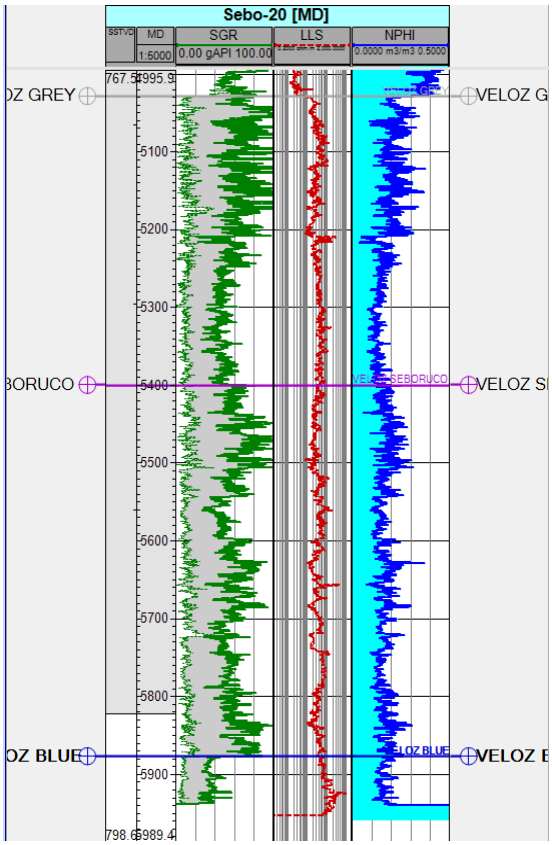


Figura 4. Comportamiento petrofísico de las unidades productoras

Haciendo una breve reseña en la interpretación de dicho registro se puede ver como el Veloz Gray (5030 – 5400 m) en su parte superior posee un Gamma elevado, con picos variables y alto contenido de Uranio, la resistividad es variable con valores que oscilan entre los 30 y 100 ohm y posee porosidades elevadas, en tanto la parte inferior de esta unidad presenta un Gamma más estable, con menor contenido de Uranio, la resistividad es más elevada y homogénea próxima a los 100 ohm, y porosidades de entre 12 y 15 %. El Veloz Seboruco (5400 – 5880 m) posee características similares a la parte superior del Veloz Gray, presentando Gamma elevado con picos variables y semejanza también en cuanto a la resistividad y la porosidad, en tanto el Veloz Blue con menor intervalo registrado posee parámetros similares a la parte inferior de Veloz Gray.

Estas características en el comportamiento de los registros sirvieron de criterio para separar paquetes litológicos como se muestra en la siguiente figura:

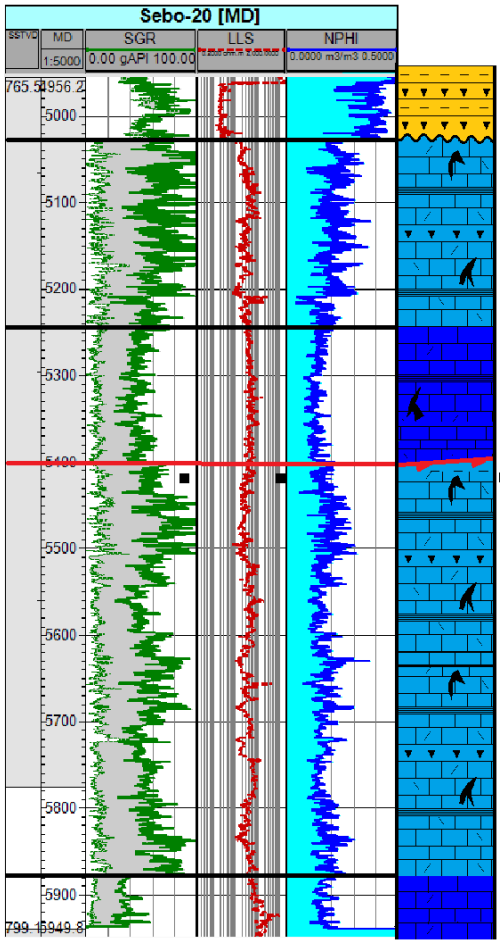


Figura 5. Características litológicas asociadas al registro en 4 intervalos

Como se muestra en la figura 5 las unidades productoras antes interpretadas y ahora atendiendo a las características litológicas quedaron divididas en 4 intervalos:
El primer intervalo está compuesto por calizas de colores claros y pardas, arcillosas, deleznables, fracturadas y con huellas de disolución, moldes de bioclastos, capas de pedernal y lutitas negras, lo cual responde a los picos abruptos del gamma. El segundo por calizas blancas, microcristalinas, duras, fracturadas y escasas lutitas bituminosas negras. El tercer intervalo con litología similar al primero está compuesto por calizas pardas, cremas y blancas, arcillosas, bandeadas, impregnadas de petróleo, calizas microporosas, con laminaciones de materia orgánica y abundantes fracturas ensanchadas por disolución, lutitas bituminosas negras y algunos pedernales de color pardo, también fracturados. El cuarto intervalo está compuesto fundamentalmente por calizas blancas, cristalinas, fracturadas, de grano fino, impregnadas de petróleo.
Si hacemos una asociación entre los intervalos 1 y 3 y 2 con 4 veremos que presentan características litológicas análogas, lo cual respondió posteriormente al análisis bioestratigráfico realizado a dichos intervalos.

Testigo de perforación y análisis bioestratigráfico:

Como elemento fundamental ya que constituye dato primario o índice directo, entre los 5412-5421 m de profundidad, se cortó un núcleo de 2 m de recuperación (figuras 6 y 7), el cual fue de gran utilidad en el amarre estratigráfico.

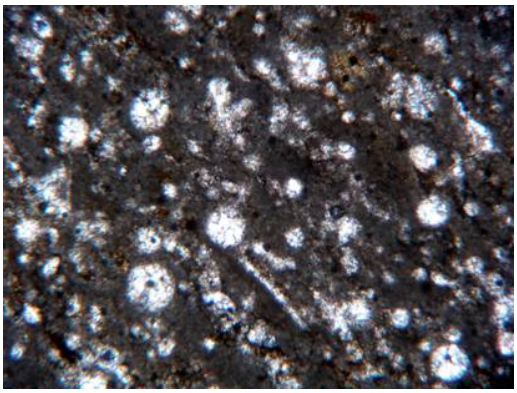
Testigo de perforación:



Figuras 6 y 7. Fragmentos del Núcleo recuperado

La descripción macro del núcleo corresponde a calizas fracturadas, en niveles brechadas, impregnada de petróleo, con huellas de disolución y una matriz conformada por lutita calcárea.

Microscópicamente se observó a groso modo un predominio de texturas de Wackestone bioclástico con abundantes radiolarios y calpionélidos calcáreos, con un rango de edad desde el Titoniano (parte alta)-Cretácico Inferior Berriasiano-Valanginiano, como se muestran con más detalle en las siguientes figuras, tomadas con el microscopio de petrográfico de luz polarizada:



40x (CN)

Figura 8. Wackestone bioclástico (Prof. 5412-5421m)
Wackestone bioclástico con matriz micrítica, con abundantes moldes de Radiolarios y *Calpionélidos* s.s recristalizados, con edad Titoniano (parte alta)-Cretácico Inferior Valanginiano.

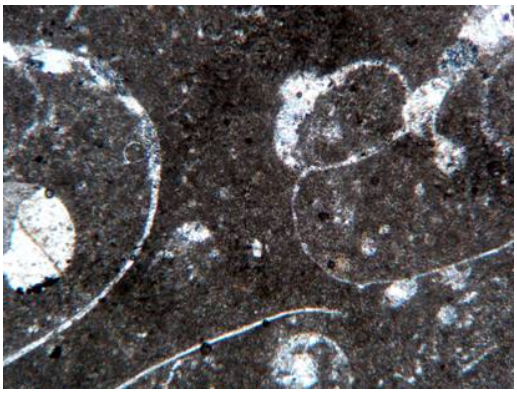

40x (CN)

Figura 9. Wackestone bioclástico (Prof. 5412-5421m)

Wackestone bioclástico con matriz micrítica, *Calpionella alpina, Crassicollaria* sp*,* fragmentos de Bivalvos, cámaras embrionarias de Ammonites y moldes de Radiolarios, con edad Jurásico Superior Titoniano (parte alta) - Cretácico Inferior Berriasiano.

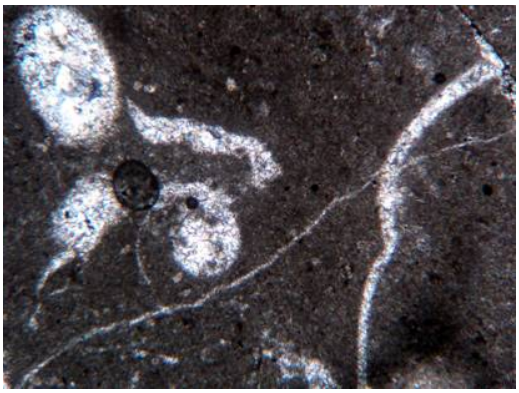
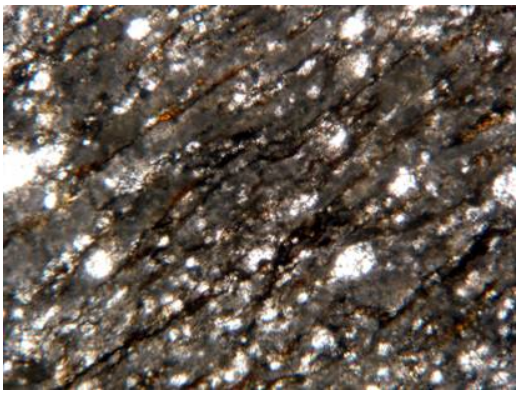

40x (CN)

Figura 10. Wackestone bioclástico (Prof. 5412-5421m)

Wackestone bioclástico con matriz micrítica, algunas microfracturas rellenas por calcita, con fósiles del tipo *Globochaete alpina*, cámaras embrionarias de Ammonites, moldes de Radiolarios, *Crassicollaria* sp**,** *Tintinnopsella carpathica, Calpionella alpina y Calpionélidos* s.s. recristalizados, con edad Jurásico Superior Tithoniano (parte alta) - Cretácico Inferior, Berriasiano.


40x (CN)
Figura 11. Wackestone bioclástico (Prof. 5412-5421m)

Wackestone bioclástico con matriz micrítica, con juntas de disolución estilolíticas bandeadas por bitumen, se observan abundantes moldes de Radiolarios y *Calpionélidos* s.s recristalizados, con edad Titoniano (parte alta)-Cretácico Inferior Valanginiano.

Además del dato del núcleo se hizo un análisis bioestratigráfico a las muestras de canal del reservorio, y atendiendo a los resultados paleontológicos y litológicos concluimos que se trataba de dos mantos separados por una falla inversa, un primer manto conformado por dos unidades estratigráficas, una del Titoniano en la parte superior y debajo la del Kimmeridgiano, el segundo manto conformado por una unidad extensa del Titoniano y una más pequeña al final del pozo del Kimmeridgiano, como se muestra en la siguente figura:

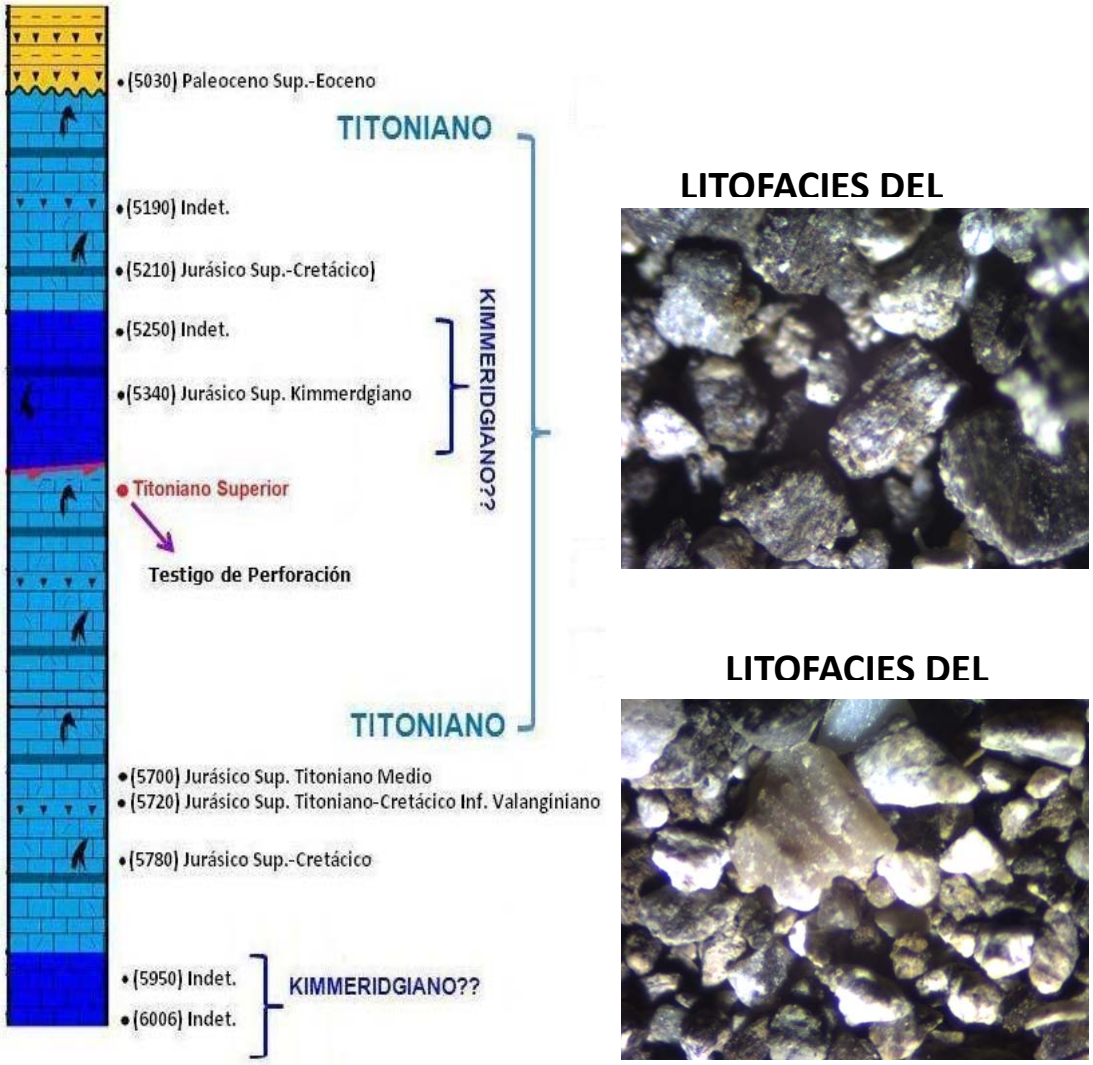


Figura 12. Análisis bioestratigráfico muestras de canal

Por otra parte a la matriz se le hizo la prueba de Nannoplancton calcáreo dando en todos los casos *Watznaueria barnesae*, con un rango de edad del Tithoniano-Cretácico Superior Maastrichtiano, lo cual muestra que posee un rango de edad muy amplio, por lo que no es un buen marcador.

A partir de los resultados antes mencionados se decide proponer una nueva terminología para nombrar las unidades estratigráficas (Tabal 1.), para ello se tuvo en cuenta entre otros factores, las características litoestratigráficas y las edades arrojadas por las mismas.

Tabla I. Terminologías de campo y propuesta para el trabajo

TÉRMINO DE CAMPO	TÉRMINO PROPUESTO
Veloz Gray	Titoniano + Kimmeridgiano
Veloz Seboruco	Titoniano
Veloz Blue	Kimmeridgiano

CONCLUSIONES

1. Las unidades productoras de Veloz en el pozo Seboruco-20, conocidas informalmente como Veloz Grey, Seboruco y Blue, no son más que dos mantos separados por una falla inversa. Esta distinción estratigráfica contribuye a mejorar el modelo geológico del campo Seboruco.

2. Ambos mantos están conformados por dos unidades del Titoniano y Kimmeridgiano. Este elemento está comprobado por las características litológicas, biofacies encontradas, registros de pozo y la evidencia de un testigo de perforación.

BIBLIOGRAFÍA

1- Alvarez J., Rodríguez O., Fernández J., Hernández J., Valladares S., Reyes O. y Pascual O. (2000).Informe final del Pozo Seboruco 1. Archivo técnico. CEINPET.

2- Morales J. M. y Ramírez T. (1999). Informe de las actividades realizadas durante la perforación ensayo y puesta en producción del pozo Seboruco-1.Archivo técnico. CEINPET.

3- Ramírez T. y Nápoles N. (2001). Informe de las actividades realizadas durante la reentrada, ensayo y puesta en producción del Pozo Seboruco-2-RE. Informe final del Pozo Seboruco 1. Archivo técnico. CEINPET.

4- Alvarez J., Hernández J., Blanco S., Otero R., Valladarez S., Castro O. y Rodríguez R. (2001). Informe final del Pozo Seboruco 2X. Archivo técnico. CEINPET.

5- Alvarez J.,Blanco S., Hernández J., Castro O., Valladarez S., Otero R. y Rodríguez R. (2002). Informe final del Pozo Seboruco 3(RE). Archivo técnico. CEINPET.

6- Alvarez J., Fernandez J., Hernández J., Castro O., Otero R., Pérez L., Flores A., Pérez L.y Rodríguez R. (2004). Informe final del Pozo Seboruco 4. Archivo técnico. CEINPET.

7- Alvarez J., Fernandez J., Hernández J., Castro O., Otero R., Pérez L., Flores A., Pérez L. y Rodríguez R. (2004). Informe final del Pozo Seboruco 7. Archivo técnico. CEINPET.

8- Alvarez J., Fernandez J., Hernández J., Castro O., Otero R., Pérez L., Flores A., Pérez L. y Rodríguez R. (2005). Informe final del Pozo Seboruco 15. Archivo técnico. CEINPET.

9- Brey del Rey D., Blanco S. y Pérez L. (2006). Informe de los núcleos del pozo Seboruco-101 St2. Archivo técnico. CEINPET.

10- Tamayo Y., Brey del Rey D., Hernández J., Sánchez M. y González D. (2011). Informe final del pozo Seboruco-230. Archivo técnico. CEINPET.

11- Sánchez M., García M. y Ramírez T. (2012). Informe final del pozo Seboruco-140. Archivo técnico. CEINPET.

12- Brey D. De la Cruz J. L. y Bisbé M. (2012).). Informe final del pozo Seboruco-180. Archivo técnico. CEINPET.

13- Medina A. y Pedre J. (2013). Informe final del Pozo Seboruco 19. Archivo técnico. CEINPET.

14- De la Cruz J. L. y García M. R. (2013). Informe final del Pozo Seboruco 104. Archivo técnico. CEINPET.

15- Brey D. (2013). Informe final del Pozo Seboruco 20. Archivo técnico. CEINPET.

16- Zogan X. (2013). SEB20. XRMI Log Basic Interpretation Report.Archivo técnico. CEINPET.

17- Fajardo R. y Ramirez T. (2013). Informe de campo Pozo Seboruco 210. Archivo técnico. CEINPET.

18- De la Cruz J. y Sánchez M. (2014). Informe de campo Pozo Seboruco 220. Archivo técnico. CEINPET.

19- Hernández J., Echevarría W. y Ramírez T. (2014). Informe de campo Pozo Seboruco 105. Archivo técnico. CEINPET.

EVALUACION DE LA CAPACIDAD DE BLOQUEO DE UNA ESPUMA COMO AGENTE DE DESVIACIÓN QUÍMICA PARA LAS ESTIMULACIONES ÁCIDAS

Lourdes V. Lesmes Garrido, Felix S. Echevarría Pestana, Amalia L. Quesada Quintero, Onix López Galarza, Analaida Cantero Rodríguez.

Centro de Investigaciones del Petróleo, Churruca, No 481, e/ Vía Blanca y Washington, Cerro, La Habana, Cuba.ZIP 1200. E.mail: lesmes@ceinpet.cupet.cu

RESUMEN

El uso de las espumas como agente desviador de flujo ha resultado en la práctica internacional una ventaja muy beneficiosa en las estimulaciones de pozos de petróleo ya que logran desviar el ácido hacia las zonas de menor permeabilidad por efecto de taponamiento de las zonas de mayor permeabilidad, siendo esto muy útil para acidificaciones selectivas o por etapas. Basado en esta potencialidad se parte de la necesidad de búsqueda de un fluido espumante con determinadas características de espumabilidad que permita utilizarse en las estimulaciones ácidas como una alternativa de solución para el incremento de la producción de crudos en pozos cubanos de petróleo y gas. Es objetivo en este trabajo evaluar el uso de las espuma como agente divergente de flujo con la cual se presenta un estudio de laboratorio, realizado en el área de Física y Yacimientos perteneciente al Ceinpet. Para el trabajo se realizó pruebas de caracterización de la espuma en cuanto calidad, tiempo de vida medio y viscosidad, empleando para ellos técnicas estadísticas de diseños. Otras pruebas consistieron en determinaciones de tensiones, compatibilidad y capacidad de bloqueo, en las que se utilizaron rocas y fluidos del yacimiento Seboruco, combinado con el empleo de un sistema de ácidos emulsionados Ceinpet. Como resultados de este estudio, se obtuvo una espuma con la cual se demostró la capacidad de bloqueo como agente de desviación química al bloquear zona de núcleo de alta permeabilidad e incrementar la de baja permeabilidad a un 139%, después del paso del ácido.

ABSTRACT

The foams like a diverter agent of flow has been used in the international practice with very beneficial advantage in the stimulations of oil wells; since they are able to deviate the acid toward the smaller permeability areas for effect of obstruction or block up of the more permeability areas, being this very useful for selective acidifications or by step. Based on this potentiality this research begins looking a foamy fluid with certain foam characteristics that it allows to be used in the acid stimulations as a solution alternative for the increment of the production of Cuban oil and gas wells. The objective of this work is evaluate the use of the foam like a divergent agent of flow that's why we presented the results carried out in the Physics and Oil field laboratory of the Ceinpet. For this report, it was carried out characterization tests of the foam that included a quality control, half life time and viscosity, using for them statistical designs techniques. Other tests consisted on the determinations of tensions, compatibility and blockade capacity, using rocks and fluids from Seboruco oil field, combined with a Ceinpet emulsified acids system. As results of this study, a foam was obtained with which the blockade capacity was demonstrated as chemical deviation agent when it blocked the high permeability area of core and increased the low permeability area in 139%, after the acid effect.

INTRODUCCIÓN

En una estimulación ácida, con el objetivo de restaurar las capacidades originales de la producción, la mayoría del daño debe ser eliminado, por tanto el fluido de tratamiento debe ser inyectado en la zona de menor permeabilidad y mayor daño, pero no siempre esto es posible a causa de que el ácido en su reacción con la roca toma la trayectoria de menor resistencia al paso del flujo quedándose zonas sin tratar.

Para lograr un tratamiento exitoso a la matriz y que se distribuya uniformemente el fluido en todo el intervalo a tratar se utiliza agentes desviadores de flujo., entre los que se citan: agentes de desviación mecánica a través del uso de packers selectivos o selladores tipo bolas, pero cuando estos no resultan ó no es posible, se recurren a utilizar agentes de desviación química como la espuma (Echevarría, F., Lesmes, L.).

La espuma es una dispersión de un gas en un líquido, en donde el gas constituye la fase dispersa o interna y el líquido la fase continua ó externa. Para realizar tratamiento uniforme, las espumas han resultado ser una opción muy ventajosa, sobre todo en aquellos pozos con grandes espesores de capas abiertos, con baja presión, baja permeabilidad, pozos equipados con accesorios de control de arena, liners acanalados sin cementar, pozos con caños desnudos (open hole) u otros (Lesmes, L.).

Entre las Ventajas más importante del uso de las espumas como Agente Desviador de Flujo se citan:

- Puede utilizarse como agente desviador de flujo en pozos equipados con accesorios de control de arena, gravel packs o liner acanalados sin cementar.
- Permite realizar el tratamiento uniforme en pozos horizontales con grandes espesores abiertos.
- Los fluidos espumados hacen que los canales formados sean mas estrechos y menos ramificados que cuando se utiliza un ácido simple.
- Energizan momentáneamente reservorios de baja presión.
- Mejora las limpiezas de las operaciones de estimulación mediante la expansión de las fases gaseosa de la espuma cuando la presión se reduce durante el retorno al pozo.

En el año 2004 se realiza en Cuba por primera vez la estimulación en un pozo de Varadero utilizando una formulación de ácido espumado. Los resultados de aplicación en este pozo demostraron efectividad del ácido espumado al incrementarse la producción del mismo de 0 a 35m^3 /d después del tratamiento.

Partiendo de estos resultados y los planteamientos que muestran la literatura internacional, que sugieren la potencialidad de aplicación de las espumas como agente desviador de flujo, como una vía de incrementar la producción de petróleo de los pozos, se plantea los siguientes**:**

Problema: En pozos horizontales de grandes espesores se dificultad realizar el tratamiento selectivo con packer mecánico, por lo cual se busca alternativa de emplear métodos químicos (Espuma) como agente desviador de flujo.

Hipótesis: Si La inyección alternada de espuma y tratamiento, bloquea al núcleo de mayor permeabilidad, entonces se estimula el menos permeable.

Objetivo general: Evaluar el comportamiento de las espumas como agente desviador de flujo en el medio poroso.

MATERIALES Y MÉTODOS

En el laboratorio de Física de Yacimientos y Estimulaciones se desarrolló un amplio trabajo experimental contando con los siguientes materiales:

- ✓ Muestras de roca carbonatada, agua y crudos pesados de los pozos del Yacimiento Seboruco.
- ✓ Aditivos y productos como: tensoactivos, espumantes, emulgentes, inhibidor de corrosión, polímero, ácidos, secuestrante de hierro y solvente.

El programa de pruebas abarcó la preparación de los fluidos tanto de la espuma como del ácido mediante procedimientos establecidos en el laboratorio y otra que a continuación se presenta en la tabla I.

Tabla I. Métodos de análisis

Índice	**Métodos de Análisis**
Tensión Superficial	DIN 53914
Tensión Interfacial	ASTM-D 971/04
Compatibilidad	API RP 42
Calidad, tiempo de vida medio, estabilidad	Manual del Laboratorio FY
Viscosidad	Viscosímetro Anton Paar
Método express de columna	Manual de laboratorio FY

Se emplearon también técnicas estadísticas de diseños 2^2 utilizando el Programa Statgraphics versión 5.1.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Caracterización de la espuma: Calidad, Tiempo de Vida medio y Viscosidad.

La espuma que se evalúa, no es cualquiera, la misma debe caracterizarse por cumplir con ciertos factores como: calidad, tiempo de vida medio, viscosidad, entre otros (Lopera Castro S. M. et al).

En la tabla II se presenta un diseño realizado 2^2 en las que se varían las concentraciones de surfactante y de polímero (Viscosificador) en 2 niveles, ejecutándose 12 experimentos, las cuales fueron evaluadas desde el punto de vista de la calidad y tiempo de vida medio.

Tabla II. Resultados del diseño experimental

# de experimentos	**Concentración de surfactante**	**Concentración de Polímero**	**Calidad**	**Tiempo de vida medio**
1	0,5	0,25	80	14,89
1	1	0,25	80	13,24
1	1	0,35	79	19,05
1	0,5	0,35	78,7	21,9
2	0,5	0,25	80	14,95
2	1	0,25	80	13,48
2	1	0,35	77,5	18,9
2	0,5	0,35	78,2	21,53
3	0,5	0,25	80	14,92
3	1	0,25	80	13,1
3	1	0,35	78,7	19
3	0,5	0,35	78,7	21,72

Se observa en la tabla II que para una misma concentración de surfactante, cuando la concentración de polímero es mínima (0.25%), la calidad que se obtiene es siempre de 80% y cuando la concentración de polímero es máxima (0.35%) aunque no se aprecia diferencia significativa en cuanto el valor obtenido de calidad este resulta ser siempre menor de 80%.

Con respecto al tiempo de vida media se refleja en la tabla II que los mayores tiempo se obtiene para altas concentraciones de polímero (0.35%) y bajas concentraciones de surfactantes (0.5%). En los gráficos de pareto y de efectos principales se muestran estos resultados.

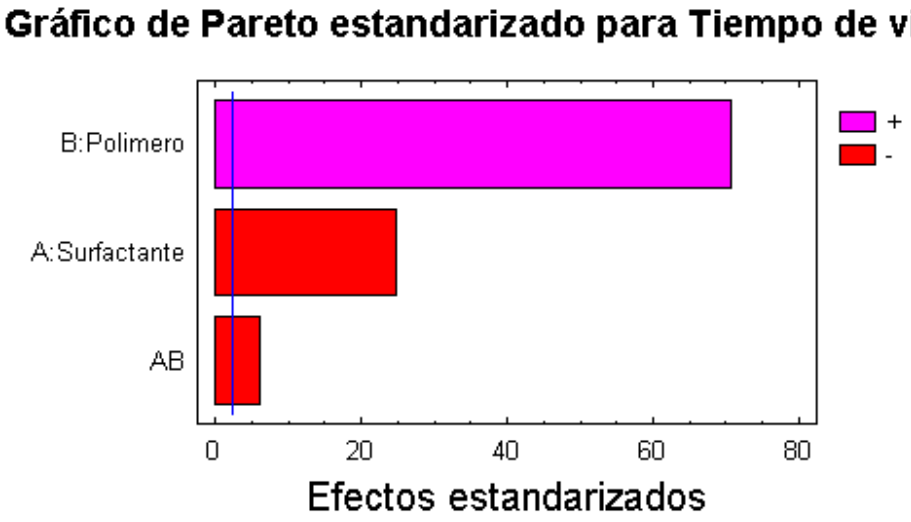


Figura1. Gráfico de Pareto para tiempo de vida medio de la espuma

Se muestra en la figura 1 que las concentraciones de polímero y surfactante, además de su interacción ejercen una influencia significativa en el tiempo de vida media.

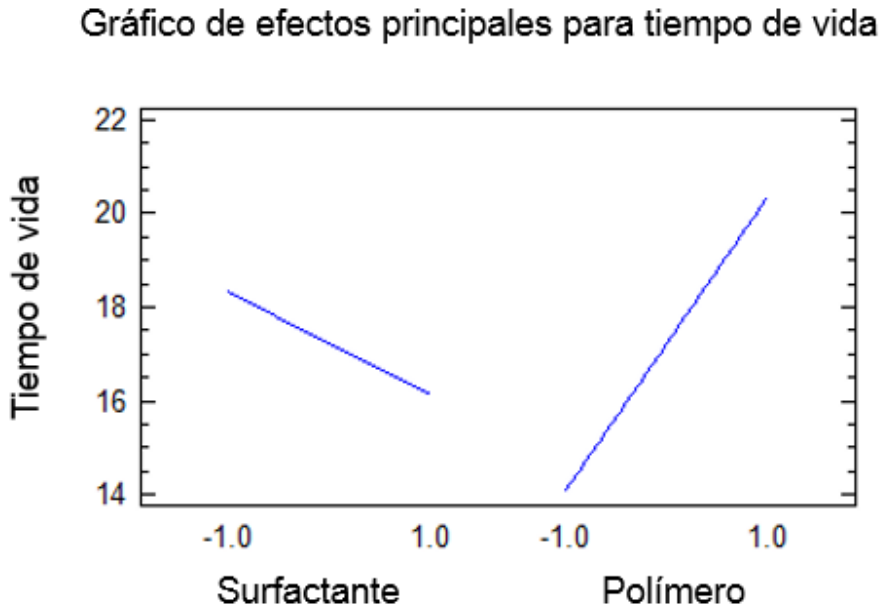


Figura 2. Gráfico de efectos principales para tiempo de vida medio

En el gráfico de efectos principales figura 2, se observa que el efecto principal en orden significativo lo ejerce la concentración de polímero, por tener mayor pendiente seguido por la concentración de surfactante.

Por los resultados obtenidos en el diseño experimental para obtener la estabilidad y calidad requerida acorde a lo que plantea la literatura especializada referente que la calidad debe estar entre 70 a 80 % y el tiempo de vida medio de 20 a 30 minutos, resulta conveniente para formar la espuma trabajar con una concentración de 0,5 % de surfactante y 0,35 % de polímero con la cual se obtuvo calidades entre 70-80 y TVM alrededor de 21 minutos.

La viscosidad es otro factor muy importante en la caracterización de la espuma

Para caracterizar una espuma desde el punto de vista de su comportamiento reológico se realiza un estudio del modelo por el cual se ajusta.

Tabla III. Parámetros reológicos de la espuma

Temperatura	**Parámetros de la ley Herschel –Bulkely**			**Viscosidad aparente a 175 s^{-1}**
	n	**K (mPa.s^n)**	**ζ_0**	**μ (mPa.s)**
30⁰ C	0,76	0.092	2.80	2.82
50⁰ C	0,80	0.050	2.48	2.50

En la tabla III se muestran los valores de los parámetros calculados por la ley de Herschel –Bulkely, el cual obtuvo un ajuste de 99.5 y 98.0% para las temperaturas de 30 y 50°C respectivamente. Por los valores obtenidos de n (índice de flujo) y de ζ_0 (punto de cedencia), donde $0>n<1$ y $\zeta_0>0$, se aprecia que para ambas temperaturas, el fluido espumado muestran comportamiento seudoplástico con punto de cedencia, lo que equivale a plantear que es un fluido no newtoniano donde la viscosidad de la espuma depende del esfuerzo aplicado.

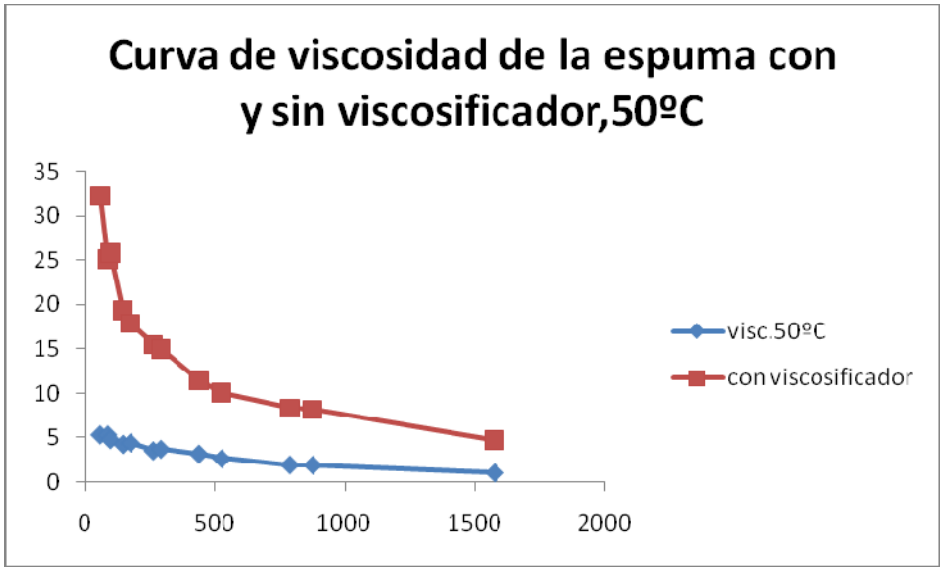


Figura 3. Curva de viscosidad

Se muestra en esta figura 3 el comportamiento "seudoplástico" que presenta la espuma, donde en ambas curvas se obtiene que al aumentar la velocidad disminuye la viscosidad aparente.

Interacción Espuma-Acido-Petróleo

Para evaluar la interacción entre fluidos espuma-ácido- petróleo, se realizaron pruebas de compatibilidad a condiciones de temperatura de yacimiento y presión atmosférica.

Esta prueba se realiza con el propósito de verificar que los fluidos a inyectar en el yacimiento no provoquen una reacción indeseable con los fluidos presenten en el mismo que ocasionen emulsiones estables o precipitación de sólidos, que puedan taponar el medio poroso y disminuir la producción de crudo del pozo. Esta es una evaluación cualitativa del daño que podría generar la solución espumante al contactar con el crudo de la formación. (Lopera Castro S. M. et al).

En la figura 4 se muestran los resultados obtenidos de los experimentos realizados con mezclas ensayadas en proporciones de 25% ácido emulsionado+ 25% espuma + 50% petróleo.



Figura 4. Resultados de las pruebas de compatibilidad a temperatura 55^0 c

Para cada uno de los ensayos realizados se observa en la figura separaciones de líquidos con la cual no se forma emulsiones entre la espuma, el fluido acido emulsionado y el petróleo.

Evaluación de los coeficientes

Además de la compatibilidad entre fluidos, es importante también conocer el tipo de interacción que se produce entre la espuma y el petróleo a causa de la rapidez con que la espuma se transforma en inestable, fundamentalmente al ponerse en contacto con el petróleo de la formación.

Las interacciones espuma-petróleo pueden ser del Tipo A, B y C. Para dar explicación a este mecanismo, se evalúan dos coeficientes termodinámicos S (expansión) y E (penetración), las cuales relacionan los parámetros de tensión interfacial y superficial. Sobre la base de estos coeficientes se predice el tipo de interacción que se produce entre la espuma- y el petróleo (Lesmes, L.).

En la tabla IV se presenta los resultados de las tensiones superficiales e interfaciales, realizadas con las muestras de crudo y la espuma.

Tabla IV. Determinación de las tensiones

Muestra de petróleo de pozos	Tensión superficial del petróleo (mN/m)	Tensión superficial de la espuma (mN/m)	Tensión interfacial petróleo/agua (mN/m)	Tensión interfacial petróleo/espuma (mN/m)
Seboruco	30.5	15	27.5	8.59
Seboruco	34	15	26.0	5.97

Lo más resaltante en esta tabla son los resultados obtenidos en los valores de tensión interfacial obtenidos que en ambos crudos en presencia de la espuma disminuye la tensión interfacial, si se compara con los valores obtenidos en el sistema crudo-agua.

En la tabla V se presenta los coeficientes termodinámicos S Coeficiente de expansión y E coeficiente de penetración calculados, así como el tipo interacción obtenida entre la espuma y el petróleo.

Tabla V. Determinación de Coeficientes: E y S en muestras de crudos

Muestras de petróleo del pozo	E	S	Interacción
Seboruco 9	-6.91	-24.09	S<0; E<0 Tipo A estable
Seboruco 160	-13.03	-24.97	S<0; E<0 Tipo A estable

Como se observa en la tabla V, se obtiene una espuma Tipo A S<0; E<0), que significa que es estable con el crudo como se muestra en la figura 5.

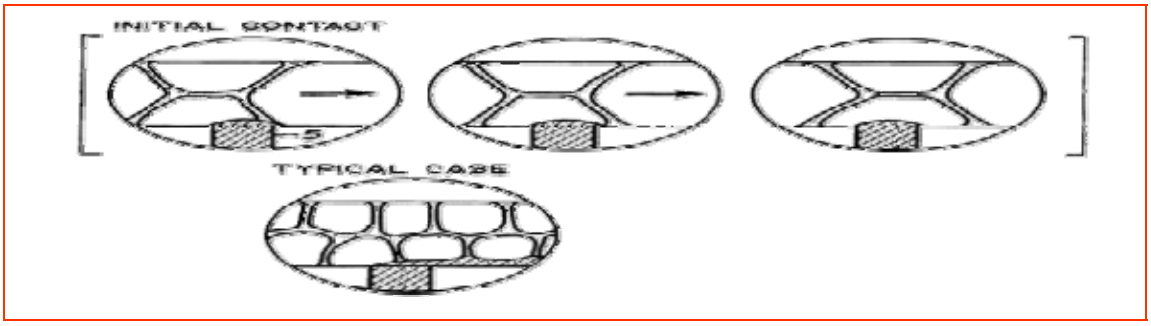


Figura 5. Interacción espuma-petróleo

La interacción que se muestra en la figura 5 es del tipo A, donde el petróleo no entra ni se expande en la estructura de la espumas, ó sea esta no se imbibe en el petróleo; lo cual resulta ser un resultado apreciable desde el punto de vista de su comportamiento en el medio poroso.

Evaluación de la capacidad de bloqueo de la espuma mediante desplazamiento en columna.

Se realiza un estudio de la capacidad de bloqueo de la espuma a temperatura de capa (55^0 c) con 4 columnas rellenas de material rocoso del área de Seboruco, reflejada en la tabla VI.

Tabla VI. Datos de las columnas

Columnas	**1**	**2**	**3**	**4**
Material	carbonato(0.50-0.25 mm)			
Longitud cm	24.8	24.8	24.5	24.8
Volumen poral cm^3	8.71	9.79	8.29	8.79
Porosidad %	0.4782	0.4923	0.5266	0.4923
Presión	0.96 kg/cm^2			

En la tabla VI se muestra los datos de cada una de las columnas en cuanto, longitud, volumen poral y porosidad para determinar la permeabilidad de la formación al paso de cada fluido: agua, espuma, ácido, como se muestra a continuación en la tabla VII.

Tabla VII. Evaluación de la permeabilidad

Columnas	1	2	3	4
$K_{1\ con\ Agua}$	10.08 mD	3.19 mD	7.37 mD	2.10 mD
$K_{1\ después\ de\ la\ espuma}$	<10 mD	2.12 mD	<7.37 mD	0.52 mD
$K_{1\ después\ del\ ácido}$	-	-	<7.37 mD	4.98 mD
Resultados	100% de Bloqueo	29% de reducción	100% de Bloqueo	Aumento de la permeabilidad

En la tabla VII, si se compara las columnas 1 y 2, la columna 1 es la que tiene la mayor permeabilidad al paso de agua resultando ser de 10 mD, cuando pasa la espuma esta columna se tupe y no deja pasar ningún otro fluido lo cual representa un bloqueo de un 100%, no así en la columna 2, que aunque con la espuma se reduce la permeabilidad de 3.19 a 212 mD, esta reducción es de un 29% con el cual no se bloquea.

Si observa las columnas 3 y 4, la columna 3 es la que tiene la mayor permeabilidad al paso de agua de 7.37mD, cuando pasa la espuma esta columna también se tupe y no deja pasar ningún otro fluido lo cual representa un bloqueo de un 100%, no así en la columna 4 que aunque con la espuma se reduce la permeabilidad de 2.10 a 0.52mD, posteriormente, al paso del ácido emulsionado se incrementa la permeabilidad de esta columna con un incremento de un 139 %.

Con este resultado obtenido se comprueba el comportamiento de la espuma como agente desviador de flujo, al demostrar su capacidad de bloqueo en la zona de alta permeabilidad y permitir el paso del fluido acido hacia la zona de menor permeabilidad.

CONCLUSIONES

1. Se obtuvo una espuma con calidad de 77 a 80 % y un Tiempo de vida medio de 21min. con un comportamiento seudoplástico, para una formulación que contiene X % de surfactante y X% de Polímero.

2. Los ensayos de compatibilidad demostraron la no existencia de emulsiones entre la espuma, petróleo y ácido.

3. Con la espuma se obtuvo en el medio poroso una reducción de la permeabilidad en un 100%, lo que demuestra su capacidad de bloqueo como agente desviador de flujo.

BIBLIOGRAFIA

Echevarría, F., Lesmes, L. y otros 2012: Informe etapa 4 Proyecto 2619. Estudio en el Laboratorio de las Propiedades del Sistema de Acido Espumado como Agente Desviador de Flujo.

Lesmes, L. Tesis Maestría 2004: Evaluación de propiedades químicas físicas de sistema de ácido espumado para la estimulación de pozos de petróleo.

Lopera Castro S. M. et al (2009): Fluidos divergentes como alternativa de recobro mejorado en yacimientos naturalmente fracturados: Un estudio experimental. Boletín de Ciencias de la Tierra, No 25Dic. 2008-2009, Medellín, ISBN 0120-3630.

ACTUALIDAD DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO CON EL EMPLEO DE MICROORGANISMOS

Thais Hernández Gómez

Centro de Investigaciones del Petróleo. Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, La Habana, Cuba, e-mail: thaishdez@ceinpet.cupet.cu.

RESUMEN

En la actualidad, cerca del 95% de la extracción mundial de petróleo se obtiene a través de métodos convencionales de recuperación. Con la utilización de dichas metodologías se garantiza un recobro aproximado de 35% del crudo total en sitio. A causa de que la mayor parte del petróleo queda atrapado en la roca, la industria petrolera dedica gran esfuerzo al desarrollo de métodos y técnicas que permitan incrementar el factor de recobro. Las tecnologías que involucran microorganismos, o sus productos metabólicos, para la estimulación de la extracción de petróleo en determinados yacimientos (MEOR, del inglés *Microbial Enhanced Oil Recovery*), están cobrando en la actualidad un renovado interés mundial. Esta resulta una tecnología que no contamina y de bajo costo, lo cual la hace particularmente compatible con los precios actuales del petróleo. La metodología se usa con múltiples propósitos, tales como: limpiar la vecindad del pozo, cambiar la mojabilidad de la roca, mejorar la movilidad del petróleo, entre otros. Los microorganismos que se utilizan se comportan como agentes movilizantes del petróleo residual o agentes tapón, para aislar selectivamente zonas no deseadas. Se presenta la necesidad de realizar nuevas investigaciones y la aplicación de la tecnología en el campo, considerando los adelantos científicos-técnicos reportados en la bibliografía. Con la presente valoración se resalta la importancia de la metodología MEOR como una alternativa atractiva, teniendo en cuenta las características de los crudos cubanos.

ABSTRACT

At present, about 95% of global petroleum extraction is obtained through conventional recovery methods. By using such methodologies, recovery of approximately 35% of total oil in place is ensured. Because most of the oil is trapped in the rock, the oil industry devotes much effort to the development of methods and techniques to increase the recovery factor. The technologies involving microorganisms or their metabolic products for stimulation of oil extraction in certain fields (MEOR, of Microbial Enhanced Oil Recovery), are currently gaining renewed global interest. This is a technology that does not pollute and inexpensive, making it particularly compatible with current oil prices. The methodologies used for multiple purposes, such as cleaning the vicinity of the well, changing the wettability of the rock, improve oil mobility, among others. The microorganisms used behave as mobilizing agents or plugging selectively isolating undesirable areas. The need for further research and application of technology in the field is presented, considering the scientific and technical advances reported in the literature. With this rating the importance of MEOR as an attractive alternative methodology is highlighted, taking into account the characteristics of Cuban oil.

INTRODUCCIÓN

Uno de los problemas de mayor incidencia que afecta a la industria petrolera es la baja eficiencia de extracción de los hidrocarburos de sus reservorios naturales (Zhang y Xiang, 2010). Luego de la recuperación por métodos convencionales, generalmente aún queda atrapado en los poros de la roca más del 60 % del total de crudo en sitio (Salager, 2005). La mayoría del petróleo residual se encuentra en microtrampas debido a las fuerzas capilares, adherido a la superficie mineral o desviado dentro de la formación rocosa (Kohr, 2012). Ante tal problemática, el uso de la biotecnología como herramienta en la recuperación mejorada de petróleo, se convirtió en una alternativa atractiva y económicamente factible (Batista y cols., 2011). En tal sentido, a nivel mundial se renovó el interés por las metodologías que incluyen el empleo de microorganismos que aumentan los índices de

recuperación de petróleo. Dicha afirmación se sustenta en el hecho de que existe un apreciable número de publicaciones científicas y patentes, de notable actualidad, relacionadas con la citada temática (Strappa y cols., 2004; Zhao y cols., 2005; Youssef y cols., 2007; Hou y cols., 2008; Soni y cols., 2009; Hendrickson y cols., 2010; Roldán y cols., 2012).
El proceso de MEOR se presenta como una variante de interés para países, como Cuba, que no poseen grandes cantidades de petróleo, o que el mismo presenta características físico-químicas que entorpecen los procesos de extracción. Aun cuando en el país se realizan grandes esfuerzos para potenciar la exploración, extracción y refinación de petróleo, se requiere que continúen las investigaciones relacionadas con el tema. Es por ello que el objetivo de la presente investigación es resaltar la importancia de la recuperación mejorada del petróleo residual en los yacimientos, como una alternativa económicamente atractiva y que no es perjudicial al ambiente. De ahí que surge la necesidad de aplicar la tecnología en el campo, en correspondencia con los recientes adelantos científicos-técnicos reportados en la bibliografía. Así, se podrá contar con una tecnología propia, adaptada a las condiciones de la industria petrolera nacional, que asegure el incremento y eficiencia de la producción de petróleo.

RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO CON EL EMPLEO DE MICROORGANISMOS

Cuando la producción primaria y secundaria se acerca a su límite económico, generalmente solo se ha extraído una pequeña porción del total de crudo almacenado. Dicho valor no suele superar el 35% del crudo original *in situ*. Por ello, la industria petrolera ha desarrollado metodologías para completar esta extracción convencional, que utiliza fundamentalmente la energía natural del yacimiento (Sen, 2008). Las tecnologías de recuperación mejorada de petróleo crudo (EOR, según sus siglas del inglés *Enhanced Oil Recovery*) pueden aumentar la recuperación de crudo, pero sólo con el costo adicional de suministrar energía externa al yacimiento (Al-Mjeni y cols., 2011).
El método que emplea microorganismos y sus productos metabólicos para la estimulación de la extracción de petróleo, es conocido como MEOR (según sus siglas del inglés *Microbial Enhanced Oil Recovery*). Este tipo de tratamiento biológico ha sido reportado como un buen método para incrementar la extracción de petróleo, reportándose resultados satisfactorios en más de 3000 pozos a nivel mundial (Al-Sulaimani y cols, 2011). Dicha metodología consiste en la inyección de microorganismos y nutrientes a determinados yacimientos, o la estimulación de los ya existentes en el mismo, con la finalidad de recuperar aquel petróleo que es demasiado viscoso para fluir o que se encuentra atrapado en los poros de la roca por las elevadas fuerzas capilares, por lo que no es posible obtenerlo por medio de mecanismos convencionales de recuperación. El accionar conjunto de las bacterias y sus metabolitos modifica las características del yacimiento y del crudo de una manera favorable, a fin de obtener una mayor recuperación residual (Maqsood y Usman, 2008).

MECANISMOS DE ACCIÓN DE MEOR

El proceso de MEOR consiste en una fermentación bacteriana "*in situ",* donde una combinación de mecanismos es la responsable de la estimulación de la producción o el mejoramiento en la recuperación de petróleo. Esta combinación de mecanismos depende básicamente de la aplicación, los cultivos y nutrientes seleccionados y las condiciones operacionales. Dentro de los mecanismos que intervienen en dicho proceso se encuentran (Higuera, 2012):

- Mejoramiento de la movilidad relativa del petróleo con respecto al agua mediante la producción de biosurfactantes y biopolímeros.
- Represurización parcial del yacimiento por la liberación de gases como el CH_4 y el CO_2, con el consecuente aumento de la presión de fondo.

- El gas ácido CO_2 obtenido del metabolismo microbiano ayuda a la producción o salida del petróleo de los poros de la roca, además, en conjunto con otros gases disminuyen la viscosidad del petróleo por solubilización en los mismos.
- Aumento de la gravedad API. Las bacterias degradan las cadenas hidrocarbonadas, haciéndolas más cortas y aumentando así el porcentaje de compuestos volátiles y por ende la gravedad API.
- Producción de solventes, que disminuyen la viscosidad del petróleo por disolución del mismo.
- Producción de surfactantes, que aumentan la movilidad del petróleo entrampado por capilaridad, al reducir la tensión superficial e interfacial en el sistema petróleo/agua/roca aún a alta salinidad, altas temperaturas y en un amplio intervalo de pH. En consecuencia, se produce una disminución de la saturación residual de petróleo.
- Los biosurfactantes y solventes remueven depósitos de crudos pesados, parafinas, asfaltenos e incrustaciones, alrededor de la boca del pozo, cuando éste tiene una presión igual o menor que el punto de burbujeo del crudo; también eliminan el bloqueo por agua y por emulsión.
- El efecto combinado de los biosurfactantes, ácidos y solventes disminuyen la tensión interfacial agua-crudo. La tensión superficial roca-crudo, es reducida considerablemente desde 20 a menos de 0,4 dinas/cm en algunos casos, aumentando la humectabilidad de la roca hacia el agua, mejorando la relación movilidad petróleo-agua, disminuyendo la fuerza capilar y liberando así el petróleo inmóvil, con el correspondiente aumento de reservas recobrables.
- Producción de polímeros, que incrementan la viscosidad del agua y mejoran la eficiencia volumétrica de barrido, al aumentar la movilidad relativa del petróleo con respecto al agua. Los polímeros son capaces de modificar la permeabilidad del medio poroso y en los últimos años han sido investigados para modificar los perfiles de inyección y producción.
- Generación de biomasa bacteriana, que forman biopelículas, las cuales se adhieren a los poros de la roca, lo que disminuye la permeabilidad y promueve el desplazamiento físico del petróleo hacia el exterior de los poros.
- Incremento de la permeabilidad y porosidad relativa al petróleo de las rocas carbonatadas en yacimientos calcáreos, debido a ácidos orgánicos producidos por bacterias anaeróbicas, lo que facilita el movimiento del petróleo.
- Limpieza de la vecindad del pozo mediante los ácidos y gases originados "*in situ*". El gas sirve para empujar el petróleo de poros muertos y remover finos que taponan las gargantas de los poros.
- Emulsificación del petróleo. Las bacterias generan emulsiones micelares a través de su adhesión a las rocas.
- Taponamiento selectivo de zonas altamente permeables mediante la inyección de bacterias gelificantes seguidas por una solución azucarada que facilita la gelificación por producción extra de células "gomosas".
- Biodesulfurización del petróleo. La inyección de cepas tolerantes al sulfhídrico y capaces de metabolizarlo es una manera de controlar la producción neta de este ácido.
- Colonización. A medida que las bacterias se multiplican de manera exponencial, en el espacio físico que ellas están ocupando ocurre un desplazamiento de crudo residual inmóvil, provocando así la liberación del mismo.

FACTORES CLAVES EN UN PROCESO DE MEOR

Entre los factores más importantes a ser considerados en la implementación de un proceso de MEOR se encuentran: la caracterización petrofísica del yacimiento, la química de los fluidos y la microbiología. Abordando el primer aspecto tenemos que las propiedades petrofísicas del yacimiento se deben analizar cuidadosamente, en la etapa de diseño del proceso. Se resumen a continuación algunos de los aspectos a considerar (Mondragón, 2011):

Factor de forma: La densidad y porosidad de materiales granulados compactados están generalmente relacionadas con la morfología y la orientación de la partícula dentro del material. Las

partículas planas se empaquetan en forma más compacta que las partículas esféricas, en un empaquetamiento romboédrico ideal, y estas últimas se empaquetan más densamente que las partículas irregulares. Cuanto más se aleja de la condición de isotropía, en el empaquetamiento, el factor de orientación tiende a modificar más propiedades tales como la porosidad, la permeabilidad y la resistencia de la roca yacimiento. Esta anisotropía debe ser especialmente tenida en cuenta en el diseño de una inyección de agua y bacterias o en la distribución de las bacterias dentro del yacimiento.

Estructura del medio poroso: La estructura poral de un yacimiento tiene una gran influencia en el diseño de un proceso de MEOR. El tamaño del poro es un aspecto restrictivo para el diseño y selección de los microorganismos a utilizar, ya que el mismo tiene que ser mayor que el diámetro promedio de las bacterias empleadas. Existe un efecto sustancial en los volúmenes porales finos que puede finalmente llegar a bloquear las gargantas porales al paso de fluidos y reducir de gran manera la permeabilidad del sistema. En los poros grandes, conectados con grandes gargantas porales, la inyección de bacterias tiene un efecto pequeño sobre la porosidad total o el volumen de poros.

Permeabilidad: La permeabilidad es altamente controlada por el flujo en los canales más grandes. Un yacimiento factible a MEOR que posea una alta permeabilidad, tiene una considerable ventaja práctica. La eficiencia de las bacterias mótiles en penetrar rápidamente la formación, puede llegar a resultar una gran ventaja en la aplicación de microorganismos para el mejoramiento de la recuperación de petróleo. Es importante asegurar el drenaje a través de las gargantas porales bajo condiciones prolongadas de flujo. Una reducción en la permeabilidad indicaría que la roca del yacimiento está sirviendo de filtro para las bacterias y los sólidos en suspensión. La reducción de permeabilidad debido a la acción de filtrado, depende del volumen total inyectado en la roca y este efecto de filtrado permite determinar el tamaño máximo de las bacterias que pueden inyectarse sin obstruir las gargantas porales.

Química de los fluidos: Los productos metabólicos que involucran químicos complejos pueden ser el resultado de una o varias reacciones combinadas. Estas reacciones o procesos son clasificadas como reacciones de modificación o degradación por microorganismos. La biodegradación implica la completa mineralización de químicos hasta formar compuestos simples a través del metabolismo de microorganismos. Este es un proceso complejo que involucra diferentes caminos y secuencias de pasos de modificación. Actualmente se reconocen un gran número de mecanismos que modifican las características químicas del petróleo en un yacimiento. De ellos los más importantes desde el punto de vista del proceso son la biodegradación bacteriana, el lavado por agua, y la emulsificación. En una aplicación de MEOR se recomienda tomar en consideración el efecto de estos mecanismos a fin de realizar una mejor estimación de su comportamiento.

En cuanto a la biodegradación del petróleo podemos definirla como la capacidad de los microorganismos para utilizar como fuente de carbono y energía una amplia variedad de sustancias aromáticas alifáticas y aromáticas policíclicas. El cultivo de bacterias a emplear es influenciado por los resultados de un ensayo de biodegradación comparativo. En este ensayo la sustancia a biodegradar es expuesta, en condiciones de laboratorio, a diferentes cultivos los cuales presentan un diferente grado de propensión biológica a degradar la sustancia. Esta facilidad hacia la biodegradación, es un factor clave en la selección del microorganismo óptimo (Montenegro, 2007).

La facilidad que presentan los microorganismos de biodegradar diferentes componentes existentes en los crudos varía considerablemente. Las cadenas cortas de parafinas son las sustancias que más fácilmente son degradadas por los microorganismos. La siguiente secuencia ilustra el orden preferencial que siguen las bacterias en sus reacciones metabólicas: cadenas cortas de parafinas **>** cadenas largas de parafinas **>** isoparafinas **>** ciclo parafinas **>** aromáticos **>** heterociclos **>** asfaltenos (Kohr, 2012). Mediante manipulación genética es posible dirigir las rutas de degradación, incluso evitar que se metabolicen determinados compuestos, como las cadenas cortas de hidrocarburos. De

esta manera se obliga a las bacterias a dirigir su catabolismo hacia la degradación de cadenas más complejas. Debido a que la mayor tasa de crecimiento de los microorganismos ocurre en la interfase agua-sustancia, la mayor degradación biológica del petróleo en el yacimiento ocurre en la interfase agua-petróleo (Abdou, 2011).

MICROBIOTA AUTÓCTONA DE LOS YACIMIENTOS

El conocimiento de la distribución de bacterias autóctonas es de vital importancia en el diseño de un proceso exitoso de MEOR. El correcto aislamiento, caracterización y selección de las cepas que serán utilizadas en el proceso es un paso clave en la predicción de los resultados y decisión de la estrategia a seguir.
Dentro de los crudos es posible encontrar gran variedad de microorganismos, entre los que se pueden citar: bacterias sulfato-reductoras, bacterias degradadoras de hidrocarburos, bacterias formadoras de metano, entre otras. Dichos microorganismos deben estar adaptados a las severas condiciones de yacencia entre las que se destacan: potencial Redox, pH, salinidad, temperatura, presión, escases de nutrientes, entre otros (Villegas, 2006). Por tal motivo, los estudios recientes se centran en la utilización de bacterias extremófilas y *archae*, para garantizar resultados positivos bajo condiciones que no serían posibles con la utilización de otro tipo de microorganismos (Berry y Brigmon, 2010; Roldan y cols., 2012; Kohr, 2012).

BIOPRODUCTOS GENERADOS POR LA ACCIÓN BACTERIANA

Los productos del metabolismo bacteriano, potencialmente útiles para el mejoramiento de la extracción de petróleo pueden ser: polímeros (moléculas complejas), biomasa, ácidos orgánicos, gases, biosurfactantes y solventes. Estos productos se pueden utilizar para cambiar las características del petróleo, del agua o del yacimiento. La acción conjunta de estos bioproductos contribuye a la recuperación del petróleo remanente. Una vez que se generan estos metabolitos dentro del yacimiento, ayudan a mejorar la movilidad del crudo frente al agua y por tanto incrementan las tasas de producción y el factor de recuperación del crudo (Van Hamme y cols., 2003).
Las bacterias seleccionadas utilizan el carbono que está contenido en el crudo, también metabolizan otros nutrientes que existen en las aguas de formación como nitrógeno, potasio, fósforo y otros en menor proporción como zinc, hierro y magnesio. Una vez que las bacterias se introducen en el yacimiento se mueven a través del agua intersticial y se congregan en el espacio poroso, en las interfases petróleo/roca y petróleo/agua. Los bioproductos son generados en el yacimiento y se encargan de mejorar la movilidad del crudo, eliminar los depósitos de asfaltenos, parafinas y escamas, lo cual mejora las tasas de producción y aumentan el factor de recobro. A continuación se citan algunos de los bioproductos producidos en condiciones de yacencia (Higuera, 2012):

- Gases: Metano, Gas Carbónico e Hidrógeno.
- Biosurfactantes: Trealolípidos, Ramnolípidos y Lipopolisacáridos.
- Solventes: Butanol, Acetona, Etanol y Acetato.
- Ácidos: Butírico, Fórmico, Acético, Láctico y Propiónico.
- Polímeros: Polisacáridos, Goma Xantano, Zanflo y Emulsificantes.

En la tabla I se observan las principales aplicaciones de los procesos MEOR

Tabla I: Aplicaciones de MEOR

Aplicación	Problema de Producción	Microorganismos Utilizados
Estimulación de pozos	Daños de Formación	Productores de gas, ácidos, surfactantes, y solventes.
Inyección de Agua	Petróleo entrampado por fuerzas capilares	Productores de gas, ácidos, surfactantes y solventes.
Cambio de Permeabilidad	Eficiencia de barrido pobre. Formación de canalizaciones de agua.	Productores de biomasa y polímeros.
Limpieza de Pozos	Deposición de parafinas y escamas minerales.	Productores de ácidos y surfactantes. Degradadores de hidrocarburos.
Inyección de Polímeros	Relación de movilidad no favorable. Eficiencia de barrido baja**.**	Productores de polímeros.
Reducción de Conificaciones	Conificaciones de agua y de gas.	Productores de biomasa y polímeros.

CRITERIOS DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A ESTIMULACIÓN CON BACTERIAS

Antes de comenzar con la aplicación de técnicas de MEOR en un nuevo yacimiento, es necesario considerar ciertos factores técnicos que ayudarán a dilucidar si es económicamente factible su desarrollo. Estos parámetros pueden variar de un yacimiento a otro, por lo que son análisis específicos. En muchos casos no es igualmente funcional la aplicación del mismo proceso en diferentes campos petroleros, o incluso dentro del mismo yacimiento. La efectividad del método está determinada en gran medida por el tipo de microorganismo que se emplee. Si las condiciones de yacencia son muy severas es necesario seleccionar microorganismos tolerantes a tales circunstancias, aunque existen límites que no son superables por ser restrictivos para la vida (Dahil, 2013). Dentro de los parámetros de importancia a evaluar se encuentran (Higuera, 2012):

Yacimientos

- Yacimientos con porosidades > 25% y permeabilidades > 200 mD.
- Pozo con potencialidad para producir, con baja tasa de producción, ubicados en áreas con buen potencial de producción, condiciones favorables desde el punto de vista de yacimientos.
- Temperatura < 104 ℃ (se considera ideal una temperatura de 60 ℃).
- Presión < 136 atm. Aunque no hay grandes limitantes por la presión, esta debe ser tal, que pueda levantar los fluidos bombeados.
- Salinidad del agua de formación < 25%.
- Mejores resultados en gravedades API entre 20° y 26°, aunque se han obtenido resultados con hidrocarburos de 10° API.
- El pozo debe tener petróleo producible asociado (reservas remanentes).
- Es recomendable que el pozo tenga una historia de producción consistente, con la finalidad de facilitar el proceso de evaluación del tratamiento.
- Pozos con daño aparente de formación.
- No existen limitantes para el tipo de yacimiento. Se han obtenido buenos resultados en yacimientos tanto de areniscas como de calizas naturalmente fracturadas.
- A mayor saturación residual de crudo mayor recobro. Se recomienda para S_{or}> 30%.
- A mayor espesor mayor recobro. Se recomiendan espesores de arena mayores a 6 m (20ft).

Condición de producción

- Tasa bruta < 47.7 m^3/d (300 BPD), altamente recomendable para evitar el arrastre prematuro de los microorganismos y para evitar diferimiento de producción.
- Cortes de agua mayores a 10% y menores de 60%.
- Equipo de levantamiento en funcionamiento óptimo, si se trata de un pozo activo. Esto permitirá atribuir el incremento de la producción al tratamiento con bacterias y no a la optimización del equipo de levantamiento.
- Puede inyectarse en pozos con cualquier método de levantamiento artificial tales como: Levantamiento artificial por gas de flujo continuo o intermitente, Bombeo Electrosumergible y Bombeo de Cavidad Progresiva, entre otros. Debe tenerse especial atención en la limpieza del fluido inyectado y en el proceso de activación de pozos con Bombeo Electrosumergible, para evitar problemas con el equipo.

Estado mecánico del pozo

- Puede inyectarse a pozos con cualquier terminación mecánica (sencilla, selectiva, doble, entre otras), siempre y cuando se tenga conocimiento de los intervalos expuestos a la inyección de microorganismos.
- No deberán existir huecos en el revestidor o en la tubería de producción, que puedan permitir el flujo del fluido bacteriano a estratos, o zonas donde no se tiene control.
- El pozo no debe presentar obstrucciones que impidan el paso del fluido hacia las zonas de interés.
- Deben conocerse los parámetros de fondo del pozo.

CASOS DE APLICACIÓN DE MEOR A NIVEL MUNDIAL

Las ventajas evidentes del empleo de MEOR han conllevado a países tales como Estados Unidos, Gran Bretaña, México, Australia, India, China, Rusia, Brasil, entre otros, a la búsqueda de cepas microbianas que garanticen el buen desempeño de la tecnología MEOR (OCPI, 2013).
Uno de los estudios exitosos de MEOR involucró un yacimiento no consolidado de areniscas en Arkansas, USA (Hitzman y cols., 2004), en el cual se inyectó una mezcla de melazas con un inóculo de *Clostridium acetobutylicum*. Después del tratamiento, la producción de dióxido de carbono incrementó la producción de hidrocarburo en un 250%.

Tres pozos en Burnett ubicados en USA fueron empleados como pruebas piloto para investigar MEOR. Este trabajo involucró la inyección de 80 L de keroseno, seguido por la adición de 15 L de un biosurfactante comercial (RAM Biochemicals WelPrep 5). La producción de hidrocarburo se incrementó de 0.3 barriles por día (b/d) antes del tratamiento a 1.6 b/d después del tratamiento (Nelson y cols., 1991). En otro set de experimentos envolviendo la inyección de microorganismos y nutrientes dentro de los pozos, seguido por un período de inactividad de 3 días, se detectó un incremento en la producción de hidrocarburo entre un 11 a 25% (Bryant y cols., 1993).

De manera similar, la inyección de *Pseudomonas aeruginosa*, *Xanthomonas campestris* y *Bacillus licheniformis* en seis pozos ubicados en campos petroleros en China, resultó en un incremento en los conteos microbianos, dióxido de carbono y concentración de ácidos orgánicos de un 13 a 169 %. También se apreció una ligera disminución de la tensión superficial de 52.9 mN/m a 42.5 mN/m debido a la producción de biotensoactivos en la mezcla agua-hidrocarburo. Los dos pozos estudiados mostraron un incremento de 3.5 a 11.0 barriles por día después del tratamiento (Dejun y cols., 1999).

En el período de 2002 a 2003, se realizaron pruebas de MEOR en 60 pozos del campo Daqing ubicado en China utilizando mezclas bacterianas de *Brevibacillus brevis* y *Bacillus cerius*. De todos

los pozos tratados, en 44 de ellos se obtuvo un incremento de alrededor del 72.7 % en su producción, y en 5 de los pozos tratados se consiguió un aumento en la producción del 170 %, o sea de 20.8 a 36.9 ton/día (Hou y cols., 2005).

Algunas aplicaciones de MEOR en campo se han realizado en países como: Estados Unidos (Brown y cols., 2002; Hitzman y cols., 2004), Venezuela (Lidsey y cols., 1997), Emiratos Árabes Unidos (Zekri y cols., 1999), Malasia (Karim y cols, 2001) Rumania (Lazar y cols., 1992), Perú (Maure y cols., 2005) y Argentina (Maure y cols., 1999; Strappa y cols., 2004). China presenta grandes resultados en la aplicación de las tecnologías MEOR en el campo (Nagase y cols., 2001; Zhao y cols., 2005; Liu y cols., 2005; Wang y cols., 2006 Hou y cols., 2008;) En la mayoría de los casos reportados, el porcentaje de recuperación fue alentador, logrando un aumento del 13% al 65%. Además de mejorar la producción de petróleo, algunos proyectos permitieron disminuir la producción de agua en el pozo (Brown y cols., 2001).

No obstante el número de pruebas de MEOR que se han realizado, muchas de ellas de forma empírica, y a los éxitos relativos que se han obtenido, esta tecnología no había sido utilizada ampliamente por los bajos costos del petróleo, por la existencia de yacimientos con buena producción y por el poco rigor con que se había desarrollado la investigación en esta área. Sin embargo, cada vez es más necesario e indispensable contar con técnicas económicas para aumentar la recuperación del crudo y en algunos casos la reactivación de pozos cerrados que ya fueron sometidos a un proceso de recuperación secundaria. Un vacío en esta área son los escasos estudios de los procesos bacterianos y su efecto real en la estimulación de yacimientos, su modelación y simulación.

CONSIDERACIONES ECONÓMICAS SOBRE MEOR

La recuperación mejorada de petróleo empleando microorganismos es una tecnología efectiva y de bajo costo. Las ventajas económicas y operativas más importantes de esta técnica son (Mondragón, 2012):

- Los microorganismos y nutrientes inyectados en los pozos son baratos, fáciles de obtener y de manejar en el campo.
- Las técnicas de MEOR son económicamente atractivas en campos productores marginales.
- El costo del fluido inyectado no depende de las fluctuaciones en el precio del petróleo.
- Generalmente la implementación de este proceso necesita solo pequeñas modificaciones a las instalaciones ya existentes de producción, lo cual reduce el costo de inversión.
- El método es fácil de aplicar con equipamiento de producción convencional.
- Las técnicas de MEOR son menos costosas de implementar y más sencillas de monitorear que el resto de las técnicas de recuperación asistida.
- Los productos del proceso de MEOR son todos biodegradables, por lo que no se acumulan en el ambiente y no son tóxicos.
- Los análisis económicos existentes de los ensayos de campo, muestran que el mayor costo en un proyecto de MEOR se encuentra en el precio de los nutrientes empleados.

CONCLUSIONES

- ✓ MEOR es un proceso de recuperación de petróleo, el cual emplea recursos y técnicas biotecnológicas que pueden ser usadas como una alternativa ecológica y rentable a los procesos tradicionales de EOR y la inyección de compuestos químicos.
- ✓ El proceso de MEOR es una metodología que presenta grandes potencialidades para su aplicación en la industria petrolera nacional.

RECOMENDACIONES

- ✓ Continuar el estudio de la tecnología MEOR en aras de su posible aplicación a pozos cubanos, que sean candidatos, con vistas a incrementar las producciones actuales del crudo.

BIBLIOGRAFÍA

Abdou M., A. Carnegie, S. Mathews, K. McCarthy, M. O'Keefe y cols., 2011. Valor del agua de formación. *Oilfield Review*, 23(1):26-39.

Al-Mjeni R., S. Arora, P. Cherukupalli, J. Edwards, B. Jean Felber y cols., 2011 ¿Llegó el momento para EOR? *Oilfield Review* 22(4):16-35.

Al-Sulaimani H., S. Joshi, Y. Al-Wahaibi, S. Al-Bahry, A. Elshafie y cols., 2011 Microbial biotechnology for enhancing oil recovery: Current developments and future prospects. *Biotechnol. Bioinf. Bioeng* 1(2): 147-158.

Batista R A, Quesada A L, Sánchez A, López S, Domínguez Z, 2011. Microbiología y biotecnología aplicadas a la exploración y producción petroleras. *Revista CNIC Ciencias Biológicas,* 42(1): 35-41.

Berry C. y R. Brigmon, 2010. Mejora biológica de la extracción de hidrocarburos. *Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial.* MX 2010001058 A.

Brown L. y A. Vadie, 2002. Slowing production decline and extending the economic life of an oil field: new MEOR technology. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, Febrero 2002, pp. 33-41.

Bryant S., K. Stepp, M. Bertus, E. Burchfield y M. Dennis, 1993. Microbial-enhanced waterflooding field pilots. *Dev. Petr. Sci*., 39:289-306.

Dahil S., 2013. Microbial enhanced oil recovery using potent biosurfactant produced by *Pseudomonas* sp. From Arabian Sea, Mumbai. *Journal of Petroleum and Gas Engineering*, 4(3): 57-60.

Dejun D., L. Chenglong, J. Quanyi, W Pingcang, 1999. Systematic Extensive laboratory Studies of Microbial EOR Mechanisms and Microbial EOR Application Results in Changquing Oilfield. *Society of Petroleum Engineers,* 54380. 1-9.

Hendrickson E., R. Jackson, S. Jo, A. Luckring, M. Perry y cols., 2010. Identification, characterization, and aplacation of *Thauera* Sp. AL9:8 useful in microbially enhanced oil recovery. *United Satate Patent.* US007708065B2.

Higuera E., 2012. Manual de recobro mejorado a través de la inyección de bacterias en yacimientos de hidrocarburos. *Trabajo especial de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleo*, Universidad Central de Venezuela.

Hitzman O.y M. Dennis, 2004. Recent Successes: MEOR using synergistic H2S Prevention and Increased Oil Recovery System. *Society of Petroleum Engh*.

Hou Z., Wu X., Wang Z., Han P., Wang Y, Xu Y y cols., 2005. The Mechanism and Application of MEOR by *Brevibacillus brevis* and *Bacillus cerius* in Daqing Oilfield. *Society of Petroleum Engineers*. 97469. 1-9.

Hou, Z y cols., 2008. The application of hydrocarbon degrading bacteria in Daqing's low permeability, high paraffin content oilfields. *Society of Petroleum Engh*. 114344, SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Apr. 20-23, 2008.

Karim, M. y cols., 2001. Microbial enhanced oil recovery technology in Bokor field Sarawak. *SPE* 72125, SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Oct. 6-9, 2001.

Kohr W., 2012. Microbial enhanced oil recovery methods. *Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial* (México). MX 2012002380 A.

Lidsey R, 1997. Final Report Annex XIII-Microbial Enhenced Oil Recovery. *The Department of Energy of the United States of America and the Ministery of Energy and Mines of Republic of Venezuela.*

Liu, J. y cols., 2005. The field pilot of microbial enhanced oil recovery in a high temperature petroleum reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 48:265-271.

Maqsood A. y A. Usman, 2008. Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR) with Special Emphasis to the "Uneconomical Reserves. *Society of Petroleum Engineers*, 113272. 1-14.

Maure A. y cols., 1999. Microbial enhanced oil recovery pilot test in Piedras Coloradas field Argentina. *SPE Latin America and Caribbean*, Caracas, Apr. 21-23.

Maure A., A. Agurto, y A. Rámirez, 2005. Biotechnology application for EOR in Talara off-shore oil fields, Northwest Peru. *V INPEGET 2005 (EXPL-3-AA-26).*

Mondragón L., 2011. Aislamiento y caracterización de cepas bacterianas aerobias autoctónas de yacimientos petroleros productoras de biosurfactantes para su aplicación en técnicas de MEOR. *Tesis para obtener el*

grado de: Maestro en Ciencias con especialidad en Geociencias y administración de recursos naturales. Instituto Politécnico Nacional de México.

Montenegro F., 2007. Aislamiento y selección de cepas bacterianas nativas de suelos de la XII región de Chile, para la degradación de crudos de petróleo. *Tesis para optar al grado de Licenciado en Agronomía.* Universidad Austral de Chile, Facultad de Ciencias Agrarias.

Nagase K y S. Zhang, 2001. Improvement of Sweep effeciency by microbial EOR process in Fuyu Oilfield, China. *Society of Petroleum Engh*.

Nelson J. y P. Launt, 1991. Stripper well production increased with MEOR treatment. *Oil & Gas J.*, 89, 114-18.

OCPI. 2013. Recuperación asistida de petróleo con el uso de microorganismos. Servicio de búsqueda temática especializada express.

Roldán T., G. Castorena, N. Zapata, R. Reyes, A. Moctezuma,y cols., 2012. Heavy oil recovery process using extremophile anaerobic indigenous microorganisms. *United States Patent Application Publication.* US 20120122740A1.

Salager J., 2005. Recuperación mejorada de petróleo. *Cuaderno FIRP S357-C Universidad de los Andes* (Venezuela). 1ra Versión.

Sen R., 2008. Biotechnology in petroleum recovery: The microbial EOR. *Progress in Energy and Combustion Sciense*, 34:714-724.

Soni B., B. Lal y J Babcock, 2009. Process for enhanced oil recovery using microbial consortium. *United States Patent Application Publication.* US 20090029879A1.

Strappa, L.A. y cols., 2004. A novel and successful MEOR pilot project in a strong water-drive reservoir. *Paper No. SPE 89456*, SPE/DOE 14th Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Apr. 17-21.

Van Hamme J., A. Singh y O. Ward, 2003. Recent advances in petroleum microbiology. *Microbiol. Mol. Biol. Rev.,* 67(4):503-549.

Villegas E., 2006. Estudio de la fisiología de los microorganismos. Tesis de Grado Departamento de Biología. Universidad de los Andes. Mérida.

Wang L. y cols., 2006 Indigenous MEOR in Shan 12 Block. *Petroleum Geology and Recovery Factor*, 13(3):82-84.

Youssef N., D. Simpson, K. Duncan, M. McInerney, M. Folmsbee y cols, 2007. In situ Biosurfactant Production by Bacillus Strains Injected Into a Limestone petroleum Reservoir. *Applied and Environmental Microbiology*, 73(4):1239-1247.

Zekri A, R. Almehaideb y O. Chaalal, 1999. Project of Increasing Oil Recovery from UEA Reservoirs Using Bacteria Flooding. *Society of Petroleum Engh*.

Zhang X. y T. Xiang, 2010. Review on Microbial Enhanced Oil Recovery Technology and Development in China. *International Journal of Petroleum Science and Technology,* 4(1):61-80

Zhao, H. y cols., 2005. Field pilot of microbial flooding in high temperature and high salt reservoirs. *Paper No., SPE 95360, SPE ATCE*, Oct. 9-13.

TECNOLOGÍA DE LA ACCIÓN TÉRMICA SOBRE LAS CAPAS PRODUCTIVAS DEL YACIMIENTO DE BOCA DE JARUCO: REOS, POSIBILIDADES, PERSPECTIVAS

Afanasiev I. S., Yudin E. V., Azimov T. A. (JSC Zarubezhneft), Grishin P.A., Osipov A.V., Galimova A.F. (JSC VNIIneft)

E-mail: EVYudin@nestro.ru

En el 2009 en el área del yacimiento de Boca de Jaruco se iniciaron los trabajos experimentales-industriales (TEI) para la selección de la tecnología óptima, para el incremento de la recuperación de petróleo de las capas. En estos momentos se perforaron 3 pozos en la capa M y 3 pozos en la capa E1. En la ponencia se presentan los resultados de los trabajos de análisis de la geología y planificación de la Ingeniería de detalle en el área de los TEI.

Análisis de la geología

El yacimiento de Boca de Jaruco se encuentra localizado en los límites del cinturón plegado de la cuenca de antepaís norte cubana. El yacimiento posee una estructura geológica extremadamente compleja, en primer lugar definida por una significativa irregularidad tectono-estratigráfica del corte. Como resultado de los procesos de cabalgamiento, en el corte observado se define un amplio territorio a lo largo de la extensión primaria de la zona de facies, que posee un amplio rango de propiedades volumétricas primarias. El amplio rango de propiedades volumétricas, condicionado al factor sedimentológico y de facies, está reforzado por los procesos secundarios de litogénesis: la compactación irregular del corte, la cual está asociada a los grandes ángulos de inclinación de las capas; la significativa fracturación, asociada a la cercanía de la fuente de tensión tectónica; la cavernosidad no poco frecuente, relacionada con la interrupción del proceso de sedimentación en el paleoceno. Los procesos activos de “mezclado” durante el proceso de evolución del reservorio, conllevaron a una mayor variabilidad de las propiedades.

En el trabajo se observan intervalos productivos del yacimiento, representados por las capas M y E1 (Figura 1). La Ingeniería de yacimiento de estos objetivos se complica por la estructura irregular del reservorio poroso fracturado, por la hidrofobicidad de la matriz y el gran contraste de la permeabilidad. El petróleo altamente viscoso, está caracterizado por un significativo contenido de asfaltenos y resinas.

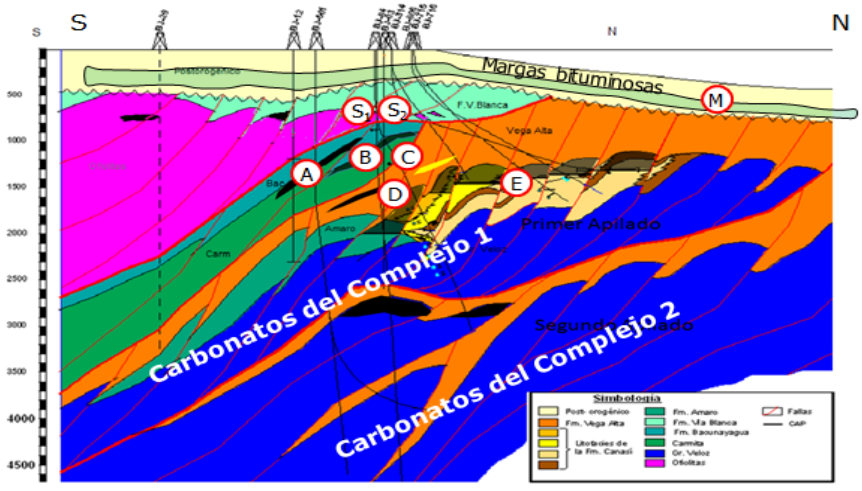


Figura1. Corte geológico del yacimiento de Boca de Jaruco.

Sobre la base de la generalización de toda la información existente, se construyó un modelo geológico de la capa E1, en los límites del área B. El cubo de litología y de saturación de petróleo se construyó según los datos de la interpretación operativa de los datos de las Investigaciones geofísicas de los pozos nuevos (IGP) del área de TEI. El cubo de porosidad y la correlación del corte fue reanalizada en base a los resultados de perforación de los pozos nuevos, teniendo en cuenta los datos de los pozos antiguos. Dentro de la capa E1 se observan 3 paquetes (intercalaciones) de reservorios. Sobre la correlación se ejecutaron las modelaciones de las estructuras.

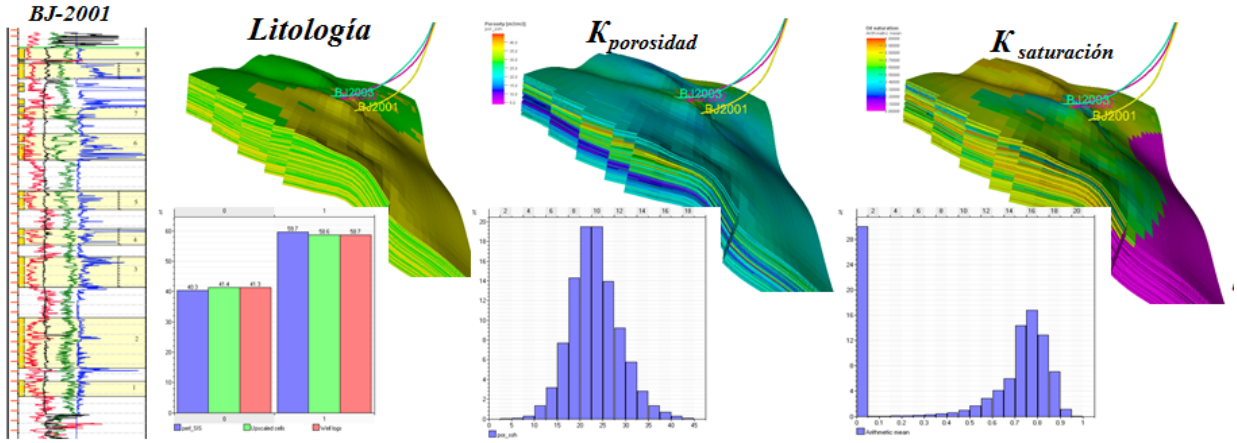


Figura. 2. Creación del modelo geológico.

Para la determinación de la porosidad total se analizaron los informes de años anteriores, los estudios de núcleo y los datos de las IGP de los pozos del área de TEI de la capa E1. Según las diferentes fuentes, el rango de porosidad es de 2 a 38 %. La baja porosidad promedio del núcleo está condicionada a que el núcleo está constituido principalmente por diversas rocas compactadas, puesto que las rocas de alta porosidad se desintegran.

Durante la interpretación operativa de las IGP de los pozos del área de TEI, como método principal de porosidad se utilizó la curva de porosidad neutrónica, que es análoga a la capacidad de almacenamiento del agua, registrada en cada pozo. Durante la interpretación de los datos de las IGP, la porosidad promedio alcanzó un valor igual a 23.3 %, además el valor de porosidad obtenido en las investigaciones de núcleo, tiene muy buena coincidencia con la porosidad de las IGP, en el intervalo de los núcleos estudiados (Ver ejemplo del pozo 2001, en la Figura 3).

Como las investigaciones de núcleo se pueden realizar sólo realizando cortes a las muestras congeladas, al concluir las investigaciones se observan valores muy elevados del $K_{saturación\ residual}$. Por esta razón, en vista de los datos contradictorios, obtenidos del estudio de núcleo, los cálculos del $K_{saturación}$ se realizaron mediante la ecuación Archie-Danova para las rocas carbonatadas. De acuerdo a los datos de la interpretación, el valor promedio del $K_{saturación}$ es de 0.74.

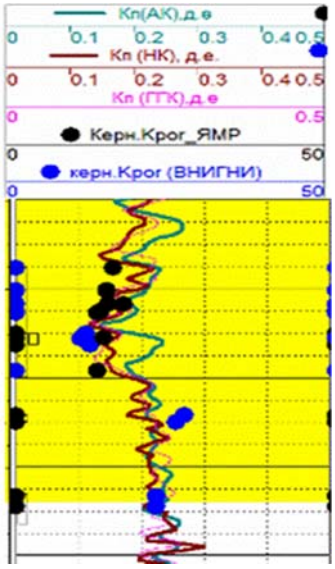


Figura 3. Creación del modelo geológico

Investigaciones de laboratorio

Durante la perforación de los pozos en el año 2014, se recolectaron 273 m de núcleo. Sin embargo, teniendo en cuenta la fragilidad y que el núcleo no está consolidación del núcleo, al trabajar con el núcleo surgieron dificultades considerables. Muchas de las metodologías estándares resultaron inaplicables en este tipo de material. Para realizar una parte de las investigaciones (investigaciones petrofísicas) las muestras estándares de núcleo, se prepararon utilizando la congelación con nitrógeno líquido. Sin embargo se detectó un efecto significativo de la congelación sobre el agua asociada, lo cual requirió la introducción de modificaciones en la metodología y el control preciso de la obtención adecuada de los resultados. Además de esto se detectó una significativa variabilidad en las rocas, tanto por la mezcla de diferentes capas, como por la variabilidad en la composición de las rocas. Como existen diferencias significativas incluso en un parámatero tan básico como la densidad (cuyos valores pueden variar desde <1000 kg/m^3 hasta 2700 kg/m^3, por ejemplo por la existencia de inclusiones de carbono). Además es necesario destacar que la limitada representatividad del núcleo se debe no sólo a su variabilidad, sino al hecho que muchas intercalaciones, que poseen valores máximos en las propiedades de filtración y volumétricas, según los datos de la IGP, se obtuvieron núcleos no consolidados o totalmente destruidos. Durante el corte continuo de núcleo en una serie de intervalos, en las tuberías tenían espacios vacíos, en algunos intervalos no se logró recolectar núcleo (sólo se obtuvo material fragmentado). También es necesario destacar que las sustancias orgánicas son una parte del esqueleto de la roca y en el caso de la capa M constituyen la sustancia principal en la cementación de las rocas. Esto conlleva a la plasticidad de las rocas, que influye en su fluidez. Incluso bajo la acción de cargas poco significativas, las rocas se someten a una deformación irreversible y la estructura del espacio vacío varía. Era necesario considerar este factor durante la realización de los estudios investigativos (por ejemplo, utilizando la centrifugación). Otro problema importante resultó ser la correlación anómala entre el contenido total de hidrocarburos y las propiedades de filtración y volumétricas. La causa radica en que ante una saturación inicial de petróleo, no todos los hidrocarburos presentan movilidad, lo cual requirió de un estudio detallado.

Resumiendo los problemas durante las investigaciones de núcleo, se puede destacar los siguientes factores:

- Fragilidad, núcleo no consolidado.
- Fuerte variabilidad de las rocas.
- Representatividad limitada del núcleo.
- Correlación del contenido de los hidrocarburos con las propiedades de filtración y volumétricas.
- Plasticidad de las rocas.

A pesar de las dificultades que se presentaron se logró realizar un volumen bastante amplio de investigaciones rutinarias y especializadas. En total se realizaron más de 15000 determinaciones, de las cuales aproximadamente 150 fueron realizadas utilizando metodologías especiales.

Durante la investigación de los fluidos de capa, el principal problema consistió en que las muestras de petróleo constituyen emulsiones muy estables con un contenido de agua significativo (hasta el 50 %). La aplicación de reactivos químicos para separar el agua del petróleo resulta imposible, debido a que esto implica la modificación de las propiedades de los fluidos. De esta forma resultaba necesario separar los fluidos sin alterar sus propiedades. Para solucionar este problema se completó el trabajo de los filtros de alambre y fueron utilizados con una aspersión especial y se utilizaron además medios porosos artificiales. Para las investigaciones se utilizó el petróleo proveniente de 2 fuentes: muestras de petróleo la boca de los pozos y el petróleo extraído del núcleo saturado de petróleo. Se está planificando la recolección de muestras de petróleo profundas.

Durante la superposición de la composición de las muestras del petróleo proveniente de diferentes fuentes, se observa que en la muestra de la boca del pozo prácticamente no hay componentes cuya cantidad de átomos de carbono sea superior a 26+, mientras que la porción que les corresponde

dentro de la composición del petróleo de "capa" (extraído del núcleo) es significativa. Esto demuestra la poca/completa inmovilidad de estos componentes bajo las condiciones de capa, mientras que su porción de masa en la saturación de petróleo total es significativa. Este método demuestra indirectamente, que con una saturación inicial de petróleo de aproximadamente un 70%, bajo las condiciones de capa actuales, sin ejercer ninguna acción especial sobre la misma, el % de componentes móviles (según la masa) será de inferior al 25%. Los resultados del análisis cromatográfico se presentan en la Figura 4.

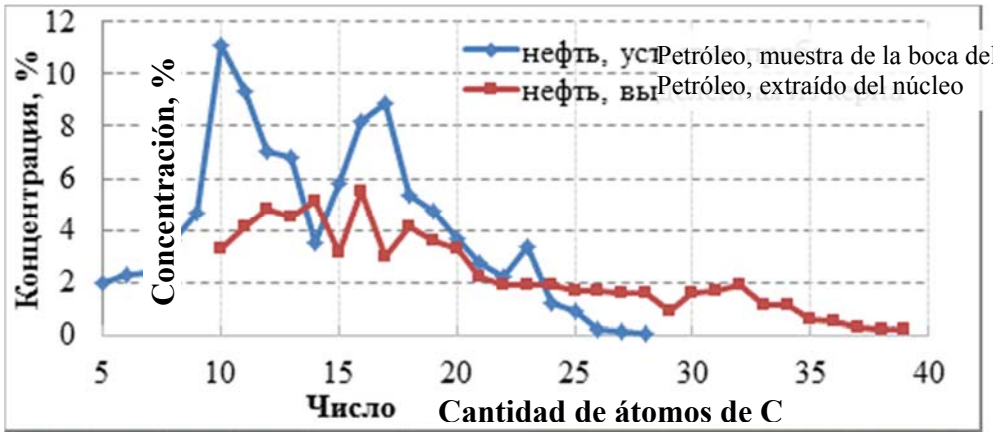


Figura 4. Composición de las muestras de petróleo de la boca del pozo y de núcleo.

La ausencia en la composición del petróleo de los compuestos C11-C16 puede deberse a la contaminación biológica (probablemente actual). Además de esto una serie de evidencias indirectas demuestran la biodegradación, sin embargo queda abierta la interrogante sobre el lugar y el carácter de la biodegradación.

Las emulsiones de agua petróleo al igual que el petróleo sin agua del yacimiento de Boca de Jaruco, poseen propiedades viscosas no lineales (no newtonianas). Por otra parte las emulsiones poseen una alta viscosidad (miles de cP) y son muy estables.

La significativa porción de asfaltenos dentro de la composición del petróleo cuestiona su estabilidad, particularmente teniendo en cuenta la significativa disminución de la presión de la capa (por debajo de la presión de saturación). Con el objetivo de estudiar este tema, se realizaron investigaciones especializadas, que mostraron que en correspondencia con el diagrama de fase (Figura 5) los asfaltenos bajo las condiciones de capa son inestables y existen en forma de suspensión, cuya inestabilidad se mantiene frente disminuciones tanto de presión como de temperatura. Se estudió detalladamente la influencia que ejerce la precipitación de los asfaltenos en fase sólida, sobre el carácter de la filtración y las características de la filtración. Se realizó un experimento de filtración con la utilización del material y petróleo del núcleo del yacimiento (muestra recombinada). Se registró la variación de la permeabilidad en dependencia de las condiciones (presión, temperatura). La mayor disminución de la permeabilidad bajo condiciones isotérmicas ocurre en el rango de presiones de 12 MPa (la permeabilidad disminuye en 3 veces, frente a una asociación masiva de asfaltenos y su separación en una fase independiente), el cual es inferior a la presión de saturación del petróleo con gas. Los resultados se muestran en la Figura 6.

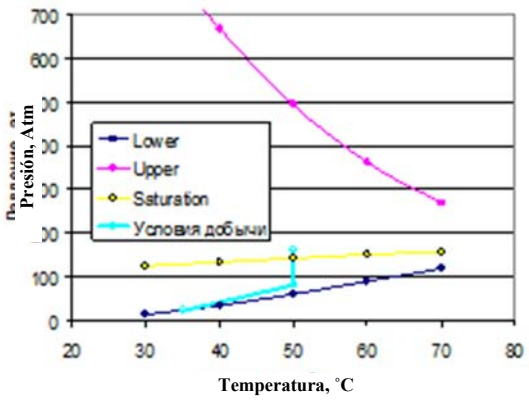


Figura 5. Diagrama de fases de los asfaltenos del petróleo.

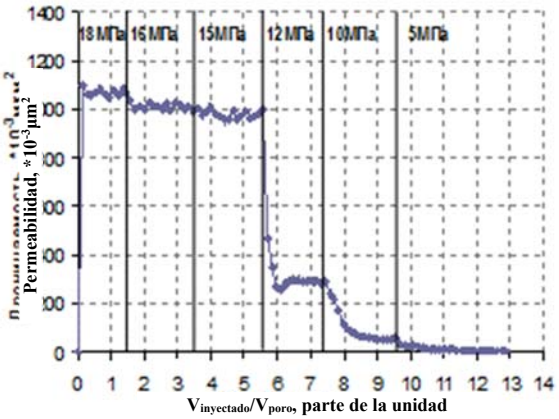


Figura 6. Dinámica de la permeabilidad ante la disminución de la presión.

En condiciones isobáricas la disminución de la temperatura conlleva a una disminución lineal de la permeabilidad, lo cual está asociado probablemente a un contenido de parafinas poco significativo.

Resumiendo las hipótesis:

- Inmovilidad de una parte significativa de los recursos.
- Biodegradación del petróleo.
- Manifestación de las propiedades no newtonianas y la estabilidad de las emulsiones.
- Precipitación de los asfaltenos en fase sólida y reducción de las propiedades de filtración y volumétricas.

Con el objetivo de definir el modelo para el llenado de los espacios vacíos con diferentes tipos de hidrocarburos y un estudio más detallado de la movilidad de los hidrocarburos, se realizaron una serie de investigaciones especializadas bajo diferentes condiciones:

- Se analizaron las particularidades de la extracción.
- Se procedió al calentamiento de la muestra de núcleo no extraídas en el horno al vacío.
- Se analizaron las particularidades de los experimentos de filtración, las curvas de capilaridad y las permeabilidades de fase relativas.
- Se realizaron experimentos de impregnación capilar con agua fría, caliente y vapor.
- Se desarrolló una metodología especial con la utilización de la Resonancia magnética nuclear (RMN).

El proceso de extracción de las muestras requirió de un tiempo significativo, además de que la extracción estándar con el alcohol bencílico no fue suficiente (los hidrocarburos no fueron extraídos completamente), fue necesario utilizar cloroformo y tolueno. Esto corrobora indirectamente la existencia de compuestos de alto peso molecular, hidrocarburos extrapesados y bitúmenes.

El calentamiento en el horno al vacío no arrojó resultados significativos. Esto significa que para la extracción de un volumen significativo de petróleo, no es suficiente con reducir la viscosidad (con un gradiente de 1 Atm) de los hidrocarburos. Para la filtración del petróleo movilizado por calentamiento, es necesario involucrar fuerzas complementarias, incluyendo las de impregnación capilar.

Con este objetivo se realizaron una serie de investigaciones de impregnación espontánea por capilaridad, bajo diferentes condiciones y complementariamente se analizaron los resultados de los experimentos de filtración. Al realizar los experimentos de filtración para muestras de permeabilidad relativamente alta, se determinó un bajo $K_{desplazamiento}$ para el agua fría, debido a una temprana penetración del agua, mientras que para las muestras de baja permeabilidad se determinaron valores extremadamente altos (anómalos) de resistividad hidráulica durante la inyección de agua, al punto de haber ausencia total de permeabilidad (bajo gradientes ~ 100 Atm/m). La capilaridad

con agua fría arroja resultados poco significativos (como regla general, cercana a 0). Conjuntamente con los resultados para la determinación de la Permeabilidad relativa de fases, estos datos permiten arribar a conclusiones sobre la hidrofobicidad de la roca. Sin embargo el "duro" y prolongado proceso de extracción conlleva a la hidrofilización de la roca, lo cual permite suponer que la causa probable de la hidrofobicidad, es la película de compuestos de alto peso molecular.

Los resultados obtenidos demuestran que los portadortes térmicos garantizan una impregnación capilar bastante efectiva (que se manifiesta tanto en la movilización del petróleo, como en su extracción). Esto permite suponer que el efecto térmico conlleva a la destrucción de la película hidrofóbica y la hidrofilización de la superficie del reservorio (formando el carácter hidrofílico o combinado de mojabilidad). En la Figura 7 se muestran las muestras de núcleo después de someterlas a diferentes tipos de efectos.



1 – Núcleo no extraído.
2 – Núcleo no extraído después de la acción termopolimérica (agua caliente, vapor);
3 – Núcleo extraído.

Figura 7. Fotos de las muestras de núcleo.

Con el objetivo de determinar el carácter inicial de la saturación del reservorio, se desarrolló una metodología especializada utilizando la RMN, en correspondencia con la cual se realizaron una serie de investigaciones. Los resultados se muestran en la Figura 8.

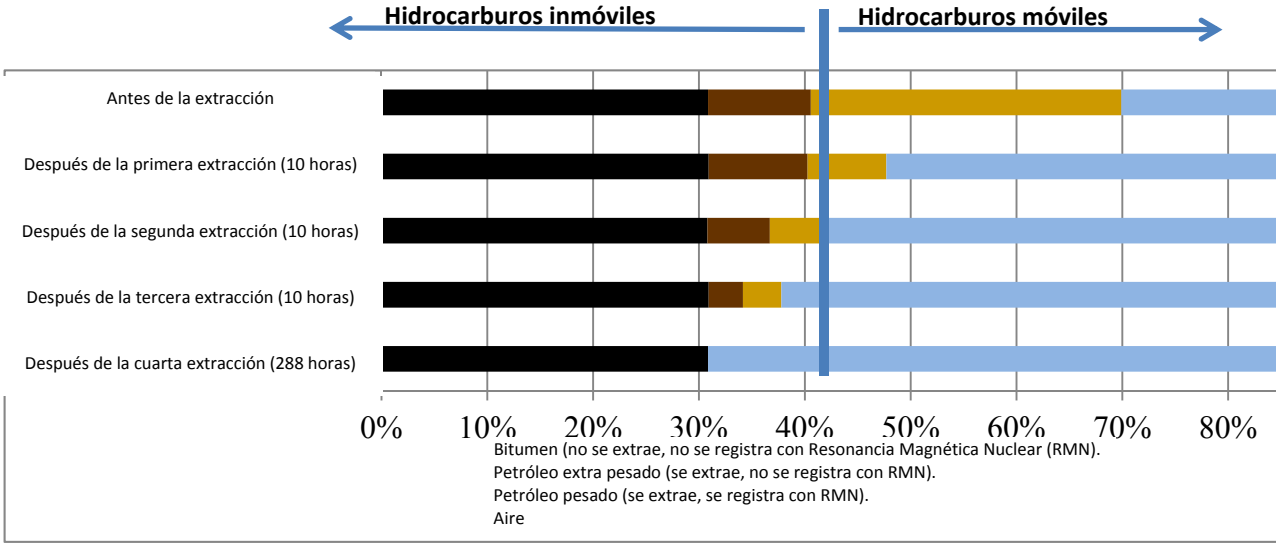


Figura 9. Modelo de llenado del espacio vacío con hidrocarburos.

La clasificación de los hidrocarburos en este caso no se realizó por las propiedades físicas o por la composición, sino por el método a través del cual se registraron los diferentes hidrocarburos. Se dividieron en 3 grupos. Como se observa a partir de los resultados, ante una saturación total de

hidrocarburos de aproximadamente un 70 %, sólo alrededor del 30 % de los hidrocarburos son condicionalmente móviles (de los cuales sólo una parte será extraída. El 40 % restante son de poca o ninguna movilidad (bitúmenes, petróleos altamente viscosos, compuestos de alto peso molecular) bajo las actuales condiciones de la capa. El problema de la movilización de estos hidrocarburos se soluciona parcialmente con acción térmica. Se continúa trabajando en las investigaciones cuantitativas de este proceso.

Para la determinación del efecto tecnológico de la inyección de los portadores térmicos (agua caliente, vapor) se realizaron una serie de investigaciones especializadas de filtración:

- Se determinó el hinchamiento de la roca.
- Se realizó el experimento para el desplazamiento del petróleo con agua fría.
- Se realizó un experimento para el desplazamiento del petróleo agua con agua caliente.
- Se realizó un experimento para el desplazamiento del petróleo con vapor.

Se realizaron experimentos para determinar el hinchamiento de la roca, la ausencia de hinchmaiento corrobora la posibilidad de utilizar portadores térmicos (vapor, agua corriente) sin pérdida de las propiedades de filtración y volumétricas.

Mediante la utilización del equipo de filtración se realizaron experimentos para la determinación de los coeficientes de desplazamiento de petróleo, en los núcleos y los modelos con núcleos deleznables, al inyectar agua fría, caliente o vapor. Teniendo en cuenta las elevada fragilidad del núcleo y que no está consolidado (en primer lugar el de la capa E1), los experimentos se realizaron tanto con el núcleo desintegrado (modelo con núcleo deleznable) (capas E1 y M), como con el núcleo consolidado (M). Al utilizar rocas no extraídos para la creación de modelos con núcleos deleznables se observó una caída de la permeabilidad del modelo al actuar sobre esta (hasta llegar a 0). Esto está asociado con que las rocas se pegan y sufren deformaciones plásticas. Por esta razón para la creación de los modelos se utilizaron rocas extraídas, que posteriormente se saturaban con petróleo de capa y se dejaban reposar. En la serie de experimentos se modelaron las condiciones de la capa (Presión, Temperatura, Permeabilidad), el modelo se saturó con agua de capa y petróleo, se estabilizó el sistema, se determinaron las permeabilidades, y posteriormente se procedió al desplazamiento consecutivo del petróleo, empleando diferentes agentes (comenzando por el peor hasta llegar al mejor). En calidad de agentes para ejercer la acción se utilizaron agua fría de capa/mar, agua caliente, vapor, diferentes polímeros. Los resultados para la capa E1 se muestran en la Figura 10.

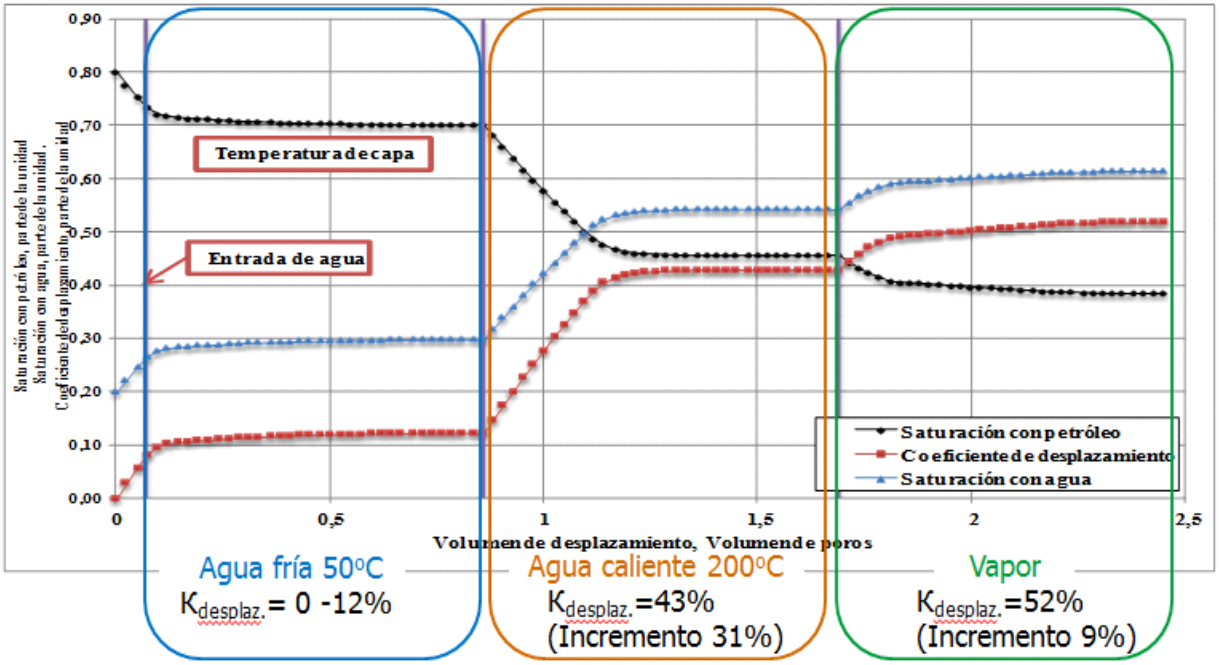


Figura 10. Los resultados del desplazamiento de petróleo con diferentes agentes en condiciones de capa E1.

De acuerdo a los resultados de las investigaciones los coeficientes de desplazamiento que se obtuvieron para la capa E1fueron: con agua fría – 0.13, con agua caliente – 0.43, con vapor – 0.53. Los resultados de la capa M se muestran en la Figura 11. Los coeficientes de desplazamiento que se obtuvieron para la capa M fueron: con agua fría – 0.00, agua caliente – 0.50, con vapor – 0.59. Los resultados del experimento demuestran una elevada efectividad de los portadores térmicos en el desplazamiento de petróleo, a expensas de la variación parcial de la mojabilidad.

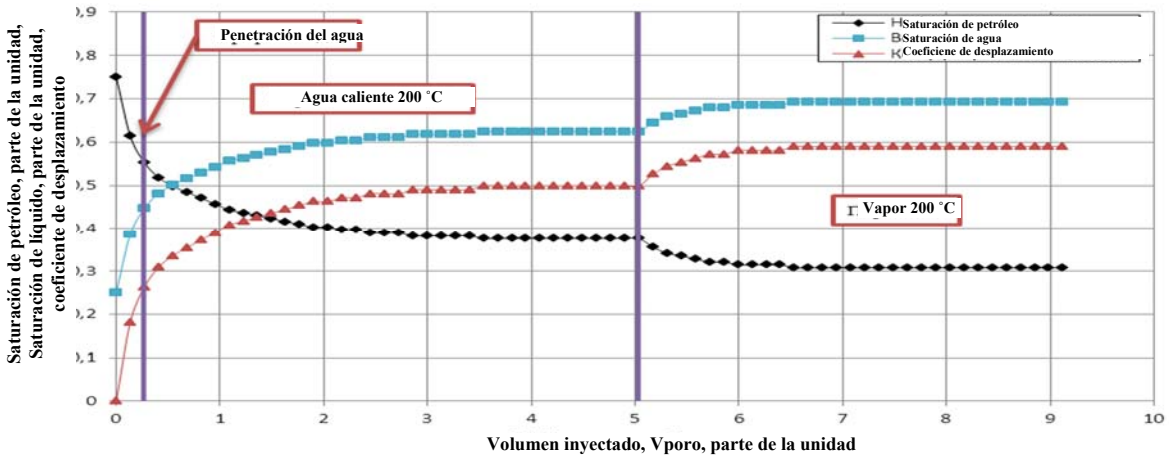


Figura 11. Resultados de desplazamiento de petróleo por diferentes agentes, bajo las condiciones de la capa M.

Con el objetivo de reducir los riesgos se analizaron tecnologías alternativas:

- Inundación polimérica en frío.
- Acción termopolimérica
- Inyección de gas (aire – acción térmico-gaseosa).

Para la determinación de la efectividad tecnológica de los diferentes tipos de efectos poliméricos, se realizaron una serie de investigaciones de filtración. Los resultados se muestran en las Figuras 12 y 13.

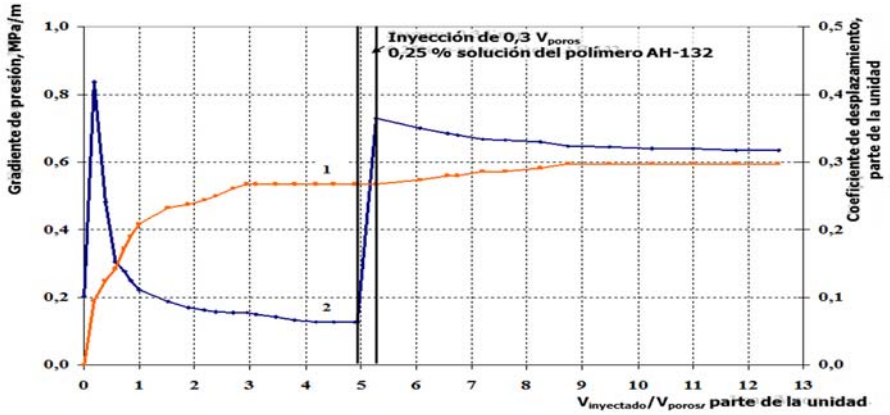


Figura 12. Resultados de la modelación experimental de la acción polimérica en frío, en condiciones de laboratorio.

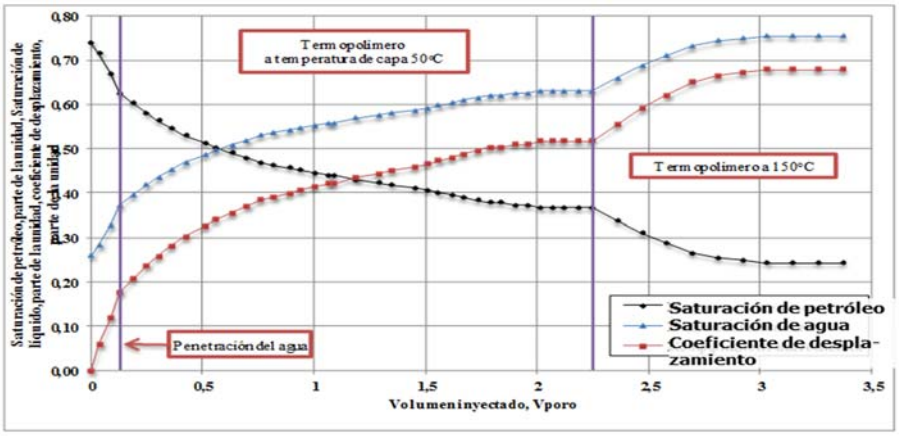


Figura 13. Resultados de la modelación experimental de la acción termopolimérica, en condiciones de laboratorio.

Los resultados obtenidos demuestran la baja efectividad de la acción polimérica en frío (incremento del $K_{desplazamiento}$ ~ 3%), mientras que la acción termopilimérica demuestra un potencial significativo. El coeficiente de desplazamiento utilizando el tempolímero, a temperatura de capa (50 ˚C) es igual a 0.52, con una temperatura de 150 ˚C, alcanza el valor hasta 0.68. De esta forma el termopolímero puede actuar como un agente desplazante efectivo para la aplicación de una tecnología de acción integral. La concepción de la tecnología se muestra en la Figura 14.

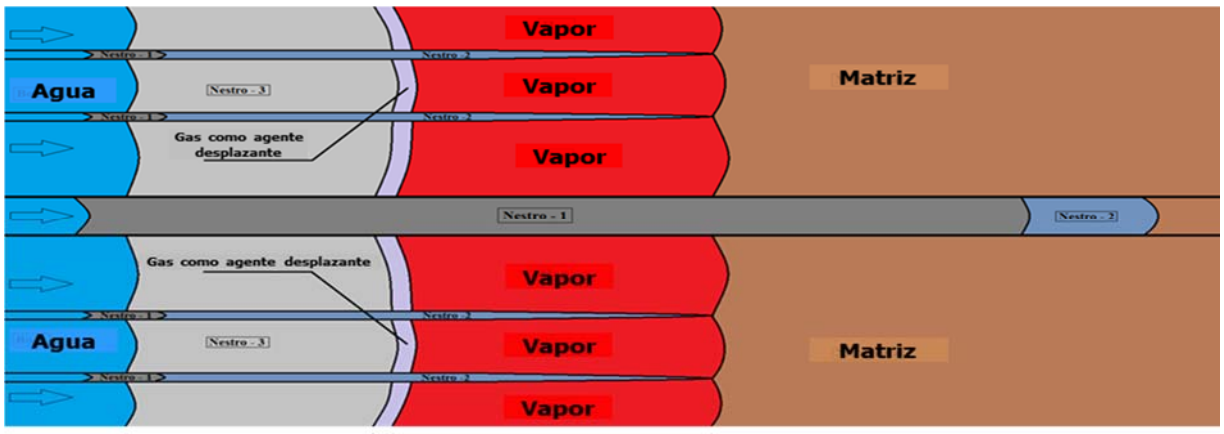
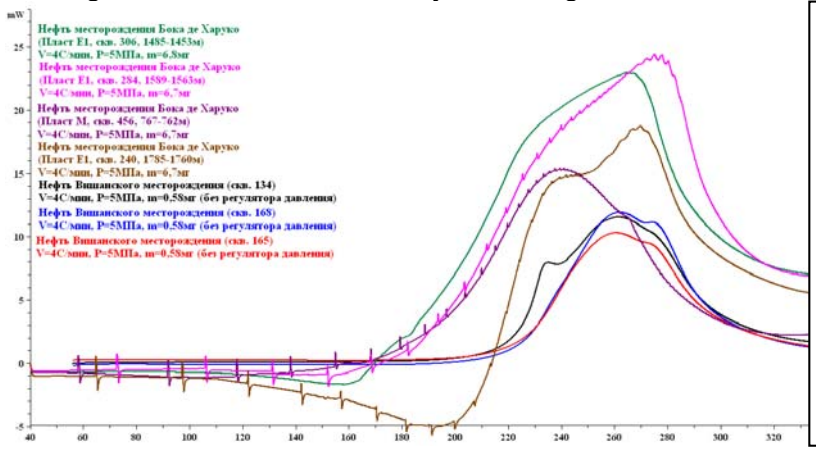


Figura 14. Concepción de la acción termpolimérica.

Por otra parte, en calidad de tecnología alternativa se analizó la inyección de aire con la iniciación de procesos oxidativos espontáneos dentro de la capa (acción térmico-gaseosa). Con el objetivo de determinar el potencial de esta tecnología, se realizaron una serie de investigaciones, utilizando la

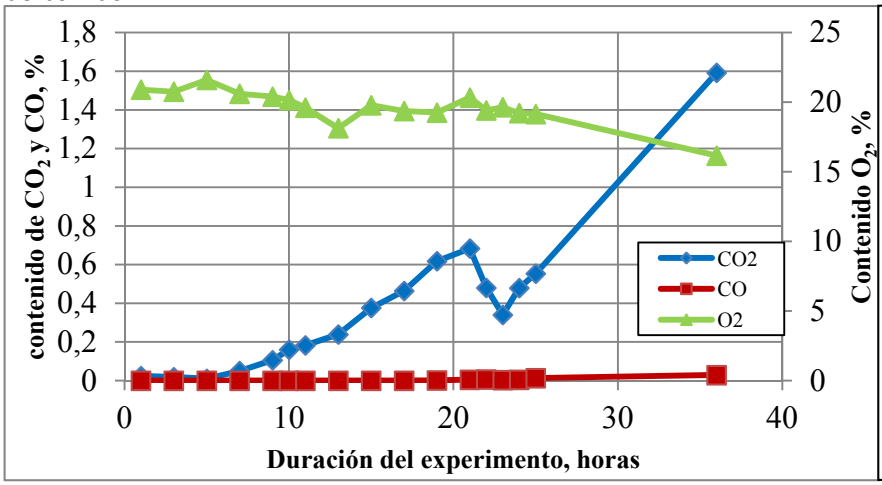
calorimetría diferencial de barrido y el reactor termoquímico de corriente. Los resultados se muestran en las Figuras 15 y 16.

Los resultados y la superposición con los análogos, demuestra el significativo potencial de esta tecnología. Se continúan los trabajos investigativos.



En la figura se muestra la disipación del calor en dependencia del nivel de temperatura (la calorimetría diferencial de barrido). Se muestra que las reacciones con activa disipación de calor, para las condiciones de Boca de Jaruco, comienzan antes, que en el análogo, en el cual transcurre el proceso de reacciones oxidativas espontáneas (lo cual queda demostrado con los TEI). Esto confirma la existencia de hidrocarburos, compuesto que posee una baja energía de activación para las reacciones de oxidación, lo cual permite el transcurso de reacciones estables de oxidación espontáneas. Además de que en la roca puede haber presencia de catalizadores.

Figura 15. Investigaciones de la cinética de oxidación del petróleo, por el método de calorimetría diferencial de barrido.



En la Figura se presentan las concentraciones de los gases en dependencia de la temperatura (reactor termoquímico). Se muestra que las reacciones oxidativas activas (con crecimiento exponencial), para las condiciones de boca de Jaruco, comienzan a valores de temperatura cercanos a los de la capa, mientras que a temperaturas elevadas transcurren de forma muy intensa. La existencia de una fina capa de carbono, de hidrocarburos inmóviles (bitúmenes) proporciona el combustible necesario y abre las perspectivas para la generación de calor, vapor y CO_2 en el interior de la capa.

Figura 16. Investigaciones de la cinética de oxidación del petróleo, por el método del reactor químico.

Estos argumentos confirman las perspectivas de la aplicación del método térmico-gaseoso.

Análisis de la Ingeniería de yacimiento.

En la primera etapa, durante el análisis de la Ingenieraía de yacimiento se observó la dinámica de producción de petróleo y líquido en los pozos del área de TEI. Se muestra que la dinámica de trabajo de los pozos del área de TEI es similar: los pozos comienzan a trabajar con alta producción de petróleo, posteriormente en la primera etapa ocurre una brusca disminución de la producción de líquido, asociada a la disminución de la presión de capa y al deterioro de las condiciones de surgencia. En la segunda etapa se inunda de agua la producción de los pozos, reduciéndose aún más su productividad. La disminución de la productividad en la segunda etapa está relacionada con la precipitación de los asfaltenos al disminuir la presión, lo cual se corrobora con las investigaciones realizadas (Ver Figura 6). La mayor parte de los pozos del fondo antiguo, en estos momentos se encuentra inundada, además el actual Coeficiente de extracción de petróleo del yacimiento se estima en un 5-6 %. En la ponencia se muestra que los bajos valores del Coeficiente de extracción de petróleo están relacionados con que la filtración predominante del petróleo y del agua transcurre a través de las fracturas: la inundación del yacimiento no fue efectiva y no conllevó al incremento

de la recuperación del petróleo. La matriz es hidrofóbica y no permite la salida del petróleo, lo cual se corrobora con las investigaciones de núcleo realizadas.

Para la iniciación del cubo de porosidad y permeabildiad secundaria, en el trabajo se utilizaron diferentes métodos analíticos, se tuvieron en cuenta los resultados de FMI. El cubo de distribución de fracturas construido fue conciliado con los datos de explotación en régimen normal y con los datos de las investigaciones de núcleo realizadas.

Las propiedades del petróleo, el estado actual de la Ingeniería de yacimiento, las particularidades de la estructura de las capas productivas del yacimiento de Boca de Jaruco y los resultados de las investigaciones realizadas indican la necesidad de la utilización de métodos térmicos en la Ingeniería de yacimiento. Para estimar el efecto de la aplicación de la inyección de vapor a escala total en la capa E, se construyó y adaptó un modelo termohidrodinámico (ver Figura 18).

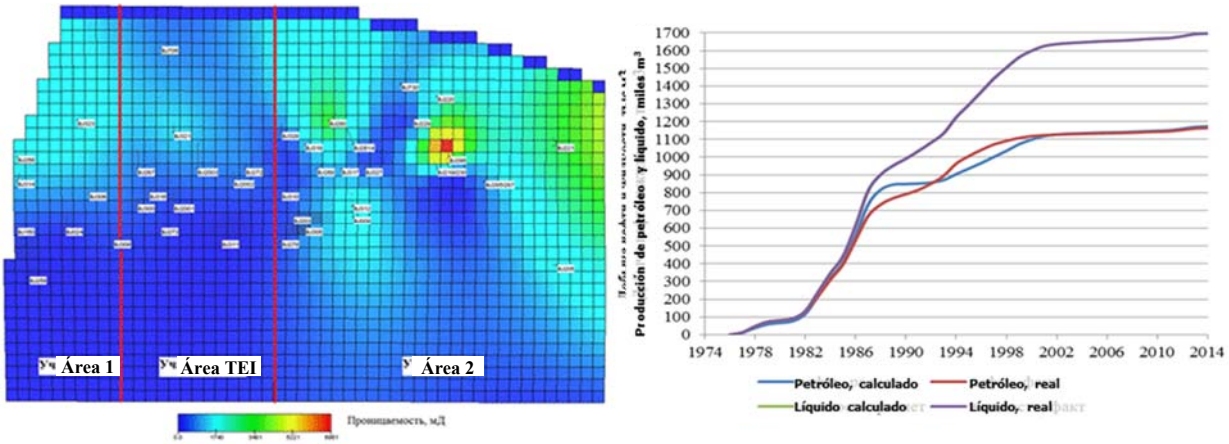


Figura 18. Creación y adaptación del modelo termohidrodinámico

Los resultados de los cálculos realizados sobre el modelo construido, confirmaron la efectividad tecnológica de la inyección de vapor. En estos momentos se están realizando experimentos cuantitativos y físicos para determinar la efectividad de la acción térmico-gaseosa, como resultado de la inyección de diferentes compuestos químicos.

DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA EL CONTROL DE LA CALIDAD DE LAS ESTIMULACIONES ÁCIDAS EN POZOS DE PETRÓLEO Y GAS

Rodica Velázquez Varona ***, Félix S. Echevarría Pestana, Lourdes V. Lesmes Garrido***

Centro Investigación del Petróleo (CEINPET), Churruca # 481 entre Vía Blanca y Washington, CP: 12 000 Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba.

RESUMEN

La estimulación ácida a pozos se realiza con el objetivo incrementar la producción de petróleo. En dichos trabajos se utiliza una formulación o receta, donde cada uno de los productos cumple un objetivo determinado. Para la realización de esta actividad, en Cuba, no se disponía de una metodología de control de calidad que permita a los especialistas de las empresas petroleras, orientarse durante la preparación de la formulación química. El objetivo del trabajo es proponer una metodología, para el control de calidad en la preparación de la formulación de las estimulaciones ácidas en pozos de petróleo.
En el desarrollo de la investigación se seleccionaron tres pozos a los que se le realizaron, tratamientos ácidos y se analizó toda la secuencia de trabajo de preparación de la formulación, con el apoyo de una lista de chequeo elaborada que incluye: revisión de las instalaciones de superficie y de la seguridad de trabajo, disponibilidad y calidad de los productos, así como la secuencia de adición y mezclado los mismos. En estas operaciones se tomaron muestras que previamente fueron analizadas a pie de pozo y finalmente enviadas al laboratorio para la realización de los análisis pertinentes. Los resultados obtenidos permitieron el desarrollo de una metodología para el control de la calidad en la preparación de la formulación en la estimulación de pozos de petróleo, la metodología se aplica desde el año 2010 en pozos de la Franja Norte Cubana de Crudos Pesados, con notable incremento en la producción de petróleo.

ABSTRACT

Acid stimulation to oil wells is carried out with the objective of increasing oil production. In these works a formulation or recipe is used, where each one of the products completes a determined objective. For years, such activity was executed in Cuba without an established methodology for control quality that assures the specialists behavior during the preparation of the chemical formulation. The objective of the work is to propose a methodology for quality control in the preparation of the acid formulation for oil wells.
For research three wells were selected, those that were carried out acid treatments and the analysis of whole job sequence during the preparation of the chemical treatment, with the support of an elaborated checkup list that it includes: revision of the surface facilities and work security, products readiness and quality, as well as the addition sequence and blended of them. During these operations were taken samples that previously were analyzed on well head and later they were send to the laboratory for the realization of pertinent analyses. The obtained results allowed the development of a methodology for quality control of the formulation preparation for stimulation of oil wells; the methodology is applied since year 2010 in wells of the Cuban Northern Heavy Oil Belt, with notable increment in the oil production

INTRODUCCION

Los especialistas en yacimientos se enfrascan actualmente en el diseño de tratamientos cada vez más específicos para minimizar los daños que se cometen en las formaciones petroleras y así alcanzar incrementos significativos en la producción, siempre que los costos en que se incurran sean proporcionales al beneficio que se logre. Las acciones que se aplican con este fin se les denominan tratamientos de estimulación. Los mismos se seleccionan teniendo en cuenta estudios previos, principalmente el tipo de formación y del daño que tenga el pozo, para lograr una estimulación exitosa.

La práctica de la acidificación reconoce antecedentes muy antiguos. Hace más de 100 años atrás y es uno de los métodos que se ha aplicado tradicionalmente en todo el mundo, para restaurar e incrementar con éxito la productividad de los pozos. Este éxito es parcial ya que en muchos tratamientos sus resultados no son los esperados, debido a diferentes causas como:

- Uso de aditivos inadecuados.
- Empleo de equipamiento inadecuado, por ejemplo unidades de cementación no preparados para acidificar.
- Control de hierro insuficiente.
- Diseño equivocado del tratamiento: ácidos seleccionados, concentración, y volúmenes.
- Falta de información de importancia decisiva.
- Inadecuada ejecución del tratamiento, por ejemplo el empleo de fluidos y equipamientos contaminados o sucios.
- Uso de aditivos inadecuados.

En Cuba, constituye una práctica la utilización de tratamientos de estimulación ácida, como método para la intensificación de la producción de los pozos de petróleo los cuales no siempre se obtienen los resultados esperados. Para obtener una estimulación ácida más efectiva, se requiere que se precise si el diseño del tratamiento agrava o no el daño presente en la formación, para lo que es necesario aplicar una metodología integral del diagnóstico, que permita mejorar la calidad y efectividad de estos.

MATERIALES Y MÉTODOS

MATERIALES

- Petróleo de pozos A, B y C.
- Agua utilizada para el tratamiento.
- Fluidos retornos obtenidos del tratamiento.
- Equipos de laboratorio e instalaciones de superficie.
- Entrevistas con trabajadores pertenecientes al CEINPET o las empresas que se desempeñaron en la actividad, colaborando con vivencias y experiencias
- Productos y aditivos que se utilizan en los tratamientos

MÉTODOS

- Análisis visual y revisión de todas las operaciones realizadas durante la preparación del tratamiento químico en el trabajo de campo durante la preparación, aplicación y seguimiento del tratamiento ácido de los pozos.
- Análisis documental.
- Análisis Físicos – químico de los fluidos y de los productos**.**

DESARROLLO

Los pozos en estudio se encuentran en la región conocida como la Franja Norte de Crudos Pesados (FNCP), se ubica en la denominada Cuenca Gasopetrolífera Norte Cubana y abarca la faja costera de las provincias de La Habana, Mayabeque y Matanzas , así como sus aguas marinas adyacentes, con unos 6 km. de ancho y 200 km. de largo (figura 2.1) y es la región de mayor potencial gasopetrolífero demostrado del país, donde se han descubierto los más grandes y más importantes yacimientos de petróleo, asociados a las rocas carbonatadas (Otero et al., 2009).



Figura. 2.1. Esquema de ubicación del área de estudio.

Con el objetivo desarrollar una metodología para el control de calidad en la preparación de la formulación ácida en los pozos de petróleo, se elaboró una lista de chequeo que aborda diferentes parámetros operacionales y técnicos que son necesarios comprobar durante la ejecución de los trabajos en el campo. A continuación se presenta la lista general de chequeo que se muestra en la tabla 2.1

Tabla 2.1. Lista general de chequeo.

Nº	Aspectos a revisar.				Si	No	Observaciones
1	Limpieza de los tanques de preparación (1) e inyección (2).	1					
		2					
2	Hermeticidad de las válvulas de los tanques.						
3	Calidad del solvente.						
4	Calidad del agua.						
5	Calidad del inhibidor de corrosión.						
6	Calidad del secuestrante de hierro.						
7	Calidad del tensoactivo.						
8	Calidad del emulgente.						
9	Calidad del ácido.						
10	Medios seguridad						
		Cantidad	Vol. Planf.	Real			
11	Agua						
12	Ácido						
13	Inhibidor de corrosión						
14	Secuestrante de hierro						
15	Tensoactivo						
16	Solvente						
17	Emulgente						
- Las comprobaciones se ejecutan bajo inspección visual. - Los volúmenes se chequean comprobándose con los planificados.							

Basado en todos los resultados obtenidos se presenta una metodología general de control de la calidad para la preparación de las formulaciones químicas, en los tratamientos de estimulaciones ácidas en pozos de petróleo que establece los siguientes pasos a seguir:

METODOLOGÍA PARA EL CONTROL DE CALIDAD DE LAS FORMULACIONES.

1. Inspeccionar todas las instalaciones de superficies
2. Realizar la prueba de hidráulica a los tanques para comprobar la existencia o no de salidero por las válvulas.
3. Revisar la existencia de cada uno de los productos necesarios para la preparación de la formulación.
4. En la preparación de la formulación química mantener el orden de adición de los aditivos.
5. Tomar muestras de todos los fluidos a bombearse, así como de los efluentes ó fluidos de retorno una vez aplicado el tratamiento para su análisis en el laboratorio.
6. Comprobar que este en el sitio todo el personal necesario para realizar el trabajo con los medios de protección adecuados.

Se comenzó a introducir esta metodología en el año 2010, en 17 pozos pertenecientes a la FNCP. Durante el año 2012 se ejecutaron 7 servicios de estimulaciones en el yacimiento Seboruco, en estos trabajos, se aplicó el sistema de ácido aromático emulsionado desarrollado por el CEINPET. Con el objetivo de incrementar la producción en dichos pozos ya que la producción de los mismos había declinado o estaba en cero en muchos casos.

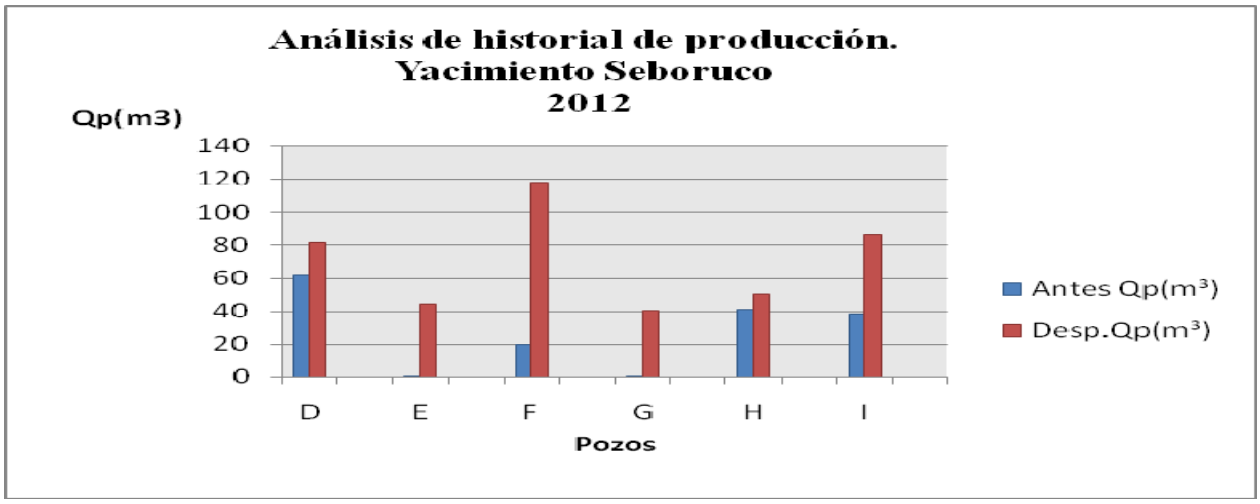


Figura 2.2 Análisis del historial de producción.

Como se presenta en la figura 2.2 se observa en el gráfico, el comportamiento de las producciones obtenidas en los pozos antes y después de aplicado el tratamiento. En todos los pozos hay incremento de producción después del tratamiento, siendo más notable en el pozo **F** y pozo **I**. además de los pozos **E** y **G**, en estos dos últimos con una producción cero antes del tratamiento

CONCLUSIONES

1. Las propiedades físico–químicas de los ácidos que se analizaron permitió la toma de decisión oportuna para el aseguramiento de la calidad en la formulación y la necesidad de su control en la metodología.

2. Se elaboró una lista de chequeo con la cual se detectaron las irregularidades

3. La evaluación de la calidad del tratamiento químico, a través de los análisis de los fluidos de retorno permitió conocer la efectividad de la formulación ácida.

4. Las deficiencias encontradas en la preparación de la formulación química durante los tratamientos, permitieron la confección de la metodología para el control de calidad de las estimulaciones ácidas en pozos de petróleo.

RECOMENDACIONES

Continuar perfeccionando la metodología sobre la base de las experiencias en el trabajo de los pozos y de los conocimientos adquiridos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Aguirre, E., 2006. *El petróleo una visión sencilla de nuestra industria petrolera.* Disponible en: http://www.petroleo.com/

Al-Nakhli A.R.; Nasr-El-Din H. A; Al-Baiyat A.A., 2008. *Interactions of Iron and Viscoelastic Surfactants: A New Formation-Damage Mechanism*, Journal of Petroleum Technology, NO. 6.Briggiler, N., Di Lullo, G., Rae, P., 2009. *Un consejero experto para maximizar el éxito en acidificación,* Editorial BJ Services.

Castellano, F. H., 1985. *Explotación de Yacimiento de petróleo y gas*. Ciudad de La Habana, Editorial Pueblo y Educación.
Ciguela, S., Guzmán, J, Kancev, I. Ventrisca, M. L., 1995. *Daños a la Formación y Estimulación*. INTERVEPSA Filial de Petróleos de Venezuela.

Echevarría, R. G., Macías M. P., 1990. *Búsqueda y Exploración de Yacimiento de petróleo y gas*. Ciudad de La Habana, Editorial Pueblo y educación.

Echevarría F*. et al.***,** 2001. *Acido Aromático Ceinpet. Método de intensificación de la producción en yacimientos carbonatados fracturados cubanos*. Artículo presentado en el IX Congreso Colombiano del Petróleo. Octubre.

Echevarría F., L. Lesmes, y otros, 2007. Etapa 11, Proyecto 2619. *Desarrollo y Optimización de productos Espumantes, Inhibidores de corrosión y otros para las Estimulaciones de pozos.,* (CEINPET).

Ely, John W., 1985. *Stimulation Treatment Handbook,* an Engineer's Guide to Quality Control.ISBN 0-87814-279-7. Editorial PennWell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma, U.S.A.

Esper, J. ,2009. *El petróleo II*. Disponible en http://www.Monografias.com [Citado en octubre 2009].
Garaicochea, F. ,1980. *Estimulación de pozos*. Facultad de Ingeniería. Universidad autónoma de México.

Grabieliantz, G. A., 1987. *Geología de los Yacimientos de petróleo y de gas natural*. Moscú. Editorial Mir.
Turiansky A. L., Lesmes L. V., Acea W., López I. 1995. *Estimulaciones químicas en pozos de petróleo*. Informe de laboratorio. CEINPET.

Vargas, M. L. ,2009. Estimulación de pozos (Parte II). Disponible en http:// yacimientos – de – gas –condensado. blogspot. com / 2009 / 04 / estimulacion-de-pozo-parte-ii.html.

Verde P. L. ,1982. *Tecnología Moderna del petróleo en Cuba*. Editorial Científica Técnica. Ciudad de La Habana.

Watson, J. S., Jones D. M., Swannell R. P. J., van Duin A.C.T., 2002. *Formation of carboxylic acids during aerobic biodegradation of crude oil and evidence of microbial oxidation of hopanos*, Org. Geochem. 33, 1153-1169.

William, B. P., Gidley, J. L., Schechter, R. S., 1979. *Acidizing Fundamentals*, Monograph Series. SPE. Dallas.

PROYECTO PARA INCREMENTO DE PRODUCCIÓN EN RESERVORIOS CON POTENTES RECURSOS PETROLEROS Y BAJO PORCIENTO DE RECUPERACIÓN

Jesús Ríos Montano

Exploración Producción Occidente (CUPET) Km 37 ½. El Caribe. Cruz del Norte. Mayabeque, Cuba.E-mail: rios@epepo.cupet.cu

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo principal incrementar la producción de petróleo en tres capas denominadas E2, E3 y E4de Boca de Jaruco con recursos potenciales altos en el subsuelo, pero que en la vida real han tenido muy baja recuperación de petróleo y por los métodos actuales de recuperación (métodos primarios) le queda muy poco por extraer.
Para acometer este trabajo se utilizaron el estudio del campo Puerto Escondido entre 1995 y 1998 y las experiencias del mismo a partir de los cálculos de los caudales críticos del mismo para obtener mayores recuperaciones y disminuyendo las conificaciones de agua. De igual forma utilizamos los datos de un trabajo realizado en el 2004 por nosotros para las capas E2, E3 y E4 tratando de hacer un programa de desarrollo para optimizar la producción.
Las Capas E2, E3 y E4 solo han extraído el 2.38% de los recursos in situ por métodos primarios de producción y se podrían extraer aun 0.31% adicionales pero a tasas muy baja de producción y con grandes volúmenes de agua de capa, por lo que se proponen hacer reentradas en los pozos existentes con vistas a subir el coeficiente de entrega en un 1% adicional para las capas E3 y E4.

INTRODUCCIÓN

Los objetivos E2, E3 y E4 se descubrieron con la utilización de la perforación direccional, primeramente E2 del que se obtiene petróleo por primera vez en 1983 en el pozo BJ-318, pero su mayor desarrollo se logra en la década del 90 cuando se perforan los pozos de la serie de los 700 entre 1990 y 1993 fundamentalmente producto de poder alcanzar ángulos de desvío en los pozos dirigidos de hasta 45°.

A partir de 1999 y ya después de lograr poder hacerse los pozos horizontales fue factible descubrir las capas E3 y E4 y se inició la perforación de los pozos de la serie de los ochocientos, los que se perforaron hasta el año 2003.

Los pozos de E2, E3 y E4 alcanzaron producciones importante en gran parte de los pozos, pero como se puede constatar estos objetivos ya tiene más de 20 anos de producción y la mayoría de los pozos ha alcanzado un grado alto de inundación por conificación de agua, por lo que para producir petróleo es necesario aplicar nuevas técnicas y hacer trabajos de aislamientos muy costosos.

Teniendo en consideración lo anterior nos planteamos hacer el presente proyecto. Este proyecto se efectuaría por etapas, la primera de las cuales hemos realizado, que es la recopilación de la información primaria su validación, realización del Modelo geológico, la selección de posibles trabajos a realizar para el incremento de ese 1% y que consideramos como la posible variante para la realización de reentradas en los pozos viejos y fundamentalmente iniciando con los pozos de la serie de los ochocientos que tienen una terminación mas reciente y con mejores condiciones, es decir pozos de capa E3 y E4.

En una segunda etapa se debe introducir toda la información al software PETREL para validar el Modelo Geológico y pasarlo al Modelo Dinámico donde se harían los estudios de simulación para buscar las mejores variantes de pozos utilizando las reentradas.

Una tercera etapa de Valoración técnico económica de la inversión y si la misma se justifica se pasaría a la etapa de perforación de los pozos diseñado por la simulación.

DESARROLLO

En la Presente etapa y que hemos denominado para diseño del proyecto se han utilizado todos los datos geológicos de los pozos de la serie de los setecientos y otros que alcanzaron la capa E2 y los pozos de la serie de los ochocientos que se perforaron para E3 y E4, Se revisó el modelo estructural de los tres objetivos, se analizaron los datos estadísticos de producción, información petrofísica, los parámetros de cálculos de reservas utilizados y se realizaron ajustes a los recursos iniciales in situ en cada reservorio teniendo en consideración toda la información de laboratorios y la experiencia de mas de 30 años de trabajo en el campo.

Modelo geológico

Por datos de ensayo, producción, investigaciones hidrodinámicas y el comportamiento productivo del yacimiento cada uno de los objetivos E2, E3 y E4; se conoce que forman unidades hidrodinámica independientes con contactos agua petróleo diferentes.

Las dimensiones del apilado de los tres pliegues (E2, E3 y E4) en el Bloque Central del Yacimiento Boca de Jaruco son de unos 5Km de largo por unos 2Km de ancho, con una profundidad absoluta en la cúpula de unos 1150m y se hunde de forma monoclinal hacia el sur hasta más de –1950m según datos del pozo BJ 64 (ver Fig.1).

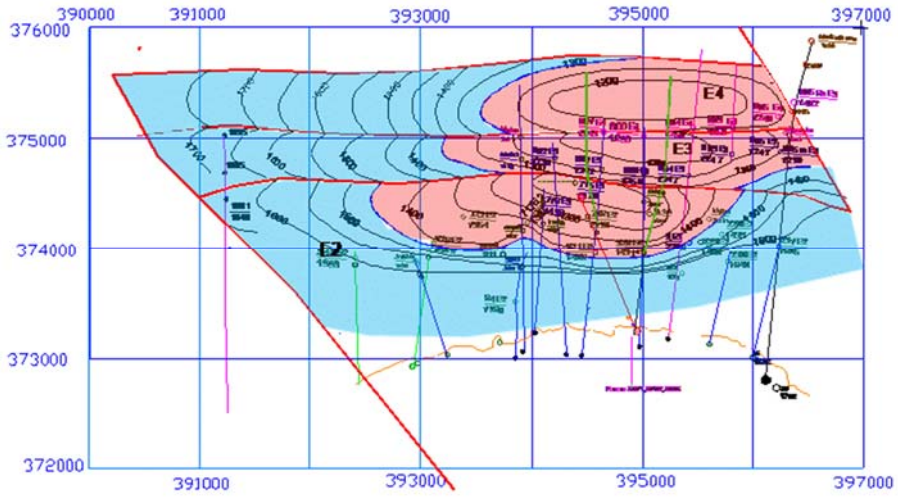


Fig.1.- Mapa estructural por el tope de los carbonatos de los pliegues E2, E3 y E4 del Bloque Central de Boca de Jaruco.

El límite este de los pliegues son dos fallas de tipo rechazo horizontal (strike slip), una los separa de los Bloque Este y otra del Bloque de Vía Blanca al Oeste

En la Fig.2 se observa un corte por el Bloque Central de Boca de Jaruco donde se observan todas las capas productivas, incluyendo estos objetivos.

Pliegue E2:

Este pliegue se muestra en el mapa estructural correspondiente a la Fig.1. en el que se observa que su parte más alta está a –1250m y se hunde de forma monoclinal hacia el sur, con un contacto agua petróleo inicial (C.A.P.i) calculado a partir del pozo BJ 321que fue el primer pozo del que se obtuvo petróleo a los –1460m.

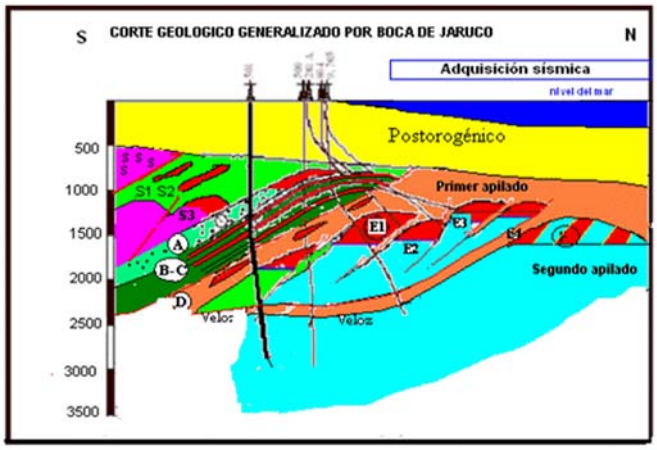


Fig.2. Corte geológico transversal por el Bloque Central de Boca Jaruco mostrando diferentes capas incluyendo los pliegues E2, E3 y E4.

Pliegue E3:

Este pliegue se muestra en el mapa estructural con cierre seguro más alto a 1200m por pozos y 1150m por sísmica, el que se hunde también hacia el sur y se separa de la capa E2 por un sello perteneciente a la Formación Vega Alta.

El C.A.P. para este objetivo se estima en –1350m debido a que el pozo BJ 715 obtuvo agua con trazas de petróleo a –1360m y el resto de los pozos perforados de la serie de los ochocientos perforados a profundidades verticales entre 1240 y 1252m dieron petróleo. Ver fig.3

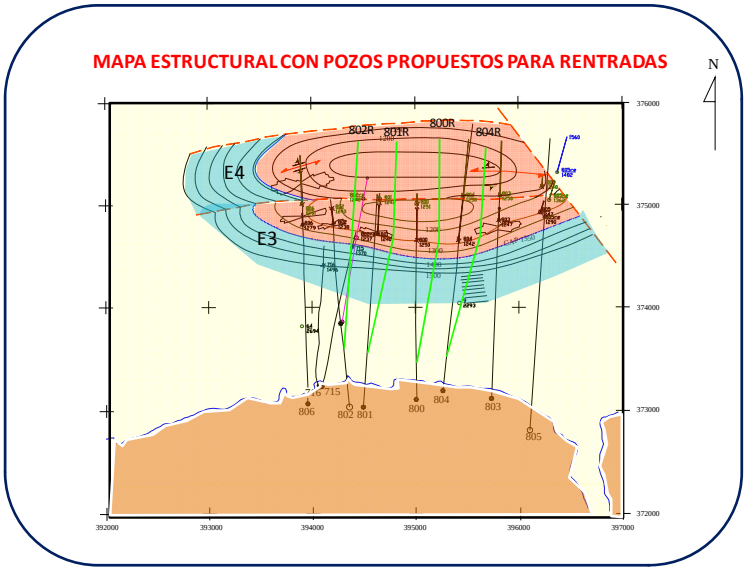


Fig.3.-Mapa estructural por el tope de las capas E3 y E4, con propuestas de pozos para hacer reentradas.

Pliegue E4:

Ubicado por debajo de E3 aunque separado de este por un sello arcilloso de Vega Alta tiene su parte más alta a –1150m por sísmica y al igual que los otros pliegues se hunde hacia el Sur, así como se observa en Fig.3 en el mapa estructural de E3 y E4.

Hasta la perforación de este pozo se consideraba que los objetivos E_3 y E_4 tenían un contacto agua petróleo común a –1350m debido a que el pozo 715 obtuvo agua con trazas de petróleo de E_3 a –1360m y el resto de los pozos de la serie de los ochocientos se habían perforado a una profundidad vertical de –1250m y en todos se obtuvo petróleo de E_3 y E_4.

Según los datos aportados por el pozo Bj-806 el contacto agua petróleo de E_3 puede estar en los 1350m, pero en E_4 debe estar no más profundo de los –1290 a 1300m.

VALORACIÓN DE LOS RECURSOS Y LAS RESERVAS DE PETRÓLEO

Se realizó ajuste en los recursos con relación a cálculos anteriores sobre todo al parámetro porosidad considerando solamente como efectivo los % promedios de macro y meso poros y eliminando gran parte de la porosidad de los micro poros. En este caso se utilizaron los análisis de núcleo en los laboratorios realizados tanto en CEINPET como en el PRI de Canadá y análisis de núcleos en PDVSA.

Las reservas calculadas indican un coeficiente bajo de recuperación por métodos primarios de producción; es decir un 2.53% de extracción para E2 y 2.75% para E3 y E4; sin embargo al cierre 2013 la recuperación actual es de 2.40% para E2 y 2,37% para E3y E4. Esto quiere decir que queda por extraer muy poco petróleo por métodos primarios y por tanto hay que proyectarse para sacar la mayor cantidad del petróleo in situ que queda en el reservorio.

Producto de esa baja recuperación y conociendo que existen recursos suficientes en el yacimiento hemos tratado de proyectarnos con trabajos en que nosotros podamos realizar al menor costo posible y sin meternos en proyectos de recuperación secundaria en esta etapa, para tratar de subir la recuperación al menos en un uno por ciento, lo que equivaldría a unos cuantos millones de pesos al precio actual del petróleo.

CONCLUSIONES

1. Conociendo que existen enormes recursos petroleros en las capas E2, E3 y E4 y una tasa muy baja de producción, por agotamiento por métodos primarios de producción, nos obliga a buscar alternativas que nos permitan incrementar la producción.
2. El grado de inundación de estos objetivos es muy alto por lo que producir petróleo a más del 95% de agua es prácticamente no rentable.
3. Estos tres objetivos tienen aun una presión de capa alta, sin embargo el hecho de producir petróleo pesado con alta viscosidad y ser reservorio fracturado hacen que el agua se conifique avanzando a través de la fracturas y queden muchas áreas sin drenar.
4. La distancia entre pozos en el caso de E3 y E4 es de unos 400m, por lo que reentrar en pozos viejos existentes e inundados y dirigirlos hacia las zonas menos drenadas sería una buena alternativa para incrementar la producción.
5. Para hacer firme este proyecto debemos rehacer un estudio de simulación numérica de las capas E3 y E4 primeramente reproduciendo el histórico de producción del campo y luego pasar a la propuesta de pozos para reentrar así como se ve en el anexo o figura 3.

BIBLIOGRAFÍA

- ***Ríos, J., Martínez Carpio, G., Porto Rodríguez, M. 1997.*** *Propuesta de desarrollo preliminar Yacimiento Puerto Escondido. EPEP Occidente. La Habana.*
- ***Ríos M. J, 1998.-*** *Cálculo de los caudales críticos de los pozos horizontales Yacimiento Puerto Escondido. E.P.E.P. Occidente La Habana,.*
- ***Teruel, E., Rios J., Bisbe, E.M. y otros.2004-*** *Programa de desarrollo preliminar del Bloque Central del Yacimiento Boca de Jaruco para los objetivos E2, E3 y E4.EPEP Occidente.*
- *Información de los resultados de los pozos perforados en Boca de Jaruco. Archivo técnico EPEP Occidente.*

ESTUDIO DE LA ROCA SELLO Y RESERVORIO EN YACIMIENTOS CUBANOS APLICANDO EL MÉTODO DE ESPECTROMETRÍA GAMMA DE BAJO FONDO

***Gilbert Ortiz Rabell*[(2)], *Lisset Miquel González*[(1)]**

1. Instituto Superior de Tecnologías y Ciencias Aplicadas (InSTEC), Quinta de los Molinos, Ave. Salvador Allende y Luaces, Plaza de la Revolución, Ciudad de La Habana, Cuba.
2. CEINPET, Churruca # 481 e/ Washington y Vía Blanca, Cerro, La Habana, Cuba. E-mail: gilbert@ceinpet.cupet.cu

RESUMEN

Entre las técnicas de laboratorio que apoyan los estudios de las rocas sellos y reservorio se encuentran las nucleares. Se reportan trabajos en la literatura mundial en general y en Cuba en particular sobre investigaciones de este tipo. Este trabajo se propuso mejorar los estudios anteriores en cuanto al enfoque de la aplicación a muestras de rocas en yacimientos gasopetrolíferos.
Para este estudio se utilizó el registro de rayos gamma y el método de laboratorio de espectrometría gamma de bajo fondo. Como complemento se realizó un estudio estadístico de la radiactividad en distintos tipos de rocas por registros de pozo.
Las mediciones de espectrometría gamma de bajo fondo permitieron profundizar en la naturaleza de la radiactividad de las rocas: presencia de contenido de uranio en fracturas y en materia orgánica y presencia de torio y potasio en arcillas y sus diferentes tipos. Esto se logró integrando los resultados de los laboratorios nucleares con los registros de imágenes y la geoquímica. Además, las mediciones se utilizaron como calibración del registro de rayos gamma en pozos. Es de destacar, que aunque no se tenían núcleos en los pozos seleccionados para los análisis, se utilizaron los ripios o muestras de canal para suplir la ausencia de aquéllos como alternativa novedosa en el país. Con una estadística sencilla se trabajó con el error de medición, se definió la correlación existente entre los valores de radioactividad natural medidos por registros y los medidos en laboratorio, que confirmó la validez del uso de los ripios. Como complemento a este estudio se obtuvieron los valores estándares de radioactividad natural por registros de algunas rocas sello y reservorio de las formaciones cubanas y se confeccionó un clasificador a partir de los patrones establecidos.
Con el logro de los objetivos se contribuyó a la caracterización de los sellos y reservorios de los yacimientos, además de demostrar la necesidad de una relación entre los laboratorios nucleares y la industria petrolera cubana.

ABSTRACT

The propose of this investigation was to improve the lithological studies of characteristic seal and reservoir rocks in Cuban oil fields. For this study ware used the well measurement of Gamma ray and laboratories core analysis using gamma spectrometry. With the solution of the mean objective of this investigation, this project try to get impact in the lithological characterization of Cuban oil fields, beside, try to demonstrate the necessity of inclusion of the Nuclear Analytical Technique in the core analysis complex. The use of channel samples in gamma spectroscopy. The mean results of this investigation were considered the following: The standard values of radioactivity in seals and reservoirs lithology, characteristic of Cuban oil fields; Methodology to study channel samples like alternative of core analysis, and a proceeding to measurement in laboratory the natural radioactivity of rocks. With these measurements the students were able to confirm the relation between uranium anomaly and uranium in fractures and in oil.

INTRODUCCION

Cuando se habla de petrofísica, hay que mencionar por una parte el trabajo de análisis de registros de pozo, que dan una información indirecta y continua de los reservorios y sellos, y por otra parte las mediciones de laboratorio, que se realizan de forma puntual y directa en núcleos y que aportan el fundamento de la interpretación de los registros. Esto se vincula con la efectividad de las investigaciones y los resultados de producción en los pozos.En la actualidad, a partir del método de rayos gamma se obtiene gran información sobre las rocas, ya que sus valores dependen fundamentalmente de su composición.

En Cuba se utiliza el método de rayos gamma en la mayoría de las mediciones en los pozos y forma parte del complejo de métodos geofísicos, no así su fundamentación basada en mediciones de laboratorio. De poderse realizar esta medición, el Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET) dispondría de los elementos necesarios para recomendar su inclusión dentro del complejo de métodos petrofísicos. Los laboratorios que cuentan con el equipamiento necesario para realizar dichas mediciones se encuentran fuera del sector petrolero (la educación y el medio ambiente), lo que impone un rigor a este trabajo y la necesidad de conocer bien los procedimientos y metodologías que son necesarias para obtener resultados confiables

MATERIALES Y MÉTODOS

POZOS EN LOS CUALES SE REALIZARON ESTUDIOS

Área	Pozo	Litología	Estudio
Franja Norte de Crudos Pesados	I	Caliza	Clasificación litológica
		Anhidrita	
		Dolomita	
	II	Arcilla	
	III	Arcilla	
	IV	Arcosa	Espectrometría Gamma de Bajo Fondo
		Caliza	
	V	Caliza	
		N2(Caliza)	
	VI	Arcilla	

Tabla I. Se muestra en resumen el estudio realizado en cada pozo y su litología.

Se realizó una descripción de la litología en las muestras de los pozos claves utilizados para la obtención de los valores estándares de radiactividad natural y la clasificación litológica y se realizó una descripción de la litología en las muestras de los pozos para mediciones de Espectrometría Gamma de Bajo Fondo apoyándose en la descripción de los expertos [Descripción Litológicas. Ceinpet].

MEDICIONES DEL REGISTRO DE RAYOS GAMMA

Se pueden obtener las siguientes curvas:

- Th + K + U = SGR (*Standard Gamma Ray*) – (GAPI)
- Th + K = CGR (*Computed Gamma Ray*) – (GAPI)

Th, K y U – (PPM), (%) y (PPM) respectivamente.[Schlumberger, 1989], [Schlumberger, 1995]

Principios de la clasificación estadística aplicada a los valores obtenidos por registros

Para este trabajo se utilizó una estadística básica, debido a que el objetivo es obtener valores estándares de radioactividad natural en roca sello y reservorio en Cuba.

MÉTODO ESPECTROMETRÍA GAMMA DE BAJO FONDO

La figura 1 muestra el equipo de medición de laboratorio.



A B

Figura 1. A. Componentes del sistema de Espectrometría Gamma. B. Cámara de bajo fondo del Laboratorio de Análisis Nuclear del InSTEC.

MÉTODO RELATIVO

El método relativo para calcular la actividad específica se realiza con la ayuda de Muestras de Referencias Certificadas (MRC), donde la actividad de los radioisótopos es bien conocida.

$$A(P) = \frac{(CPS(m) - CPS(f))M_P A(P)}{(CPS(P) - CPS(f))M_P} \qquad (1)$$

Donde:

A (m) → actividad de la muestra, A (P) → actividad del patrón, CPS (P) →conteos del patrón, M_P→ masa del patrón y M_m→ masa de la muestra [Reyes P. H. Instec.2008], [Díaz R. O., Rudnikas A. G. Instec.2009], [Rodríguez N. Instec, 2006], [Martínez R. Y. Instec, 2009]

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La investigación contó con la selección, el tratamiento estadístico de un conjunto de muestras que forman parte de los 12 pozos antes descritos y el trabajo en laboratorio por los diferentes métodos antes mencionados.

Luego, con los resultados obtenidos de hallar el valor de la media y la desviación de los datos por litología se confeccionó un pequeño programa para la clasificación litológica y se obtuvieron los valores estándares encontrados en Cuba.

Tabla II. Valores estándares de radioactividad natural en las rocas sello reservorio de mayor interés en Cuba

Propiedades	POTA	TORIO	URAN	SGR	CGR
Rocas	(%)	(p.p.m)		(GAPI)	(GAPI)
Caliza II	0,0017	0,27	1,5	15,04	3,73
Caliza I	0,0056	1,39	0,59	44,36	14,06
Dolomita	0,0020	0,39	2,03	19,82	4,58
Anhidrita	0,0013	0,17	0,32	5,10	2,68
Arcilla II	-	-	-	16,83	9,73
Arcilla I	31,1160	7,17	1,18	86,49	77,57
Arcosa	0,0485	6,44	1,36	109,57	99,38

ANÁLISIS CUALITATIVO

Primeramente se graficaron en barras la respuesta de los isótopos frente a todas las muestras medidas, diferenciándolas por litologías (Figuras 8 - 10).

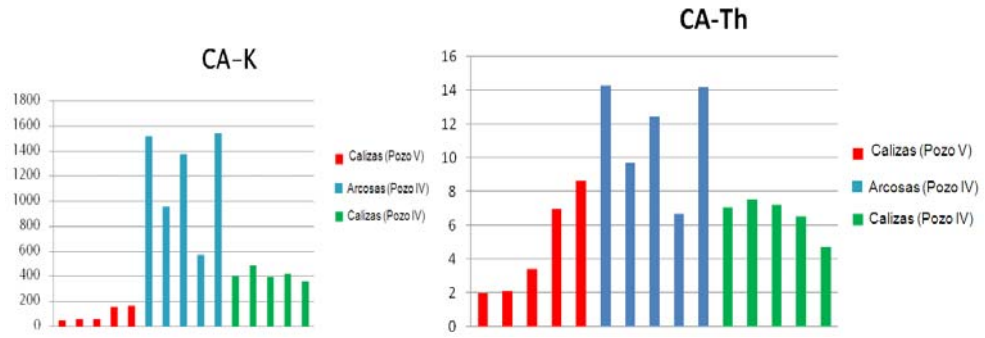


Figura 2. Gráfico de Potasio Torio frente a las diferentes litologías.

Haciendo un análisis de estos dos gráficos se puede observar que, para las emisiones de los isótopos potasio-40 (^{40}K) y torio-232 (^{232}Th), (Figuras 2), se distingue una buena diferenciación de las arcosas, con un alto contenido radiactivo por su composición.

En el gráfico de la Figura 3 se puede observar que se alcanzan altos valores de uranio en las calizas, como se esperaba por su origen en este tipo de roca; mientras que las arcosas muestran una radiactividad mucho más baja por su composición.

Se puede observar en

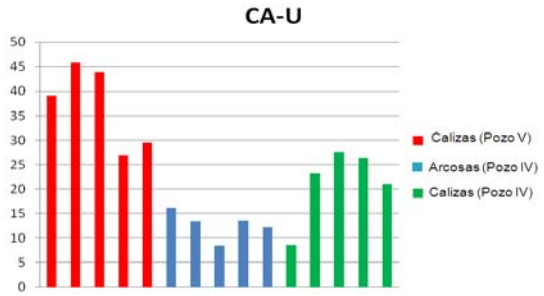


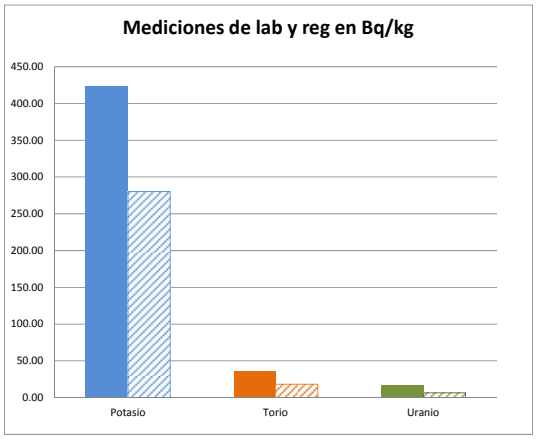
Figura 3. Uranio frente a las diferentes litologias.

En las mediciones realizadas en el núcleo 1 de Canasí 1X en muestras de arcilla Figura 4, se aprecia una disminución de los valores en los registros en comparación con los valores del núcleo.

Se promediaron los valores del registro frente al intervalo nucleado, y del núcleo se tomó un fragmento del cual se tomaron 10 muestras y se promediaron las mediciones. La caracterización es similar a la de los registros: alto contenido de torio y potasio frente a una disminución del uranio.

La diferencia entre el registro y el núcleo posiblemente se deba a que el primero se corrió con el pozo encamisado, lo que afecta las lecturas, ya que se mantiene la diferencia en todas las mediciones.

	Laboratorio	Registro
Potasio	423.30	280.19
Torio	35.48	18.22
Uranio	16.50	6.43



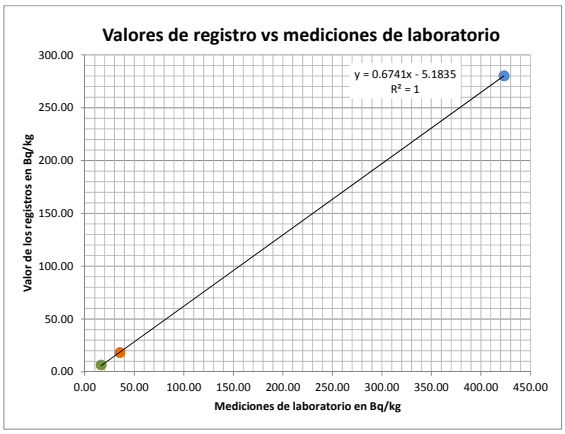


Figura 4. Mediciones de muestras de Arcilla

Para tratar de esclarecer la naturaleza de la radiactividad, se compararon las mediciones en las muestras impregnadas y luego de su limpieza, obteniéndose una ligera disminución en prácticamente todas las mediciones que no sobrepasa el 40% (máximo 35%) (Figuras 5).

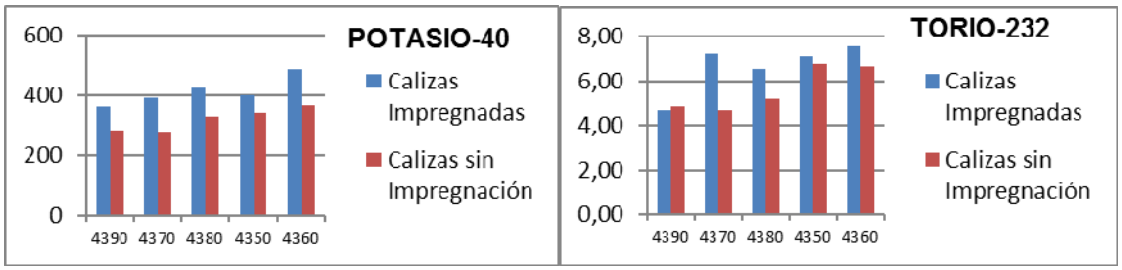


Figura 5. Muestra la variación del potasio ante las calizas impregnadas y sin impregnación.

El gráfico del uranio frente a las calizas impregnadas y sin impregnación (Figura 6), muestra que en cuatro de las cinco muestras, la radiación oscila entre 21% y 58%.

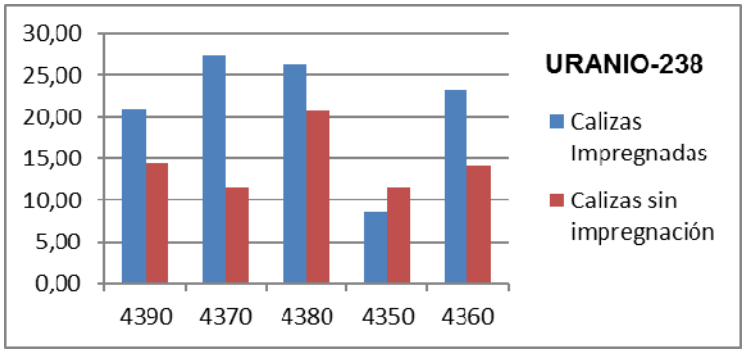


Figura 6. Muestra la variación del uranio ante las calizas impregnadas y sin impregnación.

Haciendo un análisis más profundo de las muestras medidas en laboratorios con los registros geofísicos, en la figura 7 se presenta la comparación de los registros en la zona analizada del pozo IV frente a la interpretación del registro de imágenes FMI y el análisis cualitativo de la presencia de roca madre.

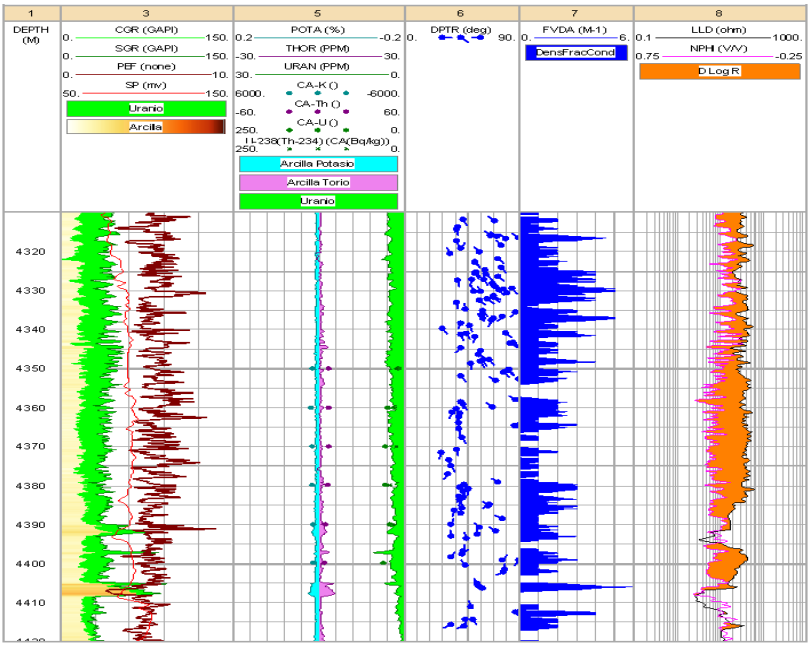


Figura 7. Registro compuesto del pozo IV con los datos de espectrometría gamma, fracturación y análisis visual de TOC.

Se aprecia una gran densidad de fracturas, más marcada hasta la profundidad de 4355 m; por otra parte, la separación entre el registro neutrónico (de porosidad) y la resistividad, más amplia a partir de 4550 m, sugieren la presencia de una roca madre. En todo el intervalo, hasta 4405 m, el uranio está presente, y es típico de los carbonatos depositados en ambiente reductor donde se conserva la materia orgánica; también se encuentra en las fracturas donde tiende a precipitarse con los minerales que las rellenan.Al combinarse los métodos geoquímicos y de gamma de bajo fondo, puede obtenerse mayor información. A continuación se representan los resultados en el pozo V (Figura 8), donde existen pruebas de laboratorio para los dos métodos.

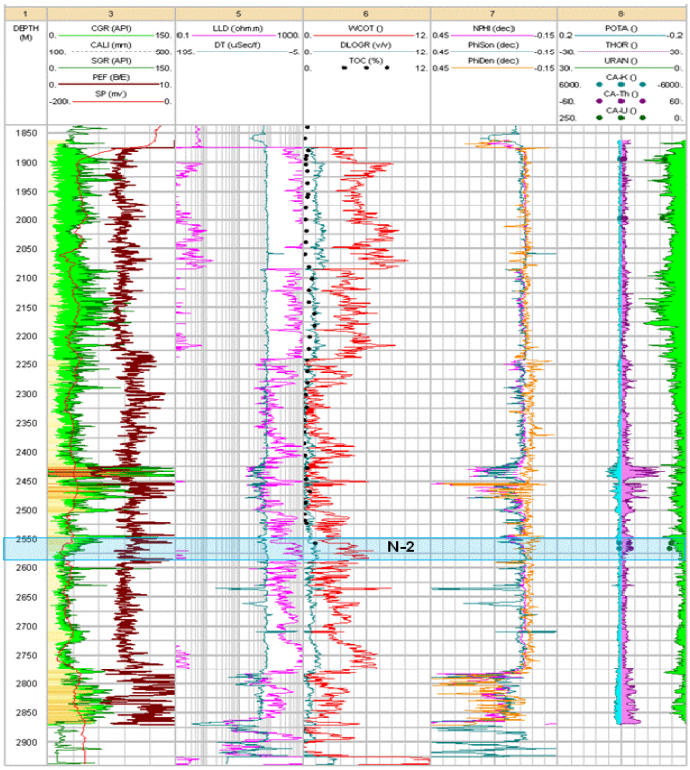


Figura 8. Resultado de la medición de COT y de espectrometría gamma en muestras de canal y en el núcleo 2 (N-2) en el pozo V.

En el intervalo de 1875 a 2225 m se presenta el caso de valores muy bajos de COT, con la separación Δ log R debida al aumento de la resistividad en una roca compacta, con porosidad muy baja o nula. La presencia de uranio puede estar vinculada a las fracturas, haciendo extensiva la descripción del núcleo 2, donde hay análisis de COT y también de espectrometría gamma de bajo fondo. Pero para tener más certeza en el estudio de la naturaleza de la radiactividad y elementos suficientes para realizar un análisis estadístico, se requiere realizar mediciones a un mayor número de muestras.

CONCLUSIONES

La estadística aplicada a los valores obtenidos durante esta investigación estableció los valores estándares para un grupo de litologías encontradas en las formaciones cubanas.

El análisis de espectrometría gamma de bajo fondo brinda resultados positivos aplicándola a núcleos y a muestras de canal, lo cual constituye una alternativa a la tendencia actual de cortar cada vez menos núcleos.

Las mediciones por el método gamma espectral, utilizando muestras de canal establecen los valores característicos de los patrones litológicos, lo cual ayuda a precisar y calibrar la interpretación de los registros geofísicos de pozos. Como resultado de la investigación se estableció el procedimiento de análisis de las muestras de canal.

Las mediciones de espectrometría gamma de bajo fondo esclarecieron que la variación de Uranio en los carbonatos del reservorio está influenciada tanto por la presencia de fracturación como por la presencia de la materia orgánica.

RECOMENDACIONES

Incluir otros tipos litológicos en el clasificador estadístico.

Realizar mediciones a un mayor número de muestras, con el objetivo de continuar el estudio de la naturaleza de la radiactividad y realizar un análisis estadístico.

Continuar la correlación del registro de rayos gamma con el registro eléctrico de imágenes con el objetivo de determinar si coinciden las zonas de altas lecturas de uranio con las zonas de mayor fracturación en los carbonatos estudiados.

BIBLIOGRAFÍA

Descripción realizada por expertos del Centro de Investigaciones del Petróleo (Ceinpet).

Schlumberger. “Principios y aplicaciones de la interpretación de registros”. 1989.

Schlumberger. “*NaturalGamma RaySpectrometry*”.

Reyes P. H. “Distribución de Radionucleidos en Sedimentos Costeros del Golfo de Guacanayabo”. Departamento de Física Nuclear. Instituto Superior de Tecnologías y Ciencias Aplicadas (InSTEC). Habana, Cuba.2008.

Díaz R. O., Rudnikas A. G. “Las Técnicas Nucleares en el Estudio de Sedimento Marino.” Instituto Superior de Tecnologías y Ciencias Aplicadas (InSTEC). La Habana, Cuba. 2009.

Rodríguez N. “Técnicas Nucleares aplicadas a la prospección del petróleo y gas.”/intranet InSTEC/, 2006.

Martínez R. Y. “Determinación de las actividades para hidrocarburos presentes en los residuales de la industria petrolera a partir de la Espectrometría Gamma de bajo fondo. “Departamento de Física Nuclear. Instituto Superior de Tecnologías y Ciencias Aplicadas (InSTEC). 2009.

YACIMIENTO PINA. EFECTOS DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN EL HORIZONTE PRODUCTOR EN POZOS INYECTORES AISLADOS

***José Luís Yparraguirre Peña*, Nilberto Cuba García**

EPEP Majagua, Independencia 196 Majagua Ciego de Ávila Cuba, E-Mail yparraguirre@epepm.cupet.cu, cubita@epepm.cupet.cu

RESUMEN

En el yacimiento Pina se ha realizado la inyección de agua en el horizonte productor en los pozos P-24, P-32, P-123, P-50 y P-128. Los pozos P-50 y P-128 se siguen utilizando como pozos inyectores en el Bloque I del yacimiento. El efecto de la inyección de agua se manifiesta de forma variable en los pozos respuesta y desde su comienzo en el año 2007 hasta el 31/12/14 ha permitido aumentar la recuperación de petróleo.
La inyección en pozos aislados dentro del horizonte productor comenzó en el pozo P-24, inicialmente como medida medioambiental, y continuó en los pozos P-32 y P-123.
En el año 2009 se efectuó un análisis detallado de los resultados de la inyección de agua en el pozo Pina-24, y se constató el efecto positivo en el mismo, experiencia única en el país hasta ese momento. Se recomendaba tenerla en cuenta en otros pozos con situaciones similares. Se pronosticó la producción que alcanzaría el pozo en el año 2014, lo cual fue confirmado. El presente trabajo es una actualización del elaborado en el año 2009 y sus resultados hasta el mes de diciembre de 2014, que incluye a los pozos P-32 y P-123 en que también se ha realizado la inyección de agua en la capa productora.
Además del pozo Pina-24 (33 700 m^3 en dos años) se ha inyectado agua en los horizontes productores de los pozos Pina-32 (570 m^3 del 10 al 18 de abril de 2008) y Pina-123 (13500 m^3 del 4 de junio de 2007 al 8 de abril de 2008). En el pozo Pina-50 desde el mes de noviembre de 2008 se han inyectado 93955 m^3. En la actualidad se está inyectando agua por el pozo P-128 y desde el mes de julio de 2012 se han inyectado 57838 m^3.
En los pozos P-24 y P-32 se obtuvieron incrementos en la producción de petróleo gracias al efecto de la inyección de agua.
El agua extraída durante el proceso de explotación posterior en los pozos P--24, P-32 y P-123 es muy inferior al agua inyectada.
El periodo de reposo del pozo P-123 fue menor al de los pozos P-24 y P-32. Esto quizá puede haber influenciado en los mecanismos de la inyección (Imbibición, el drenaje por gravedad y la represurización del área alrededor del pozo) para la recuperación del pozo y se debe seguir analizando.
La inyección de agua ha permitido, además de solucionar el problema ambiental de la evacuación de la aguas residuales, extraer **6088.00 toneladas** adicionales
Se deben continuar los trabajos de inyección de agua de capa en el yacimiento para incrementar la producción de petróleo y proteger al medio ambiente y analizar detalladamente los resultados posteriores así como aplicar esta experiencia a los pozos en que se haga este trabajo dentro de los horizontes productores del yacimiento.
Como el área de mayor inyección corresponde a la del pozo P-24 se realiza un análisis adicional de su influencia en pozos vecinos P-132, P-133 y P-154. En esta área el efecto positivo de la inyección de agua logró incrementar la producción de petróleo en 3262.00 toneladas.

ABSTRACT

In Pina oil field has been carried out the injection of water in the producing horizon in the wells P-24, P-32, P-123, P-50 and P-128. The effect of the injection of water have allowed increasing the recovery of petroleum.
The injection in isolated wells inside the producing horizon began in the well P-24, initially as environmental measure, and it continued in the wells P-32 and P-123.
In the year 2009, a detailed analysis of the results of the injection of water was made in the well Pina-24, and the positive effect, unique experience in the country until that moment was recommended to keep it in mind in other wells with similar situations. The production predicted was confirmed. The present work is a bring up to date of the one elaborated in the year 2009 and its results until the month of December of 2014, that includes the wells P-32 and P-123 where has also been carried out the injection of water in the producing horizon. In the wells P-24 and P-32, increments were obtained in the production of petroleum thanks to the effect of the injection of

water. The water extracted during the process of later exploitation in the wells P--24, P-32 and P-123 are inferior to the injected water.
The injection of water has allowed, besides solving the environmental problem of the evacuation of the residual waters, to extract 6088.00 additional tons.
The works of injection of layer water should be continued in the location to increase the production of petroleum and to protect to the environment, and to analyze the later results detailed as well as to apply this experience to other wells.
The area of more injection corresponds to the well P-24 and is carried out an additional analysis of their influence in neighboring wells P-132, P-133 and P-154. In this area, the positive effect of the injection of water was able to increase the production of petroleum in 3262 tons.

INTRODUCCIÓN

En el yacimiento Pina se ha realizado la inyección de agua en el horizonte productor en los pozos P-24, P-32, P-123, P-50 y P-128. Los pozos P-50 y P-128 se siguen utilizando como pozos inyectores en el Bloque I del yacimiento. El efecto de la inyección de agua ser manifiesta de forma variable en los pozos respuesta y desde su comienzo en el año 2007 hasta el 31/12/13 ha permitido aumentar la recuperación de petróleo.

La inyección en pozos aislados dentro del horizonte productor comenzó en el pozo P-24, inicialmente como medida medioambiental, y continuó en los pozos P-32 y P-123.

En el año 2009 José L. Yparraguirre y Nilberto Cuba presentaron el informe "ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN EL POZO PINA-24" en que se hacía un examen detallado de los resultados de la inyección de agua en el pozo y se constataba el efecto positivo en el mismo, experiencia única en el país hasta ese momento. Se recomendaba tenerla en cuenta en otros pozos con situaciones similares. También se pronosticaba la producción que alcanzaría el pozo en el año 2014 y se señalaba su efecto productivo en la obtención de **3225.71 toneladas** de petróleo hasta el mes de mayo de 2009.

El presente trabajo es una actualización del realizado en el año 2009 y sus resultados hasta el mes de diciembre de 2014 que incluye a todos los pozos en que ha realizado la inyección en la capa productora y sus resultados (P-32 y P-123). También se ha incluido una mayor cantidad de información en el texto y los anexos. Como el área de mayor inyección corresponde a la del pozo P-24 se realiza un análisis adicional de su influencia en pozo vecinos P-132, P-133 y P-154. En esta área el efecto positivo de la inyección de agua logró incrementar la producción de petróleo en **3262.00 toneladas.**

Se presenta una información introductoria sobre las características del yacimiento Pina, su situación productiva, la necesidad de utilización de la inyección de agua como método de mantener e incrementar la producción, los datos y parámetros para seleccionar el pozo inyector, los datos del pozo Pina-24, el efecto obtenido en el mismo actualizado hasta el mes de diciembre de 2014 y la recomendación de aplicar esta experiencia en condiciones similares. Se incluyen los pozos P-32 y P-123 y una información sobre el efecto de la inyección de agua en el pozo P-24 en pozos vecinos.

MATERIALES Y MÉTODOS

YACIMIENTO PINA

Las rocas productoras en el yacimiento están constituidas por tobas de diferente granulometría y efusivos. Los reservorio pueden catalogarse de fracturado y fracturado – poroso. Abundan los componentes vítreos, los cuales son muy susceptibles de alteración a minerales del grupo de las

arcillas. El régimen de explotación es de gas disuelto. Las presiones caen rápidamente. Es de destacar que los “poros” de la matriz están constituidos fundamentalmente por microfracturas. Se han definido tres generaciones de fracturas (dispersas, oblicuas y verticales).
Estudios realizados a través de todos estos años de explotación demuestran la existencia de una mala comunicación vertical en todo el yacimiento, así como determinadas áreas donde la comunicación horizontal tampoco es relevante. No se ha observado interferencia en ningún pozo, perforados todos a 200 m de equidistancia.

El yacimiento Pina (Figura-1) fue descubierto en el año 1990 y trabajaba en un régimen de gas disuelto, con poca agua en sus inicios, que se fue incrementando a medida que avanzaba la explotación, como es característico en este tipo de yacimientos.
El agua extraída es un agente contaminante del medio ambiente y es necesario su inyección cumpliendo las normas establecidas en el país para no dañar el manto freático. En Pina esto no fue necesario en sus inicios, pero al comenzar a aparecer el agua en el proceso de explotación se hicieron estudios de varios pozos cercanos al área de la batería, donde se recolecciona y procesa el petróleo, para ser utilizados cono pozos de inyección. Inicialmente se escogieron pozos liquidados (secos o con la producción de petróleo agotada) y se procedió a punzar (abrir) intervalos superiores, de edades más jóvenes que la de los horizontes productores, para efectuar la inyección de agua a presión. Debido a que la presión de inyección aumentaba y obstaculizaba la entrada de agua en el pozo, se hacia necesario buscar nuevos pozos para poder continuar con estos trabajos.
La eliminación del agua de capa como elemento contaminante, que incluye además residuos químicos de materiales tensoactivos utilizados en el tratamiento para separarla del petróleo, es necesaria y su mejor uso es utilizarla como agua de inyección para aumentar la recuperación de petróleo en los horizontes productores. En el yacimiento Jatibonico este trabajo se ha hecho desde los inicios de la explotación, para mantener a su vez la energía del yacimiento. Se utilizó con éxito en el pasado en el yacimiento Cristales y se ha comenzado de nuevo a partir del año 2004. En el yacimiento Pina se comenzó por primera vez en el Bloque I en el año 2007. Con anterioridad los trabajos de inyección de agua en este yacimiento estaban circunscriptos a la eliminación del agua de capa para no dañar el medio ambiente.

SITUACIÓN DEL YACIMIENTO.

Como resultado del tratamiento primario del petróleo en el yacimiento Pina se obtiene agua de capa con una alta concentración de sal y pequeños arrastres de petróleo producto del proceso químico con reposo a que es sometido el petróleo en la batería. Además al usar el producto RP 98015 de la firma By-cosin como agente para romper la emulsión agua - petróleo se obtiene una determinada concentración de este producto en el agua obtenida. La solución definitiva para evitar la contaminación del entorno es confinar estos residuales en un pozo seleccionado y preparado para tales fines.

Datos y parámetros para seleccionar el pozo.

El pozo se selecciona atendiendo a las características de su construcción, su situación productiva y la distancia del centro colector. La reinyección del agua producida se realiza actualmente en el yacimiento, en las mismas rocas de las que se extrae el petróleo.

Argumentación.

Dentro de los métodos aceptados por las “Regulaciones técnico – ambientales para el tratamiento y disposición del agua producida” del 27/3/95 de CUPET y la Resolución 115 de 2003 del MINBAS “Reglamento para la protección ambiental en la actividad petrolera de exploración producción” se encuentra la inyección del agua de capa en el propio yacimiento usando un pozo profundo preparado convenientemente para la operación según las exigencias establecidas para no contaminar el medio.

Se tiene en consideración la existencia de un pozo no productor en un área aledaña a la batería y se acondiciona el mismo para la inyección de las aguas residuales y también un pozo que haya sido productor y en este caso el agua se inyecta en la capa productiva con el fin de aumentar la presión del yacimiento y barrer el petróleo residual para aumentar la recuperación de las reservas.

Preparación del pozo para la inyección de aguas residuales.

El pozo debe tener la camisa de tranque de agua cementada y cubriendo el manto freático y la camisa de explotación bien cementada con el anillo de cemento a más de 100 m sobre el tope del horizonte productor. Las camisas no deben tener fugas.

Apertura de la zona seleccionada para la inyección de agua.

Los horizontes seleccionados deben tener una buena comunicación entre ellos y el caño del pozo. Para esto se hacen pruebas de inyección con un camión cementador y se complementan con otros métodos cuando sea necesario. La zona seleccionada para la inyección del agua debe corresponderse con el horizonte productor del yacimiento, por lo que además de resolver el problema ambiental contribuye a la recuperación secundaría del petróleo aún contenido en las fracturas de las rocas colectoras.

COMPOSICIÓN QUÍMICA DEL AGUA A INYECTAR:

La composición química del agua a inyectar fue caracterizada por el Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET).
Los parámetros determinados son los siguientes:

1-STD	119 284 mg/l (Sólidos totales disueltos)
2-Sulfatos	59 mg/l
3-PH	6.5
4-Fe	3.29 mg/l
4-Cr	0.18 mg/l
5-Cu	3.46 mg/l
6-Ni	3.20 mg/l
7-Cd	0.20 mg/l

Los contaminantes orgánicos tienen la siguiente composición:

1-DQO	766 mg/l (Demanda Química de Oxigeno)
2-DBO	40.3 mg/l (Demanda Bioquímica de Oxigeno)
3-Sólidos en suspensión	243 mg/l
4-Fenoles	8.14 mg/l
5-Sulfuros	0.41 mg/l.

EFECTOS PRODUCTIVOS DE LA INYECCIÓN

PINA-24

Al pozo P-24 se le inyectó un total de 33 700 m^3 de agua en un periodo de dos años, que debido a las altas presiones de inyección fue necesario paralizar (Ver grafico 1). Posterior a este proceso el pozo fue dejado en reposo por un periodo de aproximadamente 3 años, realizándose mediciones de presiones escalonadas que mostraron el incremento del nivel de petróleo por lo que se decidió reactivar el mismo.

Mecanismos de drenaje y recuperación después del proceso de inyección y reposo:

Los principales mecanismos que inciden en la recuperación del pozo y que permitieron a su vez extraer cerca de **5000 toneladas** de petróleo hasta el año 2014 son la imbibición, el drenaje por gravedad y la represurización del área alrededor del pozo. Este estimado se realizó en el año 2009 y hasta diciembre 2014 se han extraído **4897.00 toneladas**. Tener en cuenta la afectación por la avería en la camisa del pozo.

Imbibición capilar. Es el desplazamiento de un fluido no humectante por un fluido humectante. El caso típico es el desplazamiento del petróleo por el agua y representa un fenómeno favorable para la recuperación del petróleo. El yacimiento Pina, de un comportamiento muy heterogéneo, es ideal para la ocurrencia de este fenómeno. Al inyectar agua a la zona productiva se crea un desequilibrio entre las dos fases al ser roto el equilibrio de las fuerzas capilares. Esto hace que el medio de baja permeabilidad (poros, normalmente saturados de petróleo) se imbiban con el fluido humectante (agua) procedente del medio de alta permeabilidad (fracturas) y tienda a expulsar el fluido no humectante (petróleo) hacia este último, por lo que se logra que el petróleo se mueva en el medio de mayor permeabilidad y fluya hacia el pozo. Este es un proceso lento por lo que es necesario un tiempo de reposo largo para lograr que este mecanismo sea efectivo.

Drenaje por gravedad. La fuerza de gravedad provoca la segregación de fluidos. Al ser Pina un yacimiento de varias centenas de metros de espesor, junto con la disposición subvertical de las fracturas y con un contraste marcado en las densidades de los fluidos, más el tiempo de reposo, el mecanismo permite la acumulación del petróleo en la parte superior del yacimiento.

Presurización. Permite, al abrir el pozo, una mayor tasa de producción, al haber un mayor contraste entre la presión del yacimiento y la presión del pozo.

PRODUCCIÓN OBTENIDA

El pozo P-24 ha producido, después de cesar como pozo inyector y ponerse en bombeo nuevamente, desde el mes de octubre de 2006 hasta el mes de diciembre de 2014 un total de **4897.00 toneladas de petróleo**.

PINA-32

Por la poca cantidad de agua inyectada (570 m^3) y por no estar trabajando en el tiempo que se hizo el análisis del pozo Pina-24 no se hicieron recomendaciones particulares sobre este pozo, aunque estaba considerado entre los pozos a considerar.

En el cálculo de reservas efectuado al yacimiento Pina por las curvas de declinación de la producción en el año 2006 el pozo debía producir 12021 toneladas hasta diciembre de 2009 y hasta octubre de 2006, antes de seleccionarse como pozo inyector ya había producido 11536.33 toneladas. Prácticamente había llegado al final de su vida útil.

La inyección de agua en el pozo se realizó solamente del 10 al 18 de abril de 2008 y se inyectaron 570 m^3 agua, no continuándose debido a la alta presión de admisión que presentaba el pozo. Se mantuvo cerrado hasta el mes de mayo de 2011. Como en el pozo Pina-24, en este pozo inciden los principales mecanismos en la recuperación del pozo (la imbibición, el drenaje por gravedad y la represurización del área alrededor del pozo). Estos mecanismos, junto a un prolongado tiempo de reposo permitieron el reacomodo de los fluidos y al abrir el pozo se obtuvo una mayor tasa de producción al haber un mayor contraste entre la presión del yacimiento y del pozo.

En junio de 2011 comienza a aparecer de nuevo el agua y hasta diciembre de 2014 se han extraído 1266.79 m^3 de agua. En ese tiempo ha producido como efecto de la inyección 1221.00 toneladas de petróleo. (Ver gráfico-2).

Hasta diciembre de 2014 ha producido, desde su inicio, un total de 12953.98 toneladas de petróleo.

EN LOS DOS POZOS (P-24 Y P-32) SE HAN EXTRAÍDO 6088.00 TONELADAS.

PINA-123

Hasta el mes de mayo de 2007 el pozo había producido 25 639.89 toneladas de petróleo y 5858.34 m^3 de agua. De febrero a mayo de 2007 la producción cayó de más de 40 toneladas a un promedio de 2.33 toneladas por mes. Desde junio de 2007 hasta abril de 2008 (11 meses) se usó como pozo inyector (13500 m^3 de agua). Se mantuvo en reposo de mayo de 2008 hasta julio de 2009 (15 meses). Se pone de nuevo en producción por swab en julio de 2009 y hasta diciembre de 2014 (66 meses) ha producido 628.43 toneladas de petróleo y 318.91 m^3 de agua para un promedio mensual de 9.52 toneladas de petróleo y 4.83 m^3 de agua (Ver gráfico-3). **No se observa efecto positivo de la inyección de agua en la recuperación del pozo**. Esto puede estar influenciado por el tiempo de reposo que se le dio al pozo, inferior al de los pozos P-24 y P-32.

EFECTO DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN LOS POZOS VECINOS EN EL ÁREA DEL POZO PINA=24.

En un análisis realizado en el comportamiento de los pozos cercanos al pozo P-24 se detectó que la inyección de agua en este pozo produjo efectos en los pozos P-132 y P-133 en el bloque situado al sur del mismo y posiblemente en el pozo P-154 en el bloque situado al suroeste del pozo. La división en bloques del yacimiento Pina se estableció cuando se confeccionó su modelo geológico y se tuvo en cuenta en el posterior cálculo de reservas. Se consideraron las fallas como pantallas que separaban los bloques. El efecto de la inyección de agua ha demostrado que existe comunicación a través de las fallas, al menos en esta parte del yacimiento.
Se anexan gráficos de la producción de estos estos pozos donde se aprecia que teniendo en cuenta que los mismos habían llegado hasta su producción límite se produce un incremento debido al efecto de la inyección de agua.

CONCLUSIONES

- El pozo Pina-24 se utilizó como pozo inyector durante cinco (5) años (dos efectivos y tres de reposo) no con el fin de aumentar la producción sino con el de evitar la contaminación del medio ambiente. La inyección de agua para obtener incrementos de producción comenzó en el yacimiento en la segunda mitad del año 2007.
- La inyección de agua en pozos para no afectar el medio ambiente comenzó a utilizarse a medida que se incrementó el coeficiente de inundación en los pozos (aumento de la cantidad de agua que acompaña al petróleo). Inicialmente se hicieron intentos en los pozos Pina-30, 31 y 34 en que se punzaron horizontes superiores no relacionados con los horizontes productores del yacimiento. No está bien documentado el trabajo realizado en estos pozos. Solamente hay datos incompletos referidos al pozo Pina-34.
- El agua se inyectaba a presión y a medida que esta subía se hacia necesario la utilización de nuevos pozos. El aumento de presión de inyección está también relacionado con las impurezas que contiene el agua de capa que puede tupir los poros y fracturas de los horizontes a los que se inyecta.
- Además del pozo Pina-24 se ha inyectado agua en los horizontes productores de los pozos Pina-32 (570 m^3 del 10 al 18 de abril de 2008) y Pina-123 (13500 m^3 del 4 de junio de 2007 al 8 de abril de 2008). En el pozo Pina-50 desde el mes de noviembre de 2008 se han inyectado 93955 m^3. En la actualidad se está inyectando agua por el pozo P-128 y desde el mes de julio de 2012, y se han inyectado 57838 m^3.

- El agua extraída durante el proceso de explotación posterior en los pozos P--24, P-32 y P-123 es muy inferior al agua inyectada.
- En los pozos P-24 y P-32 se obtuvieron incrementos en la producción de petróleo gracias al efecto de la inyección de agua.
- El periodo de reposo del pozo P-123 fue muy inferior al de los pozos P-24 y P-32. Esto quizá puede haber influenciado en los mecanismos de la inyección (Imbibición, el drenaje por gravedad y la represurización del área alrededor del pozo) en su recuperación.
- La inyección de agua en el pozo Pina-24 ha permitido, además de solucionar el problema ambiental de la evacuación de la aguas residuales, extraer **4897.00** toneladas de petróleo adicionales. Se estimó extraer cerca de **5000 toneladas** de petróleo hasta el año 2014.
- Se obtuvieron resultados positivos en el pozo P-32 donde se extrajeron **1221.00 toneladas** de petróleo adicionales.

- **SE HAN EXTRAÍDO 6088.00 TONELADAS EN LOS DOS POZOS (P-24 Y P-32).**

RECOMENDACIONES

- Continuar los trabajos de inyección de agua de capa en el yacimiento para incrementar la producción de petróleo y proteger al medio ambiente al mismo tiempo.
- Analizar detalladamente los resultados posteriores a la inyección de agua en que se haya hecho dentro de los horizontes productores del yacimiento y su efecto en el pozo inyector, teniendo en cuenta el efecto de la inyección de agua en los pozos Pina-24 y Pina-32 y los resultados obtenidos en ambos pozos y pozos vecinos en el caso del P-24.
- Aplicar esta experiencia a los pozos en que se haga este trabajo dentro de los horizontes productores del yacimiento. Continuar observando los pozos P-24 (y pozo vecinos), P-32 y P-123 y estudiar su comportamiento. Se deben realizar investigaciones hidrodinámicas (Presiones de capa y escalonadas) después de paralizada la inyección para determinar el efecto de la misma y establecer los pasos a seguir para su puesta en explotación en caso de obtener una respuesta positiva de los mismos.
- Incrementar el periodo de reposo de los pozos después de la inyección a un periodo mínimo de 2 a 3 años.

ANEXOS

1. Fig-1. Mapa estructural de yacimiento Pina mostrando a los pozos P-24, P-32 y P-123 y los demás pozos utilizados en la inyección de agua.
2. Fig-2. Construcción del pozo Pina-24
3. Grafico-1: Comportamiento histórico del pozo P-24 mostrado el efecto productivo de la inyección de agua.
4. Grafico-2: Producción histórica P-32.
5. Grafico-3: Producción histórica P-132.
6. Grafico-4: Producción histórica P-123.
7. Gráfico-5: Producción histórica del pozo P-154
8. Gráfico6: Producción histórica del pozo P-133.

BIBLIOGRAFÍA

1- Análisis de los resultados de la inyección de agua en el pozo Pina-24. José L. Yparraguirre y Nilberto Cuba. EPEP Majagua.2009.
2- Barroso A. Tarjetas de producción de los pozos.
3- Files de Ensayos, Producción y Geología de los pozos Pina-24, Pina-32 y Pina-123.
4- Datos de análisis de aguas confeccionados por el CEINPET.
5- Programas, proyectos, controles de inyección de agua confeccionados por Nilberto Cuba.
6- Regulaciones Técnico-Ambientales para el tratamiento y disposición del agua producida. CUPET. 1995.
7- Techniques d'exploitation pétrolière. Le gisement. R. Cossé. Éditions Technip. París. 1988.
8- Reglamento para la protección ambiental en la actividad petrolera de exploración producción. Resolución 115 MINBAS. 2003.
9- Calculo de reservas del yacimiento Pina. CEINPET. Colectivo de autores. 1996.

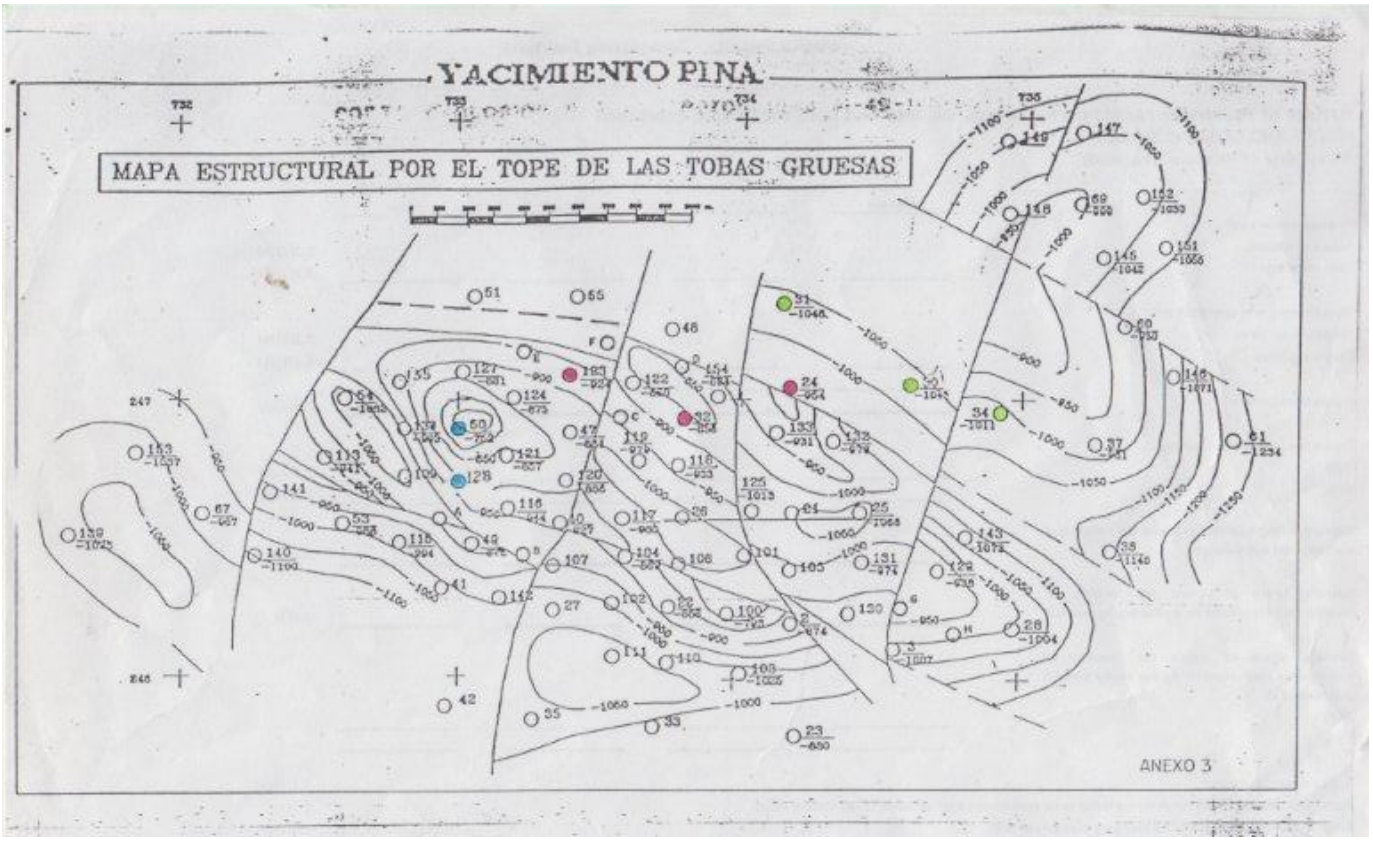


Fig-1. Mapa estructural de yacimiento Pina mostrando los pozos utilizados en la inyección de agua. Tomado del informe del cálculo de reservas efectuado por el CEINPET.

Pozo de inyección de aguas residuales P-24

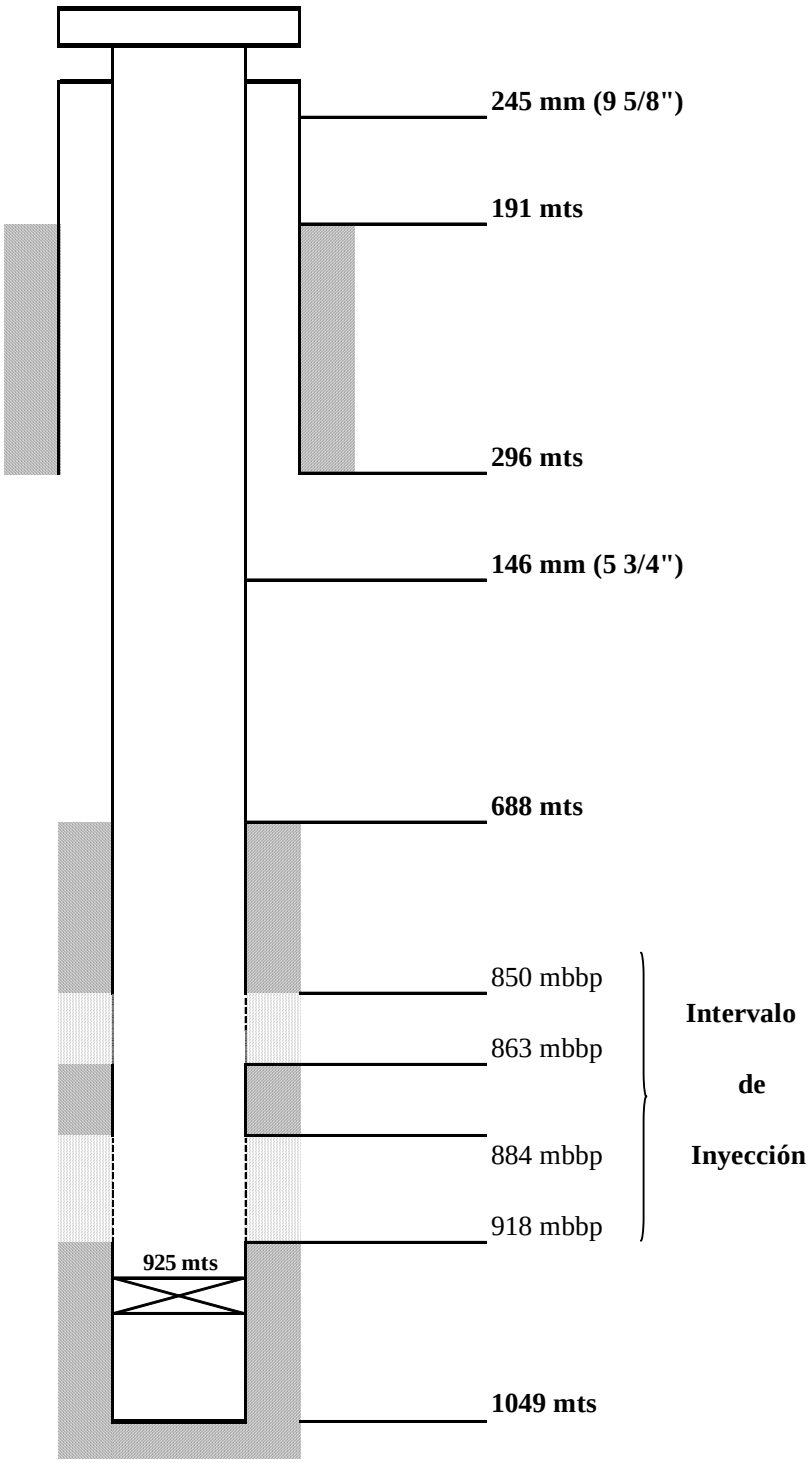


Fig-2: Construcción del pozo Pina-24

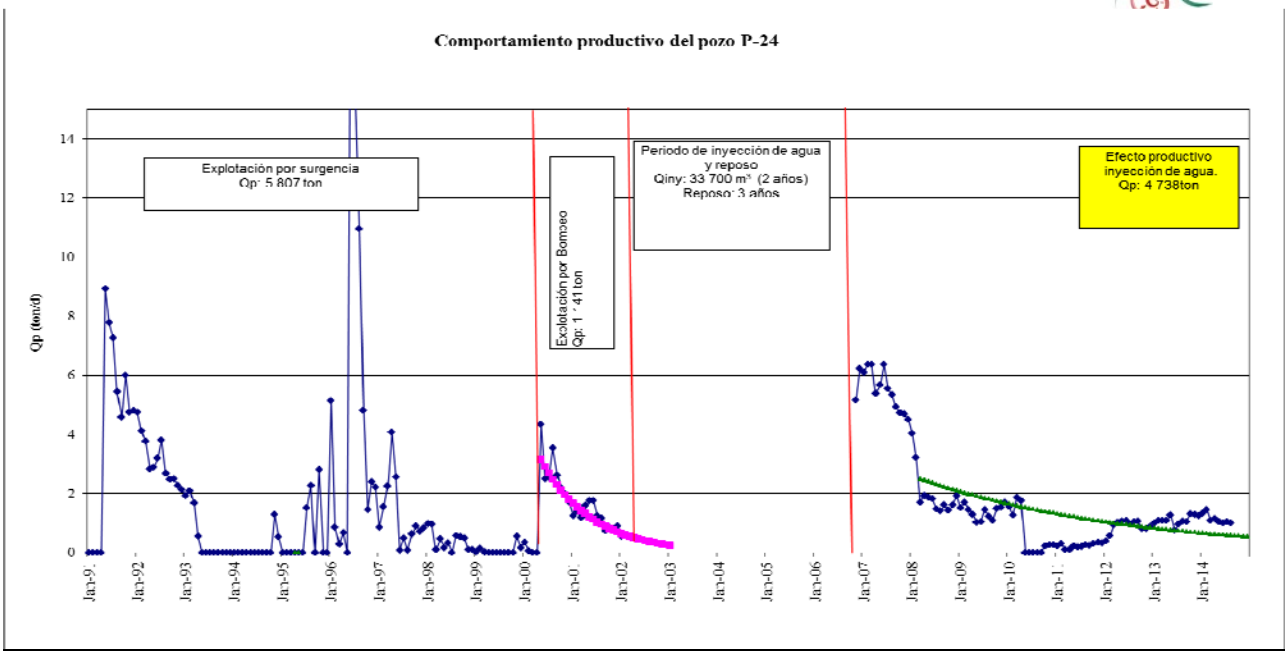


Grafico-1: Comportamiento histórico del pozo P-24, mostrado el efecto productivo de la inyección de agua.



Grafico-2: Efecto de la inyección de agua en el pozo P-32.

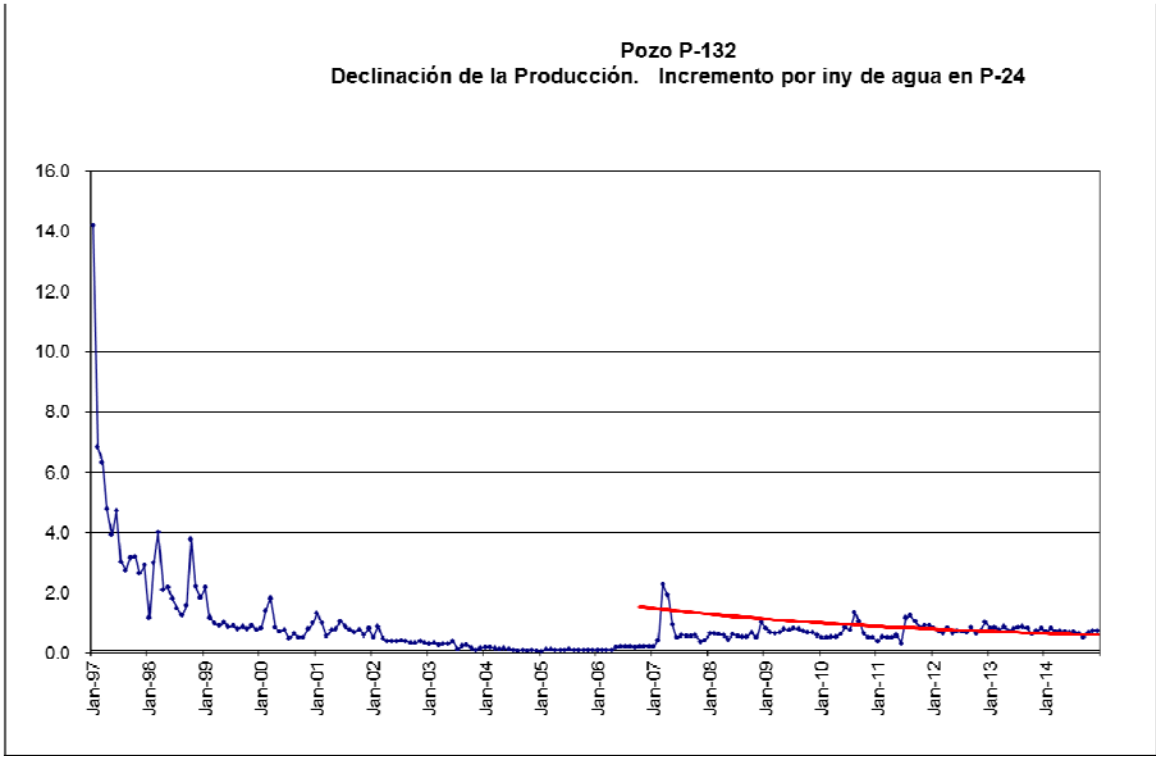


Gráfico-3. Efecto de la inyección de agua en el pozo P-132.

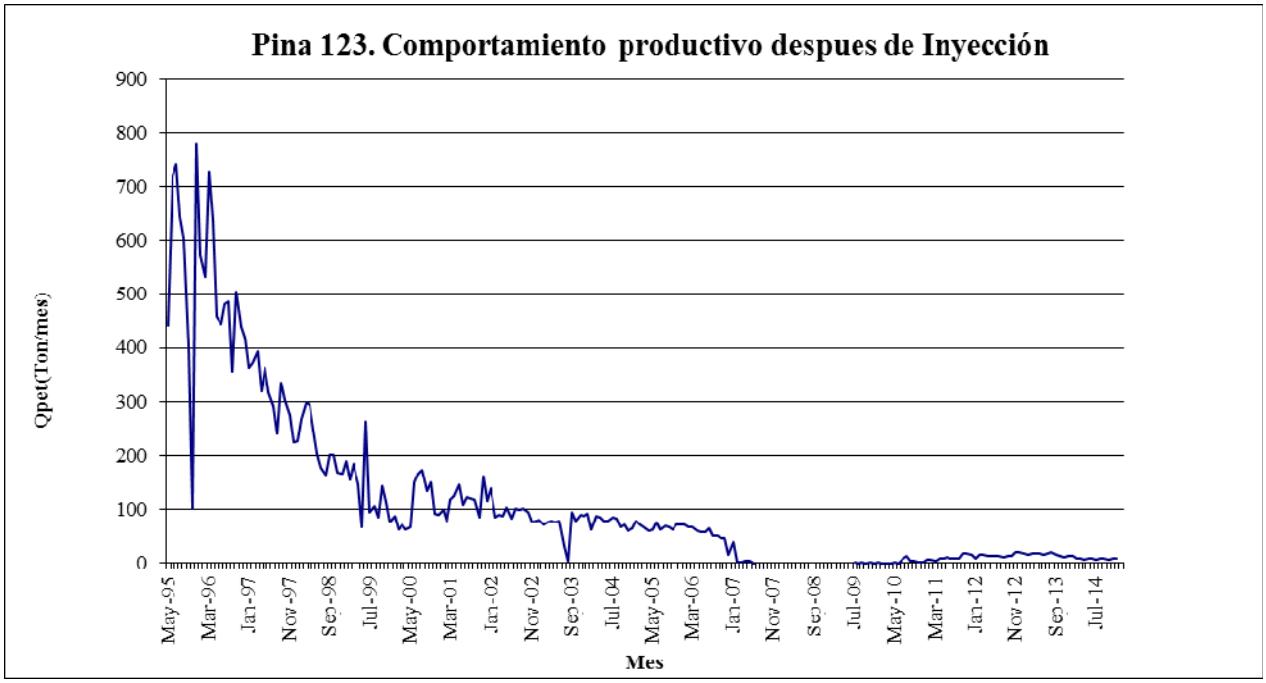


Grafico-4: Producción histórica P-123.

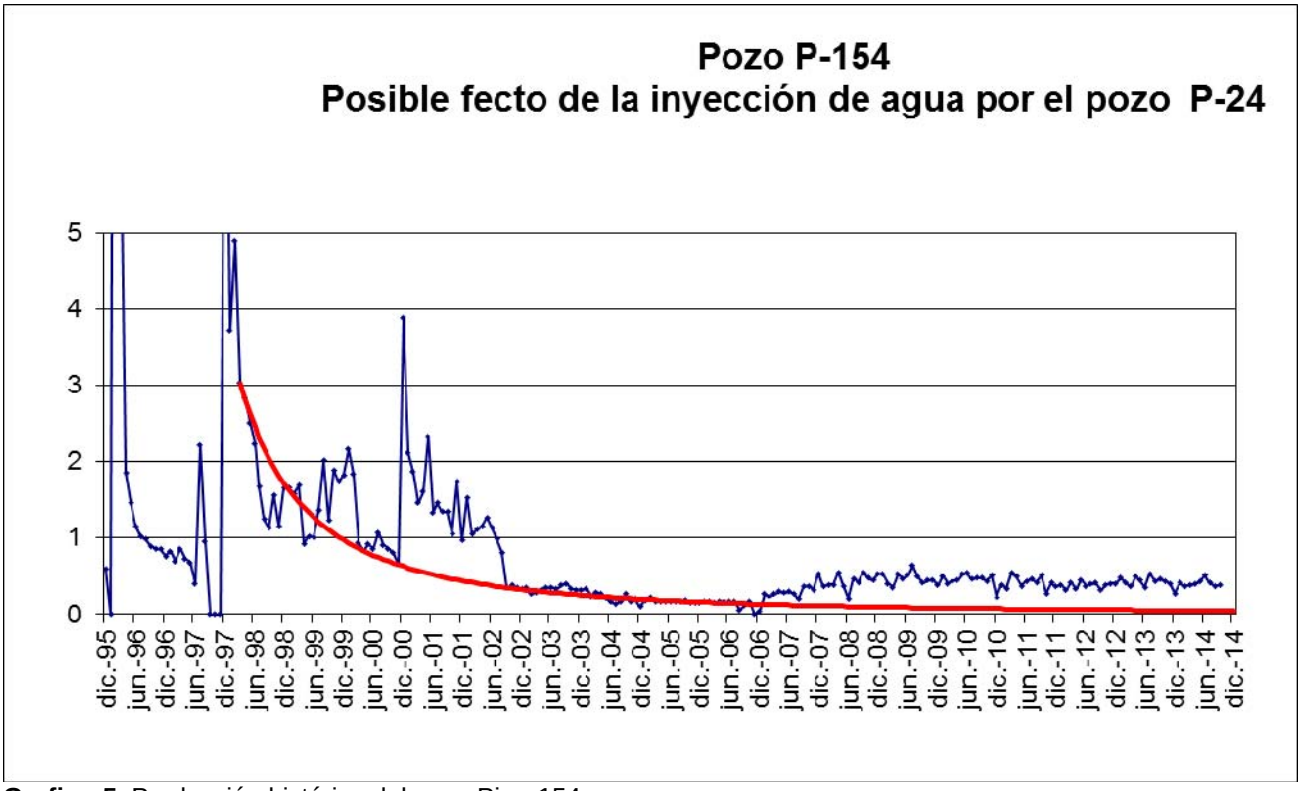


Grafico-5. Producción histórica del pozo Pina-154.

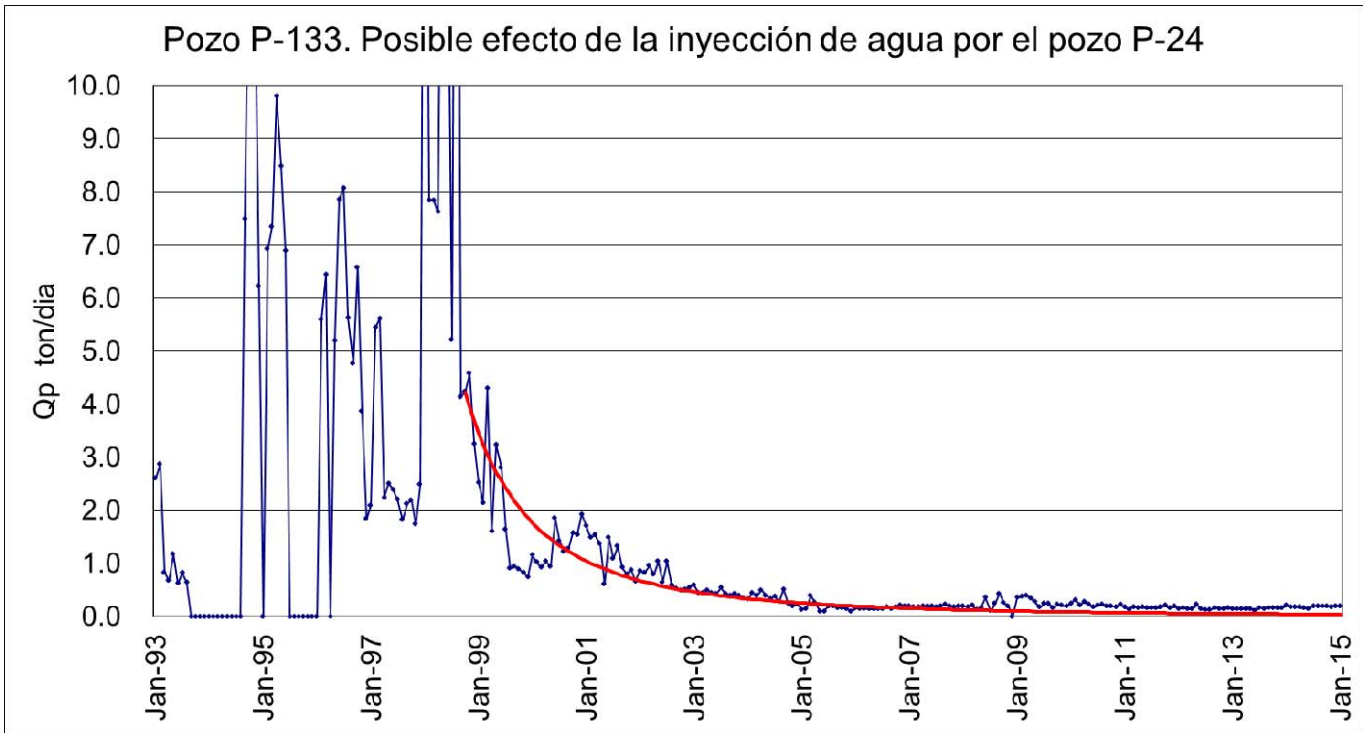


Grafico-6. Producción histórica del pozo Pina-133.



TRASCENDENCIA DE LA MOJABILIDAD EN ROCAS DE YACIMIENTOS PETROLÍFEROS CUBANOS

Amalia Quesada Quintero, Lourdes V. Lesmes Garrido, Silio López Guerra, Leonel Martínez Martínez

Ceinpet, Washington No 169 ESQ. A Churruca, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C..Eléct amalia@ceinpet.cupet.cu

RESUMEN

La mojabilidad es una propiedad fundamental en la caracterización de yacimientos, ya que determina la localización y distribución de los fluidos en el pozo, dado que ejerce una acción principal en la magnitud de la recuperación de petróleo mediante desplazamiento con agua y en muchos otros procesos de interés en los que se modifican las propiedades físico-químicas del petróleo El conocimiento de las características de las rocas cuando se genera el movimiento de los fluidos permite se disponga de novedosos resultados e información para la optimización de la explotación de los yacimientos actualmente en desarrollo y en explotación y para la fundamentación de una propuesta futura del empleo de algún método de recuperación mejorada en el cual se utilicen aditivos que posean la propiedad de transformar la mojabilidad de las rocas presentes en el yacimiento. Con la aplicación de tres sistemas de modo independiente: Gelificantes, formulación no reactiva e Inyección de álcali. se desarrollaron para cada uno de ellos experimentos diferenciantes. Se comprobó que en el caso de los gelificantes el mejor resultado se obtuvo con la formulación que utilizó el polímero de SNF, para la no reactiva corresponde a la variante que emplea la CMT 1ª la de mejor resultado y en cuanto a la inyección de álcali todas las variantes arrojaron resultados equivalentes.

ABSTRACT

The wettability is a fundamental property in the reservoir characterization, since it determines the fluid localization and distribution in the well. The wettability determines the oil recovery magnitude using water as means displacement agent and also in many other processes, in which It's necessary modify the physical-chemical properties of oil. The knowledge of rock characteristics allows dispose new results when the fluid movement is generated. This information is also important for the optimization of now develop oil field exploitation and for the determination of future use of some king of EOR method, including those with additives that are able to change the reservoir rock wettability. This report recommended the application of three systems in an independent way: Gels, Non-reactive formulation and Alkali injection. For each one we developed different experiments. It was proven that in the case of gels, the best result was obtained using SNF polymer formulation. In the case of non-reactive formulation the best result was using CMT1a and in the case of Alkali injection, all the results were equivalent..

INTRODUCCION

La mojabilidad se define como la tendencia de un fluido de esparcirse o adherirse a una superficie sólida en presencia de otro fluido inmiscible (Donalson y colaboradores), el cual puede ser humectante (o mojante): posee mayor tendencia a adherirse a las rocas y no humectante: no se adhiere a la roca o lo hace parcialmente.

En un yacimiento de petróleo, la mojabilidad es una medida de la afinidad de la superficie de la roca por la fase petróleo (Oleófilo) y o por la fase acuosa (Hidrófilo)

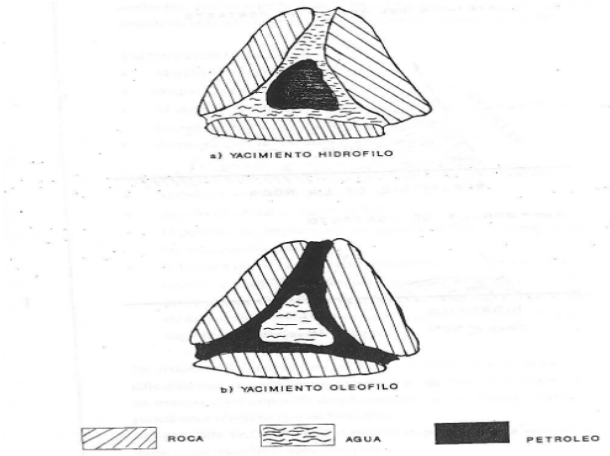


Figura 1. Yacimientos hidrofilos y oleofilos

La mojabilidad se determina mediante la medición del ángulo de contacto: formado por la interface de dos fluidos inmiscibles con la superficie de la roca y medido a través del fluido más denso, el ángulo de contacto varía entre 0 y 180°

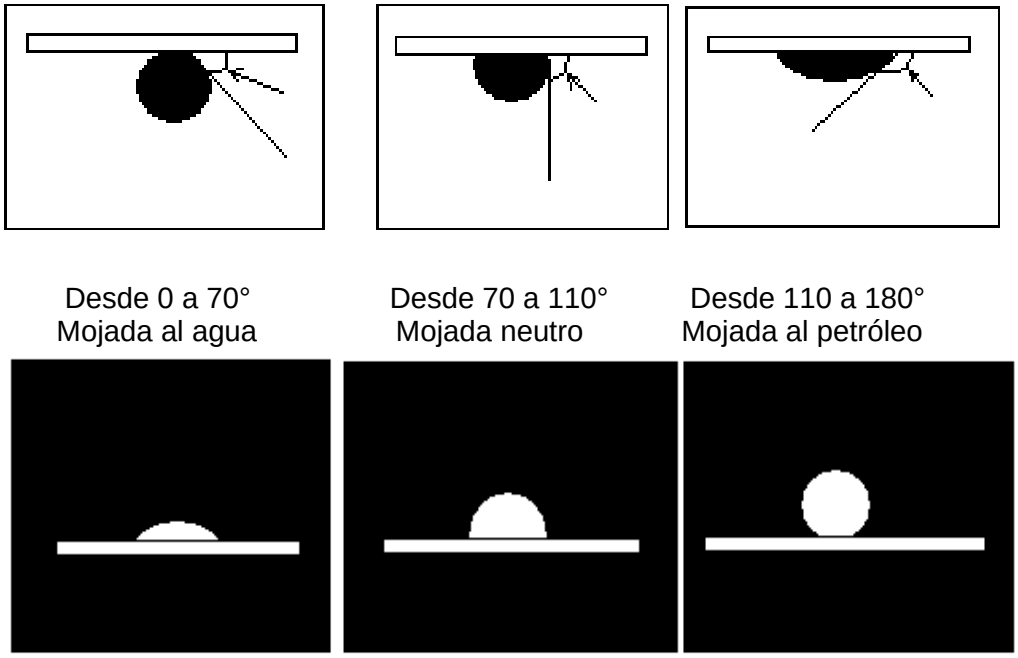


Figura 2. Clasificación de la mojabilidad según el ángulo de contacto..

Los trabajos que incrementan la producción, ya sean estimulaciones a pozos o estudios de recuperación mejorada de petróleo, demandan de una caracterización cabal del reservorio, por tal motivo es imprescindible evaluar la mojabilidad de las rocas por la importancia que reviste.

En los sistemas de tratamientos a pozos el laboratorio de física de yacimientos ha evaluado distintas formulaciones: sistema gelificante y sistema de formulación no reactiva.

En cuanto a la Recuperación mejorada de petróleo se evaluaron formulaciones de álcalis con relación al empleo de Inyección alcalina

.Los estudios realizados en esta temática en los laboratorios del Ceinpet constituyen un aporte importante para nuestra actividad petrolera, ya que han podido potenciar el conocimiento sobre las características de nuestros yacimientos petrolíferos en presencia de diferentes fluidos.

Por todo lo expuesto anteriormente se tiene que:
El **objetivo** del presente trabajo consiste en evaluar la mojabilidad en rocas de yacimientos de crudos cubanos en presencia de diferentes formulaciones.

Capitulo 1. MATERIALES Y MÉTODOS

1.1 Se utilizaron los siguientes materiales:

- Muestras de rocas: muestra con 93% de carbonato,
- Muestras de petróleo: pozo X del yacimiento A, pozo Y del yacimiento B y pozos Z y P del yacimiento C.
- Agua de la batería :yacimiento A y yacimiento D
- Agua de capa sintética
- Álcalis: EDTA y Na_2CO_3
- Tensoactivos

1.2 Para la determinación de la mojabilidad se utiliza el método descrito por (.Wagner O. R ,1985), mediante la medición del ángulo de contacto,
Especificando el tiempo de envejecimiento que se lleva a cabo en cada caso.

Capitulo 2. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

2.1 Sistema gelificantes

A continuación se ofrece los datos de los resultados obtenidos en cuanto el estudio de mojabilidad realizada con la roca carbonatada, el crudo del pozo X del yacimiento A y la formulación de gel espumado estudiada.

Tabla I Resultados de las pruebas de mojabilidad a temperaturas de 50 ^{0}C con roca, crudo y agua de capa del pozo X del yacimiento A.

Roca	Humectado en	Tiempo de envejecimiento	Angulo (º)	Resultado
Carbonatada	80%crudo/20% agua	30 días	120	Mojada al petróleo
	Gel espumado 1	24 Horas	90	Mojada Neutro
	Gel espumado 1	48 Horas	80	Mojada Neutro
	Gel espumado 1	72 Horas	80	Mojada Neutro
	Gel espumado 1	144 Horas	70	Mojada al agua
Carbonatada	80%crudo/20% agua	30 Horas	120	Mojada al petróleo
	Gel espumado 2 Polimero SNF	24 Horas	60	Mojada al agua

En la tabla I se presentan los resultados de las pruebas de mojabilidad realizada con dos rocas carbonatadas del yacimiento A, al ponerse en contacto con crudo y agua del pozo X, así como con la formulación del sistema gelificante que se estudia.

Como se refleja en la tabla hay dos formulaciones en estudio, la # 1 utilizando polímero Alcoflood y la #2 con polímero de SNF, del tipo 6030s.

La primera roca carbonatada estuvo envejecida en el crudo por un tiempo de 30 días, con un ángulo de 120 grados, dando como resultado que es mojada al petróleo. Esta misma roca al sumergirla en el sistema de gel espumado con polímero Alcoflood en 24 horas, da mojada neutro, continúa por 48 y 72 horas y sigue dando mojada neutro. Por último ya en 144 horas se logra cambiar la mojabilidad alcanzando un ángulo de 70 grados siendo en este caso mojada al agua.

En la segunda roca carbonatada, con el mismo procedimiento anterior, una vez envejecida por 30 días en el crudo y con un ángulo de 120 grados da como resultado que la misma está mojada al petróleo. Al ponerla en contacto por 24 horas con el gel espumado con polímero de SNF se obtiene un cambio de mojabilidad de mojado en petróleo a mojada al agua.

Si comparamos los resultados obtenidos en ambas rocas con los diferentes polímeros se concluye que el polímero de SNF del tipo 6063s es mas efectivo que el Alcoflood, pues se alcanza más rápido el cambio de mojabilidad de mojado en petróleo a mojado en agua.

2.2 Sistema de formulación no reactiva

En la tabla II se muestran los resultados de las pruebas de mojabilidad realizadas teniendo en cuenta la interacción roca- formulación no reactiva y el crudo del pozo.

Tabla II Resultados de las pruebas de mojabilidad con rocas carbonatadas

Roca	Humectado en	Tiempo de envejecimiento	Angulo (º)	Resultado
Carbonatada	Petróleo pozo Y del Yacimiento B	30 días	130	Mojada al petróleo
	Formulación 1	24 hora	90	Mojada neutro
	Formulación 1ª	24 hora	130	Mojada al petróleo
	Formulación 2	24 hora	60	Mojada al agua

Como se refleja en la tabla anterior hay tres formulaciones en estudio: la # 1 utilizando CMT-1, la #2 con CMT-1ª y la #3 intersurf , en agua del yacimiento A.

En la tabla II aparecen 4 experimentos realizados utilizando roca carbonatada, siendo humectada en diferentes medios de tratamientos. En el primer experimento la roca se humecta en petróleo con un tiempo de envejecimiento de 30 días, teniendo como resultado un ángulo de 130 grados, siendo mojada al petróleo. Esta misma roca después es introducida durante 24 hora en la formulación CMT-1 se obtiene un cambio de ángulo de 130 grados a 90 grados, que corresponde a mojado neutro, siendo este un resultado positivo, desde el punto de vista del cambio obtenido en la mojabilidad.

Un tercer experimento es cuando la roca carbonatada que es humectada en petróleo se introduce en la formulación CMT-1ª en agua del yacimiento A y la mojabilidad se mantiene inalterada dando mojada al petróleo. Por ultimo en el cuarto experimento, a manera de comparación al introducir la roca carbonatada de mojada al petróleo en la Formulación INTERSURF en agua del yacimiento A, en 24 horas se obtiene un cambio de mojabilidad a mojada al agua.

2.3 Sistema de inyección de álcali

A continuación se plasman los resultados obtenidos en las pruebas de mojabilidad realizadas a la roca en presencia de formulaciones de álcali a diferentes concentraciones

Tabla III Resultados de las pruebas de mojabilidad con formulaciones de álcali.

Roca	Humectado en	Petróleo	Angulo (º)	Resultado
Carbonatada	Agua sintética	-	150	Mojada al petróleo
Carbonatada	EDTA 2%	POZO Z	170	Mojada al petróleo
Carbonatada	$Na_2 CO_3$ 2%	POZO Z	170	Mojada al petróleo
Carbonatada	EDTA 2,5%	POZO P	160	Mojada al petróleo
Carbonatada	$Na_2 CO_3$ 2,5%	POZO P	170	Mojada al petróleo

De la tabla # III se infiere que la roca humectada en agua de la batería dio como resultado un ángulo de 150º es decir mojada al petróleo.

La roca mojada al petróleo se puso a humectar en las disoluciones de álcali a diferentes concentraciones, observándose que todas daban un ángulo de contacto de 160 y 170º, lo que nos indicaba que las mismas seguían mojada al petróleo, al no lograrse variar el ángulo se recomienda estudiar el método combinado de álcali-surfactante.

CONCLUSIONES

1- En los sistemas gelificantes estudiados se observó que la formulación 1 era más efectiva que la # 2.
2- En el sistema de formulación no reactiva las formulaciones mas efectivas fueron la #3 y # 1, en ese orden.
3- En el sistema de inyección de álcali las formulaciones de álcalis estudiadas mantuvieron la roca mojada al petróleo.

BIBLIOGRAFIA

Wagner, O., R., Leach, R.O., Trans.AIME, 216.65(1985).
PDVSA-CIED, Métodos de Recuperación Mejorada con Aditivos Químicos, Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico, Caracas, 1998.
Aditivos Químicos, Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico, Caracas, 1998.
Donalson E.C; Thomas, R.D and Lorenz P.B; "Wettability determination and its effects on recovery eficiency" SPEJ pág. 13-20. March 1969.
Kinney, P.T and Nielsen, R.F; "Wettability in oil recovery" World Oil pág 145. April 1951.
Craig. F.F; "The reservoirs engineering aspects of water flooding" Monograph Series, SPE Richardson, pág. 3. 1971.
Dubey, S.T. and DOE, P. H. " Base Number and Wetting Properties of crude Oils" SPE pág 22598. 1991.

CARACTERIZACIÓN FÍSICO QUÍMICA DE CRUDOS PESADOS DEL YACIMIENTO SEBORUCO. COMPATIBILIDAD CON LOS FLUIDOS DE CONTROL

Doramis Vega Torres*, *Lourdes Lesmes Garrido, Ónix López Galarza, Analaida Cantero Rodríguez

Centro de Investigaciones del Petróleo. Churruca No. 481 e/ vía Blanca y Washington. Cerro. La Habana.
Email: doramis@ceinpet.cupet.cu

RESUMEN

El petróleo se define como una mezcla compleja constituida por hidrocarburos y otros compuestos de carbono e hidrógeno difíciles de caracterizar. Las características físicas variarán en función de esta composición. Durante este periodo algunas moléculas se ciclan y aromatizan, liberando hidrógeno; otras se fisionan originando moléculas más pequeñas con mayor contenido en hidrógeno, y en paralelo tiene lugar reacciones de condensación que producen compuestos de alto peso molecular tales como: nitrógeno, oxígeno y metales pesados. En Cuba se tienen reservas de petróleo crudo, como las del yacimiento Seboruco, que difieren sustancialmente de otros tipos de crudos por su alta viscosidad, elevados contenidos de azufre y de asfaltenos. Las características de los petróleos pesados del Yacimiento Seboruco limitan sus posibilidades de refinación y de combustión por ser muy pesados. El declive significativo en los volúmenes de extracción de los pozos de petróleo conlleva a realizar estudios encaminados a incrementar la producción petrolera. Entre los fenómenos que causan graves daños a la formación se encuentran bloqueos por emulsiones, precipitación de compuestos por incompatibilidad entre aguas o por discrepancia entre los fluidos inyectados y el crudo. Se tiene como **objetivos** de la investigación realizar una caracterización físico-química a varios crudos pesados del yacimiento Seboruco y diferentes tipos de agua y estudiar la compatibilidad entre éstos para ser utilizados como fluidos de control en pozos del Yacimiento Seboruco. Se obtuvieron precipitados de asfaltenos usando como agente precipitante n-heptano. Se determinó la densidad a 15°C, la tensión superficial e interfacial. Con el equipo Anton Para se obtuvo la viscosidad dinámica a 50 ^{o}C. Se empleó el equipo Multimixer y el Baño Termostático para los estudios de compatibilidad. Los resultados obtenidos muestran que los petróleos del yacimiento Seboruco son crudos extra pesados con elevado contenido de asfaltenos, densidad y viscosidad, las aguas tienen valores de pH entre neutras y básicas y son del tipo carbonatadas sódicas con presencia de residuos contaminantes de naturaleza tensoactiva. En el estudio de compatibilidad se obtuvo resultados favorables para las aguas estudiadas excepto para la de Boca de Jaruco con los crudos Seboruco 9 y 15 que tiende a favorecer la formación de emulsiones en un 30- 40 % del volumen total.

ABSTRACT

Oil can be defined as a complex mixture consisting of hydrocarbons and other carbon and hydrogen compounds which are hard to characterize. The physical characteristics will vary depending on this composition. Throughout this period, some of these molecules become cyclic and aromatic, releasing hydrogen, others go fissioned resulting in smaller molecules with a higher content of hydrogen and at the same time there are condensation reactions that produce compounds having a high molecular weight where nitrogen, oxygen and heavy metals are concentrated. In Cuba there are crude oil reserves such as those in Seboruco oil field which substantially differ from other types of crude oils in terms of its high viscosity, high sulphur content and asphaltenes. The characteristics of heavy crude oils found in Seboruco oil field limit their refining and combustion possibilities. The significant decrease in the extraction volume from the oil wells brings about conducting studies aimed at increasing oil production. Among the phenomena that cause serious damage to the oil formations there are blockages due to emulsions, precipitation of compounds because of incompatibility between types of water or the fluids injected and crude oil. The objectives of the research are to characterize various heavy crude oils from Seboruco oil field and different types of water from the physical-chemical viewpoint and to study the compatibility among them in order to use them as control medium in wells from Seboruco oil field. Precipitates of asphaltenes were obtained and n-heptane was used as a precipitating agent solution. Density was determined at 15°C. Surface and interfacial tension were analyzed. The dynamic viscosity was determined at 50 ^{o}C by. The Multimixer equipment and the

water bath were used to conduct the compatibility studies. The results obtained show that the oil from Seboruco oil field are extra heavy crude oils with a high content of asphaltenes, high density and viscosity, the water has high pH values ranging between neutral and basic and they are of the carbonated sodium-containing waters type with presence of contaminating residues being surfactant in nature. Favorable results were obtained in the compatibility study conducted for the types of water being studied except for that from Boca de Jaruco for Seboruco 9 and Seboruco 15 crude oils, which tends to favor the formation of emulsions in 30- 40 % of the total volume.

INTRODUCCIÓN

El petróleo puede definirse, en función de su composición, como una mezcla compleja constituida por hidrocarburos y otros compuestos de carbono e hidrógeno difíciles de caracterizar. En cuanto a su uso, es una materia prima para todo tipo de combustibles y carburantes. Frecuentemente, contiene cantidades significativas de heteroátomos de azufre, nitrógeno, oxígeno y otras cantidades menores de metales pesados, tales como níquel y vanadio [1].

La formación del petróleo viene dada por la deposición de la materia orgánica en el fondo de los lagos y mares, junto con sedimentos inorgánicos, se convierte, por acción bacteriana anaeróbica y por diversas reacciones bioquímicas, en un material polimérico de alto peso molecular, rico en carbono e hidrógeno, y con bajo contenido de nitrógeno y oxígeno, denominado kerógeno, desprendiendo dióxido de carbono, agua y ácido sulfhídrico. Este kerógeno queda embebido y compactado por sedimentos inorgánicos, que forman las “rocas madre”. En su evolución geológica, el kerógeno es sometido a elevadas presiones y a temperaturas moderadas (del orden de los 60-170ºC), favoreciendo procesos de transformaciones químicas, no biológicas (catagénesis), que conducen a la formación del petróleo y que, en su extremo, llevan a la generación de metano (gas natural) y grafito. La naturaleza de la materia orgánica originaria determina, en cada caso, las características y composición de kerógeno y de los compuestos de su descomposición, ya sea petróleo, gas natural o bitúmenes, según las circunstancias [2]

Como consecuencia de su origen, condiciones de evolución y antigüedad, la composición del petróleo en el yacimiento no permanece inmutable. Las características físicas variarán en función de esta composición, con el transcurso del tiempo tiene lugar la maduración térmica. Esta consiste en un craqueo a baja temperatura, pero de larga duración (millones de años). Durante este periodo algunas moléculas se ciclan y aromatizan, liberando hidrógeno; otras se fisionan originando moléculas más pequeñas con mayor contenido en hidrógeno, y en paralelo tiene lugar reacciones de condensación que producen compuestos de alto peso molecular en los que se concentran el nitrógeno, el oxígeno y los metales pesados. [3]

En Cuba se tienen reservas de petróleo crudo, como las del yacimiento Seboruco, que difieren sustancialmente de otros tipos de crudos por su alta viscosidad, elevados contenidos de azufre y de asfaltenos. Las características de los petróleos pesados del Yacimiento Seboruco limitan sus posibilidades de refinación y de combustión por el elevado contenido de asfaltenos. [4]

El declive significativo en los volúmenes de extracción de los pozos de petróleo conlleva a realizar estudios encaminados a incrementar la producción petrolera. Entre los fenómenos que causan graves daños a la formación se encuentran bloqueos por emulsiones, precipitación de compuestos por incompatibilidad entre aguas o por discrepancia entre los fluidos inyectados y el crudo.

Se tiene como **objetivos** de la investigación: Realizar una caracterización físico-química a varios crudos pesados del yacimiento Seboruco y diferentes tipos de agua y estudiar la compatibilidad entre éstos para ser utilizados como fluidos de control en pozos del Yacimiento Seboruco

MATERIALES Y MÉTODOS

Materiales

Muestras de Crudos:
- Seboruco 9
- Seboruco 11
- Seboruco 15
- Seboruco 102
- Seboruco 160

Muestras de Agua:
- Batería de Boca de Jaruco
- Batería Puerto Escondido
- Santa Cruz
- Santa Cruz, Canal Termoeléctrica
- Tarará Bacuranao

Métodos

La densidad a 15ºC se determinó según norma ASTMD- 1298/99. Las muestra se colocaron en probetas adecuadas y con densímetros calibrados se determinó la densidad, por tablas se obtuvieron los º API.

La obtención de asfaltenos se realizó siguiendo la Norma ASTMD- 6560-00 (2005), empleando como agentes precipitantes n-heptano. 1g de muestra se refluja con n-heptano durante 1 hora, luego se pone 90 min en la oscuridad, se filtra y el precipitado se vuelve a reflujar con tolueno por 1 hora, se seca en vaso de precipitado previamente pesado, por diferencia de pesado de obtiene el contenido de asfaltenos.

Con el equipo Anton Paar, Modelo MCR-301 se obtuvo la viscosidad dinámica a 50 ºC y el comportamiento reológico. Luego de calibrado el equipo las muestras se introducen en el mismo y mediante software Rheoplus 2.4 acoplado al equipo se obtienen los resultados. Se empleó el modelo de Ostwald para el ajuste de los datos.

Se empleó el equipo Multimixer y el Baño Termostático para los estudios de compatibilidad, norma API-RP-42. Las muestras se mezclan durante 5 min en el multimixer luego se pasan a probetas de 100 ml y se colocan en el baño a temperatura de 55 ºC, se mide la separación del petróleo en el tiempo.

La tensión superficial e interfacial se analizó según la norma ASTMD- 971/04. Se utilizó un tensiómero Kruss con nivel de precisión de ± 0.01mN/m y resolución ± 0.05 mN/m. Se midió el esfuerzo necesario para desprender el anillo de la superficie del líquido por el método del anillo.

La determinación de agua y sedimentos (BSW) se realizó por la norma venezolana Covenin 2683-90. En dos tubos de centrífuga se colocan 50 ml de tolueno y 50 ml de la muestra, se ponen a centrifugar por 10 minutos y luego se determina el porciento de agua y sedimento obtenido.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En la tabla 1 se observan los resultados obtenidos de la caracterización físico-química de 5 muestras de crudos tomados en diferentes pozos del yacimiento Seboruco

Tabla1: Caracterización Físico-Química de los crudos

De la tabla 1 se obtiene que los valores de API están entre 8 y 11 que se corresponden con crudos

PARAMETROS	Crudo Seb. 9	Crudo Seb. 11	Crudo Seb. 15	Crudo Seb. 102	Crudo Seb. 160
Densidad, 15ºC, g/cm^3	0.9983	0.9926	0.9989	1.0109	1.0093
ºAPI	10.2	11.0	10.1	8.4	8.7
Viscosidad mPa.s, 50 ºC 6.31 s^{-1}	1320	1230	2460	6660	3240
BSW, %	3	0.2	5	7	20
Asfáltenos, %	24.4	26.1	27.4	30.5	25.4

pesados o extrapesados con alta viscosidad, los crudos Seboruco 102 y 160 tienen los valores más altos de viscosidad y BSW debido a la gran emulsión que presentan, el contenido de asfaltenos es elevado en todos los casos.

En la tabla 2 se muestran los resultados obtenidos de la caracterización de las aguas tomadas en diferentes puntos, las mismas fueron analizadas teniendo en cuenta los siguientes parámetros: densidad, pH, sólidos totales, conductividad, contenido de NaCl (ppm) y tensiones superficial e interfacial.

Tabla 2: Caracterización de las aguas

PARAMETROS	MUESTRAS DE AGUA				
	Batería Boca Jaruco	Batería Puerto Escondido	Santa Cruz	Santa Cruz Canal Termoeléctrica	Tarará Bacuranao
Densidad (g/cm^3)	1.026	1.030	1.023	1.024	1.015
pH (29.0 ºC)	9.0	9.0	6.0	6.0	7.0
Sólidos Totales (mg/l)	38194	41276	38097	37916	24354
Conductividad (µ/cm)	54700	58300	53200	52800	35300
NaCl (ppm)	44000	50000	43000	45000	31000
Tensión Superf. (mN/m)	40.1	36.5	48.8	52.6	33.5
Tensión Interf. (mN/m)	9.93	9.45	10.42	13.83	6.19

En la tabla 2 se observa que las aguas de la Batería Boca Jaruco y Puerto Escondido presentan pH básico, el resto de las aguas tienen valores neutro o ligeramente ácido. El agua de la Batería de Puerto Escondido presenta mayor contenido de sólidos totales, conductividad, y NaCl en comparación con las restantes. Los resultados de tensión interfacial muestran presencia de residuos de contaminantes con naturaleza tensoactiva en todos los casos, esto se debe a que son aguas tratadas.

De los anexos I y II se tiene que todas las aguas analizadas son hidrocarbonatadas sódicas.

En la tabla 3 se exponen los resultados de compatibilidad del crudo Seboruco 9 y las diferentes aguas

Mezcla 1: Crudo Seboruco 9 y Agua de Boca Jaruco

Mezcla 2: Crudo Seboruco 9 y Agua de Puerto Escondido

Mezcla 3: Crudo Seboruco 9 y Agua Salada de Santa Cruz

Mezcla 4: Crudo Seboruco 9 y Agua del canal Termoeléctrica Santa Cruz

Mezcla 5: Crudo Seboruco 9 y Agua de capa Tarará. Bacuranao

Tabla 3: Compatibilidad a 50ºC del crudo Seboruco 9 con diferentes aguas

Tiempo (min)	% Separación Mezcla 1	% Separación Mezcla 2	% Separación Mezcla 3	% Separación Mezcla 4	% Separación Mezcla 5
0	58	74	70	70	70
10	60	74	70	70	70
20	60	76	72	70	70
30	60	76	72	70	70
40	60	76	72	70	70
50	60	76	72	72	72
60	60	76	72	72	72

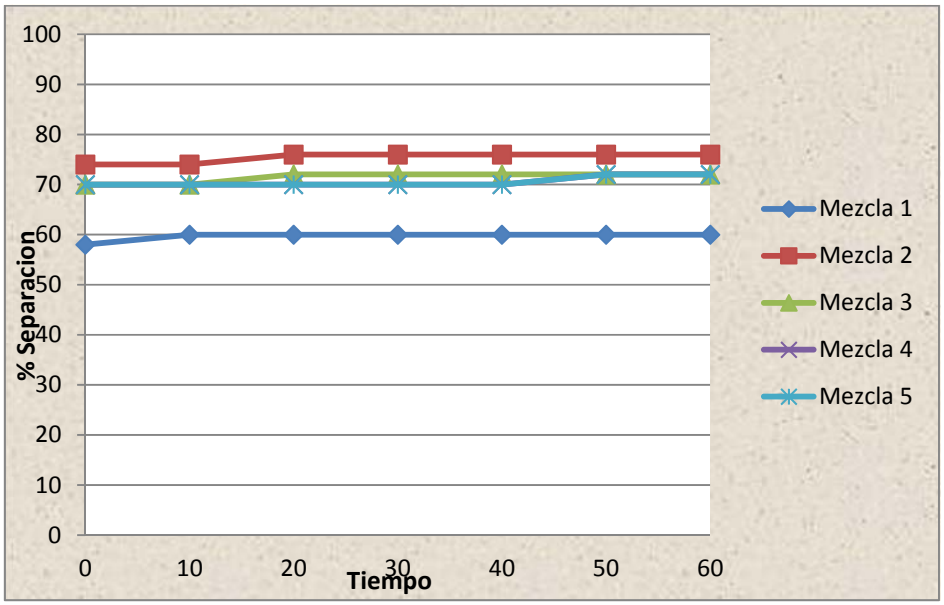


Figura 1: Mezcla del crudo Seboruco 9 y diferentes aguas

La tabla 3 y figura 1 muestran los resultados obtenidos de la compatibilidad realizada a temperatura de 50 ºC entre el crudo Seboruco 9 y las diferentes aguas. Cuando se mezcla este crudo con agua de la batería de Boca Jaruco, el % de separación que se obtiene es bajo entre 58-76 %, hay presencia de agua emulsionada (entre 30-40 %). La separación en todos los casos fue instantánea manteniéndose casi constante durante el tiempo del ensayo

En la tabla 4 se observan los resultados de compatibilidad del crudo Seboruco 11 y las diferentes aguas

Mezcla 1: Crudo Seboruco 11 y Agua de Boca Jaruco

Mezcla 2: Crudo Seboruco 11 y Agua de Puerto Escondido

Mezcla 3: Crudo Seboruco 11 y Agua Salada de Santa Cruz

Mezcla 4: Crudo Seboruco 11 y Agua del canal Termoeléctrica Santa Cruz

Mezcla 5: Crudo Seboruco 11 y Agua de capa Tarará. Bacuranao

Tabla 4: Compatibilidad a 50ºC del crudo Seboruco 11 con diferentes aguas

Tiempo (min)	% Separación Mezcla 1	% Separación Mezcla 2	% Separación Mezcla 3	% Separación Mezcla 4	% Separación Mezcla 5
0	74	68	82	82	82
10	76	68	82	82	82
20	76	68	84	84	82
30	76	68	84	84	84
40	76	70	84	84	84
50	76	70	84	84	84
60	76	70	84	84	84

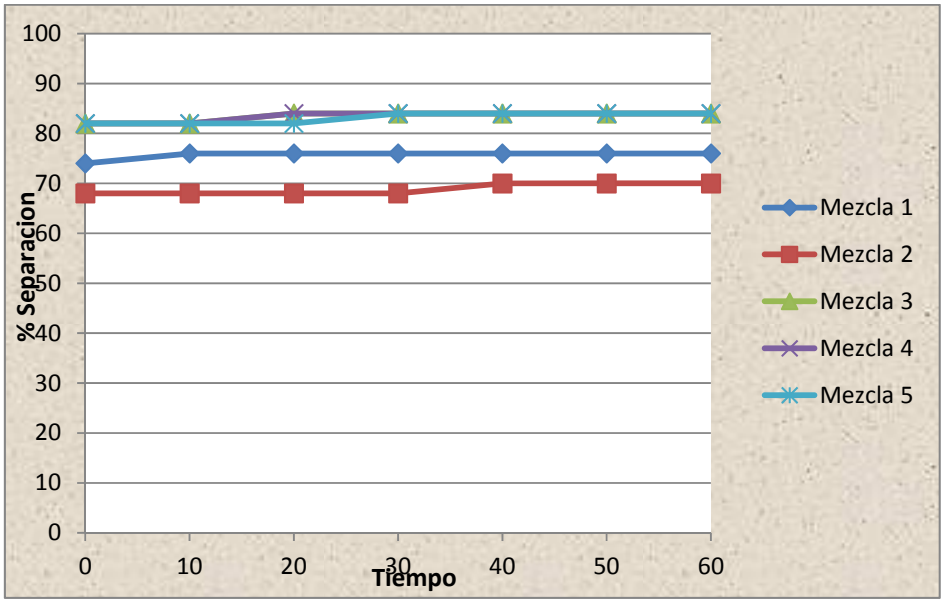


Figura 2: Mezcla del crudo Seboruco 11 y diferentes aguas

En la tabla 4 y figura 2 se exponen los resultados obtenidos de la compatibilidad realizada a temperatura de 50 ºC entre el crudo Seboruco 11 y las diferentes aguas. Se observa que el menor porciento de separación fue con el agua de Puerto Escondido (70%), con el agua de la batería de Boca Jaruco se obtuvo un 76% de separación mientras que para las demás aguas se obtuvo un 84%. La separación en todos los casos fue instantánea manteniéndose casi constante durante el tiempo del ensayo

La tabla 5 muestra los resultados de compatibilidad del crudo Seboruco 15 y las diferentes aguas

Mezcla 1: Crudo Seboruco 15 y Agua de Boca Jaruco

Mezcla 2: Crudo Seboruco 15 y Agua de Puerto Escondido

Mezcla 3: Crudo Seboruco 15 y Agua Salada de Santa Cruz

Mezcla 4: Crudo Seboruco 15 y Agua del canal Termoeléctrica Santa Cruz

Mezcla 5: Crudo Seboruco 15 y Agua de capa Tarará. Bacuranao

Tabla 5: Compatibilidad a 50ºC del crudo Seboruco 15 con diferentes aguas

Tiempo (min)	% Separación Mezcla 1	% Separación Mezcla 2	% Separación Mezcla 3	% Separación Mezcla 4	% Separación Mezcla 5
0	70	78	78	78	78
10	70	78	78	78	78
20	70	80	78	80	80
30	72	80	80	80	80
40	72	80	80	82	80
50	72	80	80	82	82
60	72	80	80	82	82

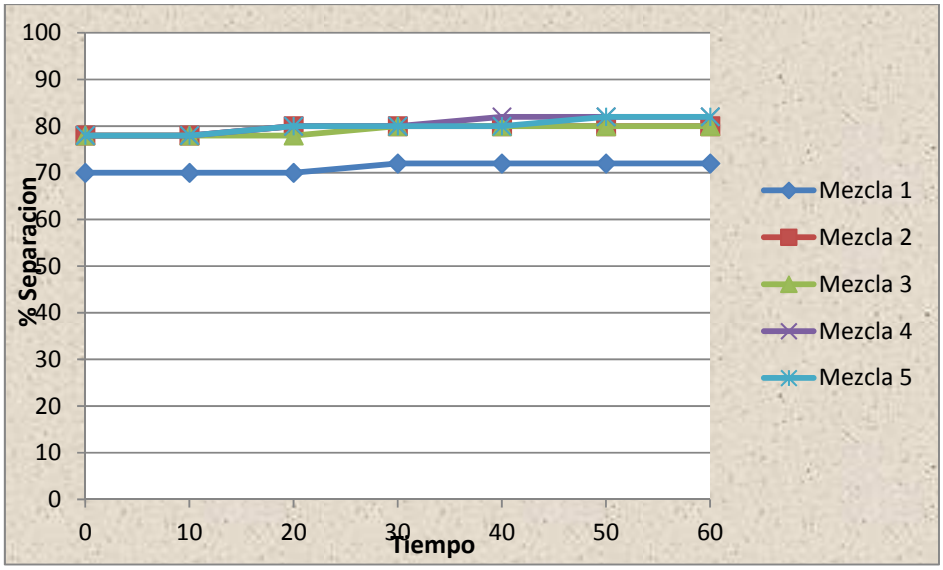


Figura 3: Mezcla del crudo Seboruco 15 y diferentes aguas

En la tabla 5 y figura 3 se observan los resultados obtenidos de la compatibilidad realizada a temperatura de 50 ºC entre el crudo Seboruco 15 y las diferentes aguas. La separación de las aguas en todos los casos estuvo entre 72-82%, la presencia de emulsión fue mínima (20-28%). La separación de la fase acuosa en todos los casos fue instantánea manteniéndose casi constante durante el tiempo del ensayo.

En la tabla 6 se muestran los resultados de compatibilidad del crudo Seboruco 102 y las diferentes aguas

Mezcla 1: Crudo Seboruco 102 y Agua de Boca Jaruco

Mezcla 2: Crudo Seboruco 102 y Agua de Puerto Escondido

Mezcla 3: Crudo Seboruco 102 y Agua Salada de Santa Cruz

Mezcla 4: Crudo Seboruco 102 y Agua del canal Termoeléctrica Santa Cruz

Mezcla 5: Crudo Seboruco 102 y Agua de capa Tarará. Bacuranao

Tabla 6: Compatibilidad a 50ºC del crudo Seboruco 102 con diferentes aguas

Tiempo	% Separación	% Separación	% Separación	% Separación	% Separación

(min)	Mezcla 1	Mezcla 2	Mezcla 3	Mezcla 4	Mezcla 5
0	90	88	94	94	96
10	90	88	94	94	96
20	90	90	94	94	96
30	92	90	94	96	98
40	92	92	96	96	98
50	94	92	96	96	98
60	94	92	96	96	98

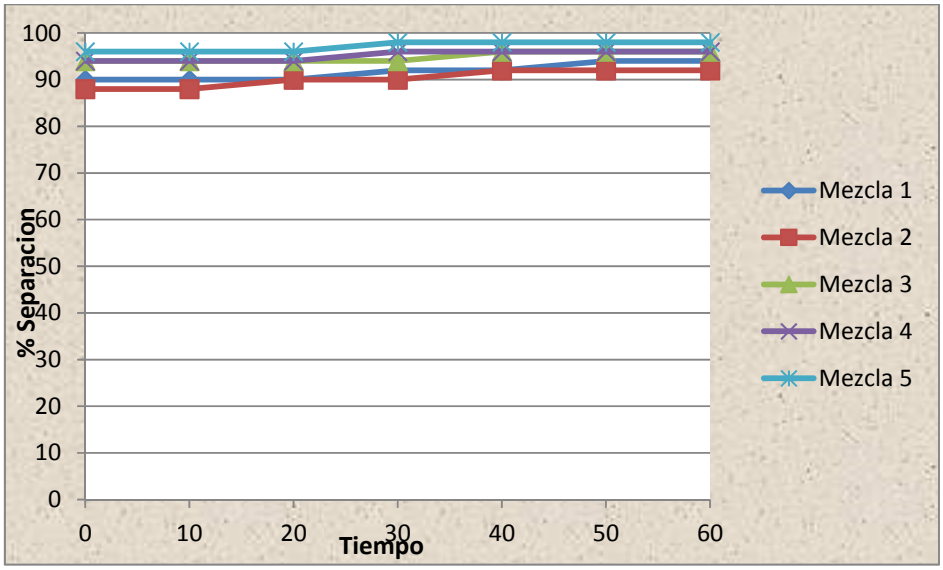


Figura 4: Mezcla del crudo Seboruco 102 y diferentes aguas

La tabla 6 y figura 4 reflejan las separaciones de la fase acuosa que se obtuvieron, en todos los casos fue más de un 90% de separación a los 30 minutos. La separación fue instantánea manteniéndose casi constante durante el tiempo del ensayo.

La tabla 7 muestra los resultados de compatibilidad del crudo Seboruco 160 y las diferentes aguas

Mezcla 1: Crudo Seboruco 160 y Agua de Boca Jaruco

Mezcla 2: Crudo Seboruco 160 y Agua de Puerto Escondido

Mezcla 3: Crudo Seboruco 160 y Agua Salada de Santa Cruz

Mezcla 4: Crudo Seboruco 160 y Agua del canal Termoeléctrica Santa Cruz

Mezcla 5: Crudo Seboruco 160 y Agua de capa Tarará. Bacuranao

Tabla 7: Compatibilidad a 50°C del crudo Seboruco 160 con diferentes aguas

Tiempo	% Separación	% Separación	% Separación	% Separación	% Separación

(min)	Mezcla 1	Mezcla 2	Mezcla 3	Mezcla 4	Mezcla 5
0	76	80	82	78	80
10	78	80	82	78	80
20	80	80	82	80	80
30	80	80	84	80	80
40	80	82	84	80	82
50	80	82	84	80	82
60	80	82	84	80	82

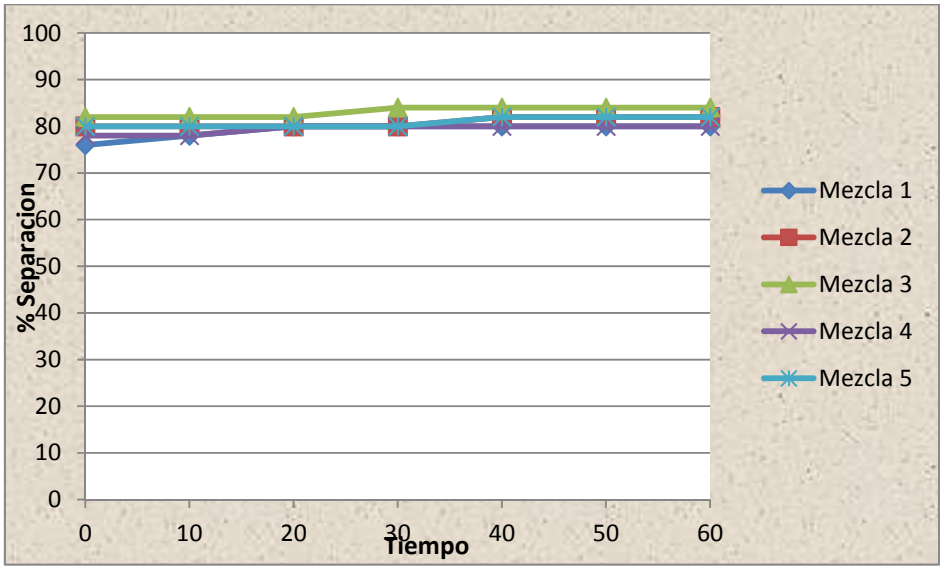


Figura 5: Mezcla del crudo Seboruco 160 y diferentes aguas

En la tabla 7 y figura 5 se presentan las separaciones de la fase acuosa obtenidas, el porciento de separación estuvo entre 80-84, la presencia de emulsión fue mínima (16-20%). La separación fue instantánea manteniéndose casi constante durante el tiempo del ensayo.

CONCLUSIONES

- La caracterización físico-química de los petróleos Seboruco 9, 11, 15, 102 y 160 demuestraron que son crudos extra pesados con elevado contenido de asfaltenos y viscosidad.
- La evaluación de las aguas como fluido de control indicó pH neutro o ligeramente ácido para la mayoría de las aguas excepto las de la Batería Boca Jaruco y Puerto Escondido donde el pH es básico. El contenido de sólidos totales, conductividad, y NaCl fue elevado en todos los casos.
- El estudio de compatibilidad de las mezclas crudo/agua demostró que los resultados son favorables para la mayoría de los crudos y sus mezclas excepto para el seboruco 9 donde el porciento de separación fue bajo por favorecer la formación de emulsión entre un 30 y 40 % del volumen total.
- Se demostró que las aguas estudiadas pueden ser empleadas como fluidos de control para los crudos estudiados excepto para el petróleo Seboruco 9.

RECOMENDACIONES

- ✓ Profundizar en la caracterización físico química de los crudos y los fluidos de control estudiados.

BIBLIOGRAFÍA

1. Wauquier J.P. “Separation Process”. ISBN: 2-7108-0686-X. Ed. Technip. 388-417; 2000.
2. Wauquier J.P., “El Refino Del Petróleo”. ISBN: 84-7978-623-X. Ed. Díaz Santos, S.A. 2004.
3. Yarranton H., Alboudwarej H., Jakher R., Ind. Eng. Chem. Res., 39, 8 (2000), 2916.
4. José Lluch Urpí., “Tecnología y margen del refino de petróleo”.2008.

EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ACARREO CON LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE RELACIÓN DE TRANSPORTE

Alicia Cre mé Espinosa [(1)], E dgar Geo rge, Guad alupe Rodrígu ez, Yisell Ro dríguez, Miriam Legón

1. Centro de investigación del petróleo, Churruca # 481 Cerro, Habana, Cuba.
ZIP 20000, E-mail: alicia@ceinpet.cupet.cu, ZIP

RESUMEN

Una insuficiente limpieza del agujero es un factor determinante en la ocurrencia de eventos indeseables durante la perforación de pozos de petróleo, entre los que se encuentran: pegaduras de herramientas, altos torques y arrastres. Existen dos métodos analíticos para la predicción y evaluación de la eficiencia de limpieza del agujero en los pozos verticales e inclinados: el de la concentración volumétrica de los recortes en el espacio anular y el de la relación de transporte, existe también un criterio empírico donde la viscosidad a baja tasa de corte debe ser igual al diámetro de la fase. El presente trabajo tuvo como objetivo evaluar la capacidad de limpieza del lodo en la sección 311 mm en un pozo del yacimiento Seboruco, a partir de la medición de las propiedades reológicas a diferentes velocidades de cizallamiento, densidad y parámetros operacionales ángulo de inclinación, velocidad de perforación y caudal de bombeo. Los métodos empleados corresponden a las especificaciones ISO 10414-1 y la IADC/SPE. La aplicación del método de cálculo de la relación de transporte permitió la determinación de la eficiencia en el transporte de cortes y la evaluación de productos acarreadores y viscosificadores para el incremento del punto de cedencia a baja tasa, garantizando la limpieza del agujero, así como su comparación con el criterio empírico.

ABSTRACT

An insufficient cleaning of hole is a determining factor for occurrence of undesirable event during the drilling of the oil well, for example: Stuck pipe, High torque and Dragging. There are two analytical methods for to predict and to evaluate the efficiency in the cleaning of hole in vertical and inclined wells: volumetric concentration of the cuttings in the annular space and the transport rate method. Also there is an empiric method where the viscosity at low rate shear must be equal to the diameter of the phase. The objective of this project is to evaluate the cleaning ability of the fluid in the 311 mm section in one of the Seboruco's oilfield well, from the measuring of the rheological properties to different speeds of shearing, density and operational parameters, inclination angle, drilling speed and pumping volume flow. The methods used belong to ISO 10414-1 and IADC/SPE specifications. The application of the transport rate calculation method allow us to determinate the efficiency in the cuttings transport and the evaluation of the carriers and viscosifier products for the increment of the yield point at low-rate, guaranteeing the cleaning of the hole, as well as its comparison with the empiric criteria.

INTRODUCCIÓN

Numerosas investigaciones y artículos técnicos se han dedicado a la limpieza del pozo, sin embargo el primer artículo referente a este tema fue escrito en 1950 donde William y Bruce publicaron un documento para direccionar la capacidad de arrastre de recortes de los fluidos de perforación.
Los primeros trabajos se enfocaron a la remoción de los recortes en pozos verticales, pero en los últimos 20 años los esfuerzos de la perforación han estado enfocados a la perforación direccional y de largo alcance.
Existen dos métodos analíticos para la predicción y evaluación de la eficiencia de limpieza del agujero en los pozos verticales e inclinados: concentración volumétrica de los recortes en el espacio anular y relación de transporte. Mitchell. J. (2004).
Nuestro trabajo se enfocará en el empleo del método de relación de transporte para la evaluación de un fluido empleado en la fase 311 mm, donde la cantidad de cortes que se evacúan del caño del pozo

está en función de la velocidad de perforación y el transporte hacia la superficie y este a su vez depende de un número considerable de variables: propiedades reológicas del fluido y densidad, tamaño, forma y densidad de los cortes, ángulo de inclinación, caudal de bombeo y geometría del pozo, debido a la cantidad de variables involucradas se hace complejo obtener una solución exacta.

La inadecuada limpieza del caño del pozo conduce a eventos indeseables que dificultan el proceso de perforación. Si se aplica el método de relación de transporte sobre la base del análisis de parámetros reológicos e hidráulicos, se determinara la eficiencia de limpieza del caño del pozo y permitará asegurar, con la adición de productos modificadores de viscosidad, los parámetros reológicos necesario que aseguren una efectiva limpieza del caño de pozo y minímicen los eventos indeseables durante la perforación.

MATERIALES Y MÉTODOS

Materiales.

a) Muestras de lodo del pozo
b) GW-XC (viscosificador).
c) Yield Plus (viscosificador).
d) HVP (acarreador de cortes).

Equipamiento.

a) Balanza analítica.
b) Equipamiento del laboratorio.
c) Reómetro.
d) Prensa filtro a temperatura ambiente y 100 Psi.
e) Retorta

Métodos.

Análisis Documental.

a) Reportes diario de perforación de los pozos evaluados.
b) Reportes diario de fluidos de perforación de los pozos evaluados.
c) Bibliografía referente al tema.

Análisis físico – químico.

a) Ensayos de campo para fluidos de perforación según las especificaciones ISO 10414-1:2008(E).
b) Procedimiento gráfico para determinar la limpieza del caño del pozo. IADC/SPE publicado con el número 27486.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Evaluación de la limpieza del agujero durante la perforación de la fase 12 ¼. Aplicando el método de relación de transporte.

Para evaluar la limpieza del agujero en la fase 311 mm, se calculó el flujo teórico y se compara con el flujo real de la perforación. A partir de los parámetros del lodo viscosidad plástica, punto de cedencia y densidad, se determina el índice de transporte y el factor reológico. Con estos parámetros y la ayuda de los gráficos para la limpieza del agujero se calcula el caudal de flujo teórico. El caudal de flujo real debe ser mayor que el calculado para garantizar una buena limpieza en el espacio anular.

Procedimiento gráfico para determinar los requerimientos de la limpieza del agujero.

(SPE-27486)

1. Seleccionar uno de los tres tamaños de agujero
- 444.5 mm
- 311 mm
- 215.9 mm

2. Proporcionar el factor de reología apropiada del gráfico. Usando la viscosidad plástica y el valor de punto de cedencia y leer el factor reológicos RF.

3. Obtener el factor del ángulo AF.

Tabla I. Factor del ángulo

Angulo del agujero	Factor del Angulo
25	1.51
30	1.39
35	1.31
40	1.24
45	1.18
50	1.14
55	1.10
60	1.07
65	1.05
70-80	1.02
80-90	1.00

4. Calcular el índice de transporte TI, usando la siguiente ecuación.

$$TI = RF * AF * MW$$

Donde:
TI= Relación de transporte.
RF= Factor reológico obtenido del gráfico de limpieza del agujero.
MW= Peso del lodo g/cm^3.

5. Usar el índice de transporte calculado en la figura de la derecha para encontrar la mínima velocidad del flujo para la velocidad de penetración deseada o bien la máxima velocidad de penetración para una velocidad de flujo en particular.

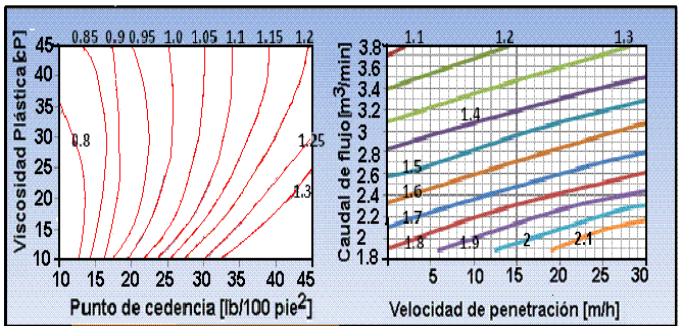


Figura 1 Para la limpieza de agujeros de 311mm

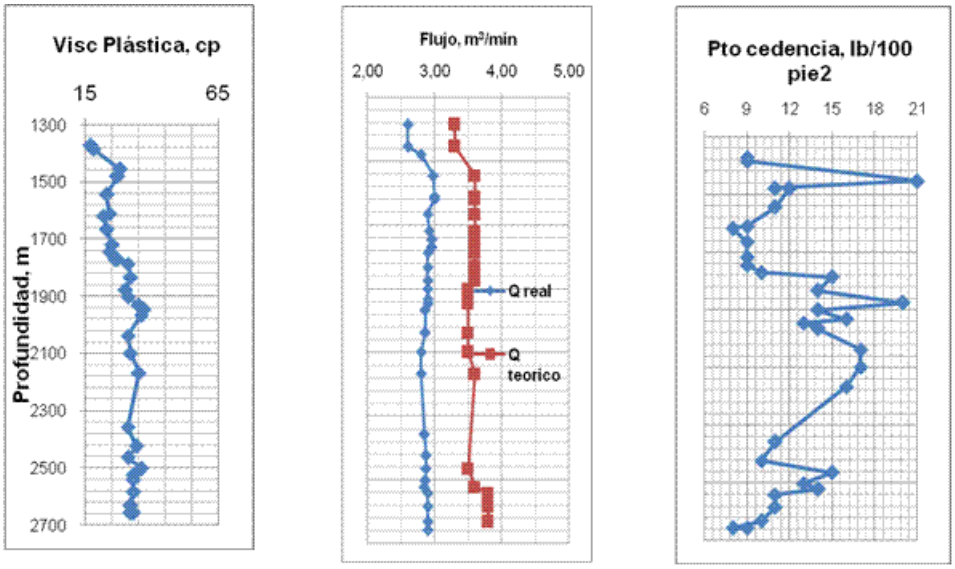


Figura 2 Parámetros de lodos y operacionales a lo largo de la fase.

Resultados obtenidos.

- Los valores de viscosidad plástica y punto de cedencia del fluido no garantizan un índice de transporte y un caudal de flujo que logre la limpieza del agujero. (Ver Anexo1)

- El caudal de flujo teórico calculado por la relación de transporte es mayor que el caudal de flujo real del pozo, lo que provoca una mala limpieza de los corte en el agujero. (Figura 2)

- El fluido empleado durante la perforación de la fase 311 mm no garantiza una buena limpieza del caño del pozo.

Evaluación de las propiedades reológicas de muestras de fluido del pozo.

Durante la perforación de la sección 311 mm pozos del yacimiento Seboruco presentaron problemas con el acarreo de los cortes hacia la superficie. A solicitud de la DIPP se envíaron muestras de lodo al laboratorio de fluidos de perforación para el mejoramiento de las propiedades de acarreo.

A las muestras se le determinaron los parámetros reológicos, aplicándose el método de relación de transporte apartir de las propiedades de viscosidad plástica, punto de cedencia, ángulo del pozo y densidad del fluido.

Dentro de los perforadores se maneja un criterio empírico para garantizar el acarreo de los cortes que plantea: el punto de cedencia a baja tasa de corte del fluido debe ser igual o mayor que el diámetro de la fase perforada, en nuestro caso es 12.25 pulgadas, considerando este valor en lb/100pie^2 se multiplica por el factor de conversión 0.479 para llevar a Pascal, el valor empírico es 6 Pa, tomándose como comparación con los resultados obtenido por el método analítico.
Tabla II Mediciones reológicas del lodo polímero/ KCL del pozo.

Propiedades reológicas a 50°C

Nº de Muestra	**1**	**2**	**3**	**4**
Lectura a 600, rpm	92	92	87	60
Lectura a 300, rpm	55	59	50	35
Lectura a 200, rpm	41	45	37	26.5
Lectura a 100, rpm	25	29	24	17
Lectura a 60, rpm	18	22	18	12
Lectura a 30, rpm	11	15	12	9
Lectura a 6, rpm	4	8	6	4
Lectura a 3, rpm	3	7	5	3
Gel a 10 s., Pa	1.0	2.4	1.9	3
Gel a 10 min. Pa	4.8	12.9	7.7	3.8
Visc.Aparente, mPa.s	46	46	43.5	30
Visc.Plástica, mPa.s	37	33	37	25
Pto. cedencia, Pa	8.6	12.45	6.2	4.8
Pto cedencia a baja tasa (Pa)	1.0	2.9	1.9	1.0
Densidad, g/cm3	1.46	1.51	1.48	1.40

Nota: Las muestras de lodo analizadas se muestrearon a la salida del pozo.

Método de Relación de transporte aplicado a las muestras de lodo

Tabla III Relación de transporte de las muestras de lodo.

Muestra	**1**	**2**	**3**	**4**
Viscosidad plástica , cp	37	33	37	25
Punto de cedencia, Pa	8.6	12.45	6.2	4.8
Densidad, g/cm^3	1.46	1.51	1.48	1.40
Factor de reológico, (RF)	0.92	1.02	0.83	0.7
Factor del angulo, (AF)	1.02	1.02	1.02	1.02
Indice de transporte, (TI)	1.37	1.57	1.253	0.999
Caudal de flujo, m^3/min	**3.05**	**2.5**	**3.35**	**< 3.8**

Caudal de flujo promedio del pozo = 2.87 m^3/min

Resultados obtenidos.

- Los fluidos evaluados por el método de relación de transporte, arrojaron que el caudal de flujo que demanda estos fluidos es mayor, que el caudal de flujo del pozo, por lo que los cortes no pueden ser acarreados eficientemente dentro del pozo y la limpieza del mismo no es buena. (Ver Tabla III)

- El punto de cedencia a baja tasa de corte para las muestras de lodo analizadas es bajo por debajo del valor empírico de 6 Pa. (Ver Tabla II).

- Se observó que la muestra 3, tiene mayor densidad y un punto de cedencia a baja tasa mayor, pero nunca igual al valor impírico de 6 Pa, sin embargo el caudal de flujo determinado por el método de relación de transporte es menor que el caudal que opera el pozo, por lo que este fluido favorece el acarreo de los cortes a la superficie.

- La densidad es un parámetro a tener en cuenta en la mejora de la limpieza del caño siempre y cuando las condiciones geológicas lo permitan.

Evaluación de acarreadores de cortes en el fluido para mejorar la limpieza en el agujero.

Para dar solución a la complejidad durante la perforación de la sección 311 mm con el acarreo y limpieza del caño del pozo en esta zona se decide mejorar las propiedades de acarreo con la adición de aditivos que mejoren los parámetros de viscosidad plástica y punto de cedencia. Evaluándose un acarreador y comparando los resultados del mismo con dos viscosificadores.

Tabla IV Evaluación y comparación de un acarreador con viscosificadores.

Propiedades Reológicas	**Lodo**	**HVP**			**GW-XC**			**Yield Plus**		
	1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
Visc a 600 rpm	60	75	91	102	79	95	107	83	103	112
Visc a 300 rpm	36	49	60	69	51	65	76	53	70	79
Visc a 200rpm	28	37	47	56	40	51	63	41	56	64
Visc a 100 rpm	18	25	32	39	27	35	44	27	39	45
Visc a 60 rpm	13	19	25	30	20	27	35	21	30	35
Visc a 30rpm	9	14	18	22	14	19	26	14	22	26
Visc a 6 rpm	4	7	9	11	8	9	13	7	11	14
Visc a 3 rpm	4	6	8	9	6	8	11	6	9	11
Gel 10 seg.	4	6	7	9	6	8	11	6	9	10
Gel 10 min.	9	13	16	20	12	15	21	9	17	23
Visc plástica, cp	24	26	31	33	28	30	31	30	33	33
Visc. aparente, mPa.s	30	37,5	45,5	51	39,5	47,5	53,5	41,5	51,5	56
Pto. cedencia, Pa	5.75	11.02	13.9	17.2	11.02	16.76	21.5	11.02	17.7	22.03
Pto cedencia a baja tasa, Pa	**1.9**	**2.4**	**3.35**	**3.35**	**1.9**	**3.35**	**4.3**	**2.4**	**3.35**	**3.8**

1- Lodo base + 1 ml de antiespumante.	6- 5+0,5 g/l de XC + 1ml de antiespumante
2- 1+ 0,5 g/l de HVP + 1 ml de antiespumante.	7- 6+0,5 g/l de XC+ 1ml de antiespumante
3- 2+0,5 g/l de HVP + 1ml de antiespumante	8-1+0,5g/l de Yield plus+1ml de antiespumante
4- 3+0,5 g/l de HVP+ 1ml de antiespumante.	9- 8+0,5 g/l de Yield plus +1ml de antiespumante.
5-1+ 0,5 g/l de XC + 1 ml de antiespumante	10-9+0,5 g/l de Yield plus+1ml de antiespumante.

Tabla V Método de relación de transporte del fluido mejorado.

Muestra	**3**	**4**	**6**	**7**	**9**	**10**
Punto cedencia, Pa	13.9	17.2	16.76	21.5	17.7	22.03

Viscosidad plástica, cp	31	33	30	31	33	33
Factor de reológico, (RF)	1.06	1.14	1.15	1.24	1.16	1.24
Factor del angulo, (AF)	1.02	1.02	.1.02	1.02	1.02	1.02
Indice de transporte, (TI)	1.52	1.63	1.64	1.77	1.66	1.77
Caudal de flujo, m^3/min	**2.6**	**2.4**	**2.38**	**2.1**	**2.3**	**2.1**

Caudal de flujo promedio del pozo = 2.87 m^3/min

Resultados obtenidos.

- El caudal de flujo que requiere el fluido debido al incremento del punto de cedencia a baja tasa de corte, es menor que el caudal de flujo promedio del pozo, lo que garantiza una buena limpieza en el agujero.
- El punto de cedencia a baja tasa de corte del lodo evaluado aumenta con la adición de 1g/l del acarreador o del viscosificador.

- El valor del punto de cedencia a baja tasa de corte es un poco más de la mitad del valor empirico de 6 Pa y sin embargo por el método analítico, el caudal de flujo calculado es menor que el caudal de flujo en el pozo, lo que facilita el ascenso de los cortes.

- Los resultados obtenidos infieren que el valor empírico, está sobrediseñado, ya que para alcanzar un valor de punto de cedencia a baja tasa de 6 Pa, se necesita aumentar los parámetros reológicos del fluido, este incremento demanda una mayor potencia de los equipos de bombeo, que puediera provocar problemas tecnológicos o geológicos.

CONCLUSIONES

1. Se evaluó la capacidad de limpieza del lodo en la sección 311 mm aplicando el método de relación de transporte, determinándose que el caudal de flujo real del pozo es menor que el caudal calculado, por lo que no se garantizó una buena limpieza del caño.

2. Se evaluaron muestras de lodo del pozo en el laboratorio, arrojando valores bajos de punto de cedencia a baja tasa de corte y caudales de flujos por cálculo, mayores, que el real del pozo.

3. Se logró aumentar el punto de cedencia a baja tasa y variar el caudal de flujo, con la adición de 1 g/l de acarreador o viscosificador.

BIBLIOGRAFÍA

ISO 10414-1:2008(E) Petroleum and gas industries- Field testing of drilling fluids.
Legón, M., George. E., Cremé. A. 2011 Informe Etapa 11 proyecto 2904. Evaluación de complejidades durante la perforación, manejo de fluidos empleados y su vinculación con la calidad y los costos. Archivo técnico Ceinpet.
Mitchell, J. 2004. Perforando sin problema, Mexico, D. F.: Comercializadora Greco, S.A. de CV, 59p.
Simple Charts to Determine Hole Cleaning Requirements: https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-27486.

ANEXO 1. Parámetros del fluido y operacionales de la fase 12 ¼ del pozo

Profundidad(m)	Q real (m3/min)	Angulo(°)	Viscosidad Plástica (cP)	Punto cedencia (Lb/100 pie2)	Factor Reológico	Factor de Ángulo	Densidad(g/cm^3)	Índice de Transporte	ROP (m/h)	Q teórico (m^3/min)
1385	2,60	56.8	18	9	0,8	1,09	1,40	1,22	2,00	3,3
1454	2,60	63.9	28	21	0,86	1,06	1,40	1,28	5,00	3,3
1479	2,80	66.3	27	11	0,77	1,04	1,40	1,12	1,60	se pasa
1545	2,98	73.0	23	11	0,77	1,02	1,44	1,13	3,50	3,6
1611	3,00	76.0	24	9	0,76	1,02	1,43	1,11	3,70	3,6
1618	3,00	76.40	22	8	0,75	1,02	1,43	1,09	2,50	3,6
1666	2,90	77.80	23	9	0,76	1,02	1,43	1,11	2,50	3,6
1719	2,92	75.80	25	9	0,76	1,02	1,43	1,11	2,80	3,6
1746	2,96	74.80	24	9	0,76	1,02	1,44	1,12	1,95	3,6
1770	2,96	74.30	27	10	0,75	1,02	1,44	1,10	1,70	3,6
1787	2,90	77.9	31	15	0,79	1,02	1,45	1,17	3,40	3,6
1834	2,90	77.9	32	14	0,79	1,02	1,45	1,17	3,20	3,6
1876	2,90	78.3	30	20	0,84	1,02	1,45	1,24	1,70	3,6
1901	2,90	77.8	31	14	0,79	1,02	1,47	1,18	4,90	3,5
1933	2,90	77.6	35	16	0,8	1,02	1,45	1,18	2,40	3,5
1946	2,90	76.9	37	13	0,76	1,02	1,47	1,14	2,60	3,5
1966	2,86	75.7	36	14	0,76	1,02	1,45	1,12	8,00	se pasa
2038	2,86	74.8	31	17	0,82	1,02	1,45	1,21	5,36	3,5
2099	2,80	76.5	32	17	0,82	1,02	1,46	1,22	8,70	3,5
2167	2,80	76.00	35	16	0,81	1,02	1,45	1,20	8,00	3,6
2358	2,85	76.4	31	11	0,75	1,02	1,46	1,12	9,35	se pasa
2424	2,87	76.4	34	10	0,75	1,02	1,46	1,12	10,50	se pasa
2464	2,87	76.4	31	15	0,8	1,02	1,46	1,19	4.2	3,5

2502	2,86	76.5	36	13	0,74	1,02	1,46	1,10	8.07	se pasa
2522	2,85	76.2	33	14	0,79	1,02	1,48	1,19	8.15	3,6
2541	2,90	75.5	33	11	0,74	1,02	1,48	1,12	2.8	3,8
2584	2,90	76.7	33	11	0,74	1,02	1,48	1,12	2.6	3,8
2632	2,90	76.4	32	10	0,74	1,02	1,48	1,12	2.6	3,8
2657	2,90	75.5	33	8	0,7	1,02	1,50	1,07	2.6	se pasa
2657	2,90	75.5	32	9	0,71	1,02	1,51	1,09	2.6	se pasa

EFECTO DE LA ADICIÓN DE ZEOLITA EN EL CEMENTO FRAGUADO EN PRESENCIA DE FORMACIONES CON GASES ACIDOS EN POZOS DE PETRÓLEO Y GAS

Ana María Rodríguez Pérez, José A. Goicochea, Miriam Legón, Ramón Acosta, Alicia Cremé, Hernán Velázquez, Irelys E. Chávez, Guadalupe Rodríguez, Yisell L. Rodríguez

Centro de investigación del petróleo, Churruca # 481 Cerro, Habana, Cuba

RESUMEN

Durante la perforación y la cementación se presentan complejidades que inciden directamente en la calidad de las cementaciones y el mejor aislamiento en los pozos, entre las cuales se encuentran la presencia de gases ácidos, siendo necesario realizar cementaciones con lechadas de cemento o tapones de abandono con zeolita como aditivo silíceo y aditivos para combatir la migración de gas, pero se desconoce el grado de deterioro que sufre el cemento fraguado, por lo que el objetivo de este trabajo es evaluar el efecto de la adición de la zeolita en el cemento fraguado en pozos de petróleo con presencias de gases ácidos. Se evalúa la lechada de cemento con la adición de la zeolita mediante las normas ISO y el efecto de los gases agrios sobre el cemento fraguado desde el punto de vista macro del cemento (resistencia a la compresión, pérdida de peso y profundidad de carbonatosidad, así como en su micro estructura, mediante microscopía electrónica de barrido (MEB), espectroscopía de energía dispersiva de rayos X (EDS) y determinación de porosidad. Entre los resultados obtenidos se evidencia corrosión en los núcleos que contienen zeolita como fuente de sílice en lechadas para evitar el deterioro del cemento fraguado en presencia de formaciones con gases ácidos y se necesita evaluar formulaciones de lechadas de cemento con el empleo de zeolita donde la relación agua/cemento sea menor y otras concentraciones de zeolita.

ABSTRACT

Effect of zeolite addition on the set cement in reservoir the oil and gas wells with presence of sour gases
During drilling and cementation are present problems that directly affect the quality of the cement sheath and best zonal isolation of the wellbores, among them could find the presence sour gases. On the other hand the cementations made with cement slurries and plug by zeolite addition and additive for fluid migration can occur, but don't be knows the grade of deterioration of set cement. The aim of the work is to evaluate the effect of addition of zeolite on the set cement on reservoirs with sour gases on oil and gas wells. The cement slurries with zeolite were evaluated by ISO standard and the effect on set cement was analyzed such as cement macro by compressive strength, weight loss and carbonation depth, and due to microstructure by Scanning Electronic Microscopy (SEM), Energy Dispersive X-Ray Spectroscopy (EDS) and porosity measurements. The results obtained evidence the corrosion of the nucleus with content zeolite as silice of source on cement slurries to avoid the deterioration of set cement due to presence of reservoir with sour gases. The cement slurries designs with adding zeolite where of water/cement ratio is lower and other concentration of the zeolite must be evaluated.

1. INTRODUCCIÓN

Durante las operaciones de perforación y cementación se presentan diferentes complejidades que inciden directamente en la calidad de las cementaciones y el mejor aislamiento en los pozos entre las cuales podemos mencionar la presencia de gases ácidos.

Dada la complejidad real de presencia de gas H_2S y CO_2 en los pozos del Yacimiento Habana del Este se produjo migración de gas, el cual puede ocurrir inmediatamente después de la cementación o antes de que fragüe el cemento, donde el gas viaja hacia zonas de más baja presión o hacia la

superficie, ocasionando la pérdida del control de pozo o contaminación de los acuíferos .Además se conoce que la presencia del contenido de sulfuro de hidrógeno (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2) en los gases debido a su carácter ácido de índole corrosivo en presencia de agua ocasionan cambios físico-químicos sobre el cemento colocado entre el revestidor de un pozo y la formación, afectando no solo a una de sus principales funciones, protección del revestidor contra la corrosión sino también desde el punto de vista de los costos operacionales, inversiones ,seguridad, salud de la población local y medio ambiente. (Bolívar *et al*., 2003, Centeno et al., 2006).

Para dar solución al problema de las cementaciones con esta característica se realizaron tapones de abandono temporal de los pozos, empleándose formulaciones de lechadas de densidad 1.80 g/cm^3 con aditivos antimigratorio de gas y zeolita como aditivo silíceo a una concentración de 5 % con el objetivo fundamental de cementar el anular proporcionando un aislamiento zonal efectivo, con el propósito de impedir la migración de estos gases y evitar la corrosión del anillo de cemento.

Debido a la magnitud del problema, a las lechadas de cemento para prevenir la migración de gas se evalúa y controlan propiedades fundamentales como pérdida de fluido, agua libre, fuerza de gel estática, entre otras. Sin embargo, no se ha realizado un estudio del deterioro del anillo de cemento fraguado desde el punto de vista de la calidad del anillo de cemento dado por su durabilidad en el tiempo.

Todo lo antes expuesto nos conlleva al siguiente problema científico, y a partir de este el diseño de la presente investigación:

1.1- PROBLEMA CIENTÍFICO

Las lechadas de cemento con adición de zeolita para prevenir la migración de gas se evalúan y controlan propiedades fundamentales como pérdida de fluido, agua libre, fuerza de gel estática, entre otras. Sin embargo, no se ha realizado un estudio del deterioro del anillo de cemento fraguado desde el punto de vista de la calidad del anillo de cemento dado por su durabilidad en el tiempo.
¿Cuál es el efecto de la adición de zeolita en el cemento fraguado en presencia de gases ácidos?

1.2- OBJETO CIENTÍFICO

Cemento fraguado

1.3- HIPÓTESIS

Si se evalúan las propiedades fundamentales de las lechadas de cemento con aditivo antimigratorio y silíceo y se evalúa el cemento fraguado mediante la determinación de la resistencia a la compresión, pérdida de peso y aplicación de técnicas novedosas como MEB, profundidad de carbonatosidad y porosidad, se obtiene la respuesta del efecto de la zeolita en el cemento fraguado ante la presencia de gases ácidos en los pozos de petróleo y se aseguran las cementaciones con la calidad requerida.

1.4- OBJETIVO

Evaluar el efecto de la zeolita como aditivo silíceo en el cemento fraguado para combatir la migración de gases ácidos en pozos de petróleo.

2-MATERIALES Y METODOS

2.1-Para la realización de este trabajo se empleó los materiales siguientes:

- Agua del laboratorio y aditivos para el control del filtrado, viscosidad, agua libre, retardador del tiempo de consistencia, antiespumante y control de la migración de gas de las firmas extranjeras DALON, DFS y producto nacional, la melaza como retardador.

- Zeolita micronizada del Yacimiento San Andrés Muestra (93/11) como aditivo silíceo para combatir la acción del H_2S y CO_2 sobre el anillo de cemento.

- Cemento Compósito (56/12) para el diseño de las formulaciones para evaluar la durabilidad del cemento fraguado.

- Agua de capa sintética según caracterización química de muestras de agua del Pozo Cojimar Profundo.

- Agua de capa sintética contaminada con H_2S y CO_2

2.2-Los métodos empleados para esta investigación fueron los siguientes:

- Evaluación de las propiedades de las lechadas según ISO 10426-2:2003, adic 2006.
- Microscopía electrónica de Barrido (MEB)
- Porosimetría de mercurio
- Profundidad de Carbonatación

3- RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Las puzolanas son minerales sólidos generalmente silicatos o aluminosilicatos, que careciendo de propiedades cementicias y actividad hidráulica por sí solos, son capaces de reaccionar a temperatura ambiente con la cal o hidróxido de calcio conocido como Portlandita u otras sales cálcicas en presencia de agua, para dar lugar a la formación por vía topoquímica de productos estables y prácticamente insolubles con propiedades y características similares a los formados durante el fraguado o hidratación del cemento portland, principalmente tobermoritas ($Ca_5 (H_2Si_6O_{18})\cdot 8H_2O$), fase del cemento que posee alta resistencia a la compresión e impermeabilidad. Rabilero (1988)

La puzolana que se emplea en este trabajo es la zeolita que son aluminosilicatos hidratados de cationes alcalinos y alcalinos térreos (potásicos, cálcicos y sódicos).Es un mineral formado de la alteracion de ceniza volcanica silicea.

3.1-Diseño de formulaciones para la cementación de tapones para los pozos Habana del Este con el empleo de la Zeolita

Las formulaciones están constituida por aditivos típicos para retardar el fraguado, dispersar y controlar el filtrado, además aditivo antimigratorios y zeolita, pero en este trabajo como forma comparativa se emplean dos aditivos antimigratorios: Migratex y DGC-3.

La composición de las lechadas de cemento se muestran en la tabla I, donde se formulan lechadas con y sin aditivo de zeolita para evitar la corrosión del anillo de cemento fraguado, siendo lechadas de densidad de 1.80 g/cm^3 debido a la adición de la zeolita se requiere adicionar a la lechada mayor cantidad de agua y se compara con una lechada convencional de una densidad de 1.90 g/cm^3

Se evalúan las propiedades fundamentales a las lechadas según las condiciones para el pozo HE-101: BHST= 73.2^o C BHCT= 61° C P_i = 845 psi BHP = 4950 psi y T= 40 min.

Las formulaciones 2 y 4 sin zeolita de densidad de 1.80 g /cm^3 se realizaron solamente para determinar las fases que se forman como modo de comparación con las formulaciones que presentan zeolita, ya que esta lechada sin la adición de la zeolita presentan sedimentación y altos valores de agua libre, no cumpliendo con los requerimientos para la cementación del tapón por lo tanto se emplearía una lechada convencional de densidad de 1.90 g/cm^3 formulaciones 5 y 6.

En la tabla I se muestra el diseño de las formulaciones 1 y 3 de densidad 1.80 g/cm^3 empleando la zeolita y dos aditivos antimigratorio: Migratex y DGC-3 se obtuvo propiedades reológicas similares y el filtrado se mantuvo en valores inferiores a 100 ml, estas propiedades son las de mayor control para que la lechada sea más estable para la cementación de zonas con presencia de gas.

Tabla I- Evaluación de las propiedades físicas de las Formulaciones con zeolita y aditivos antimigratorios.

Formulación	1	2	3	4	5	6
Aditivo Antimigratorio	**Migratex**		**DGC-3**		**Migratex**	**DGC-3**
Densidad, g/cm^3	**1,80**	**1,80**	**1,80**	**1,80**	**1.90**	**1.90**
DFL-1, % BWOC	0,50	0,50	0,50	0.50	0.4	0.4
Zeolita San Andrés,% BWOC	5,00	---	5,00	---	----	-----
Dispercem, % BWOC	0,50	0,50	0,50	0,50	0.4	0.4
Melaza.% BWOC	**0,10**	0,10	0,10	0,10	0.10	0.10
Migratex % BWOC	1,00	1.00	----	---	1.00	----
DGC-3, % BWOC	----	----	0,10	0,10	-----	0.10
No foam cem, l/m3 agua	2,00	2,00	2,00	2,00	2.00	2.00
Reologia L 300, rpm	47	39	46	38	150	86
L 200, rpm	33	28	32	27	105	64
L 100, rpm	19	15	18	16	66	36
L 30, rpm	8	6	8	8	34	15
L 6/3, rpm	3/1	2/1	4/3	3/2	19/15	7/4
Plastic Visc., cps	42	36	42	33	126	75
Yield Point,lb/100 pie^2	5	3	4	5	24	11
Gel 3 rpm 10 sec, lb/100 pie^2	1	2	1	1	11	3
Gel 3 rpm 1min, lb/100 pie^2	4	3	2	3	19	7
Gel 3 rpm 10 min, lb/100 pie^2	12	9	11	12	34	15
Filtrado, ml	66	40	66	52	64	46
Agua libre, %	**2.4**	**5.2**	**8.0**	**13.2***	0.4	0.8

Todas las formulaciones de densidad 1.80 g/cm^3 presentan altos valores de agua libre principalmente para las que contienen retardador DGC-3 en comparación con las formulaciones de densidad 1.90 g/cm^3, por lo que es necesario añadir aditivo control de agua libre.

3.2-Evaluación del efecto de los gases ácidos (CO_2 y H_2S) sobre el cemento fraguado

Una vez obtenidos todos los núcleos a evaluar se procede a realizar el ensayo, que estará divido en 3 partes:

(A)- Núcleo sin sumergir. (B)- Núcleos sumergidos en agua de capa sintética.
(C)- Núcleos sumergidos en agua de capa contaminada con H_2S y CO_2.

Los núcleos sumergidos, se evalúan a temperatura ambiente y presión atmosférica, durante un período de 28 días.

3.2.1- Microscopía Electrónica de Barrido (MEB)

La aplicación de la MEB permite la observación tridimensional de aspectos texturales a elevados aumentos. El principio que caracteriza el método investigativo, se rige por la comparación de las características morfológicas de los minerales con su composición química elemental que se determina con la aplicación de la EDX.

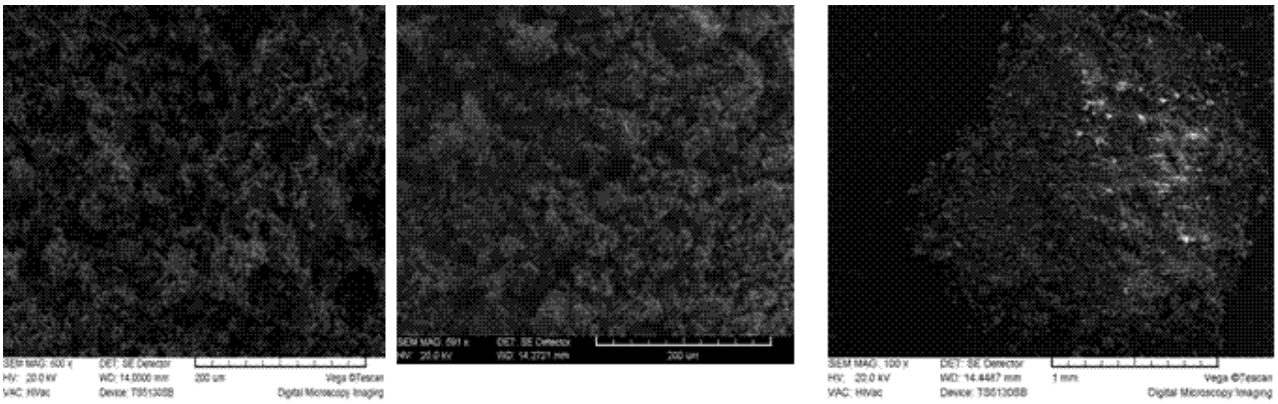


Gráfico 1- Imagen MEB de la muestra de cemento con zeolita sin sumergir (a), sumergido en agua de capa (b) y sumergido en agua de capa contaminada (c)

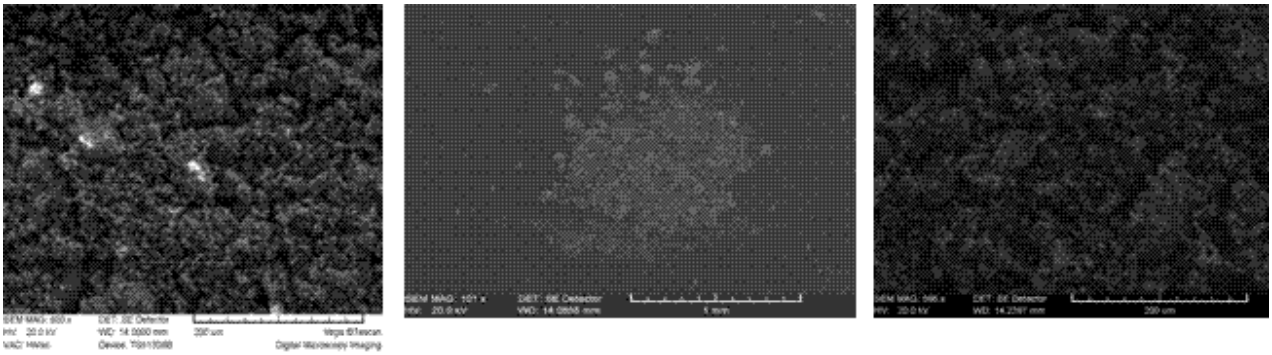


Gráfico 2- Imagen MEB de la muestra de cemento sin zeolita sin sumergir (a), sumergido en agua de capa (b) y sumergido en agua de capa contaminada (c)

En los estudios de MEB de los cementos sin sumergir gráfico 1 y 2 (a), se observó la perfecta formación de cristales aglomerados con una gran homogeneidad, estructura típica de silicatos, carbonatos y sulfatos, compuestos mayoritarios en la composición de los cementos. Además se aprecia que la morfología es homogénea en el tamaño y la forma de los cristales para todos los casos, que permite apreciar un tamaño de grano grande alrededor de 80 µm y partículas pequeñas de10 µm.

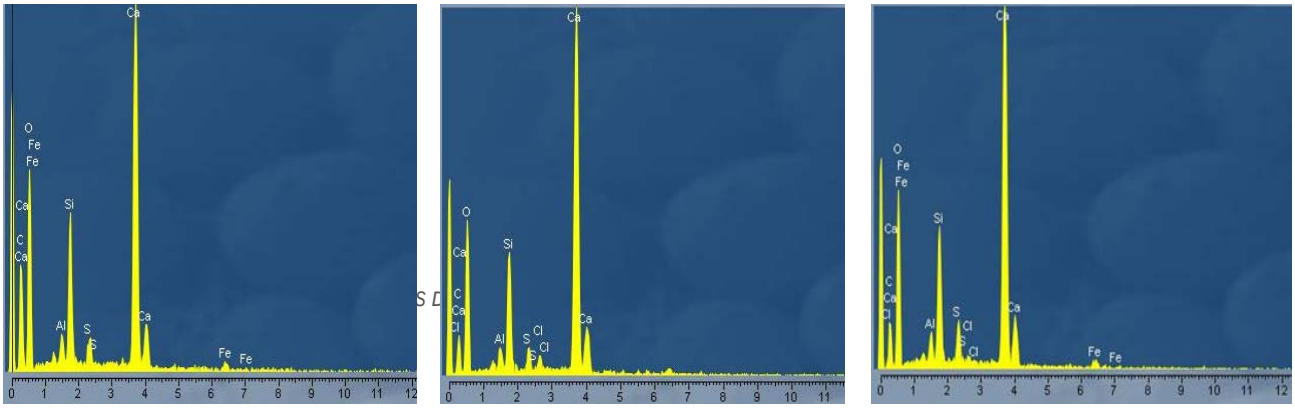


Gráfico 3- Espectro de la muestra de cemento con zeolita no sumergido (a), sumergido en agua de capa (b) y sumergido en agua de capa contaminada (c)

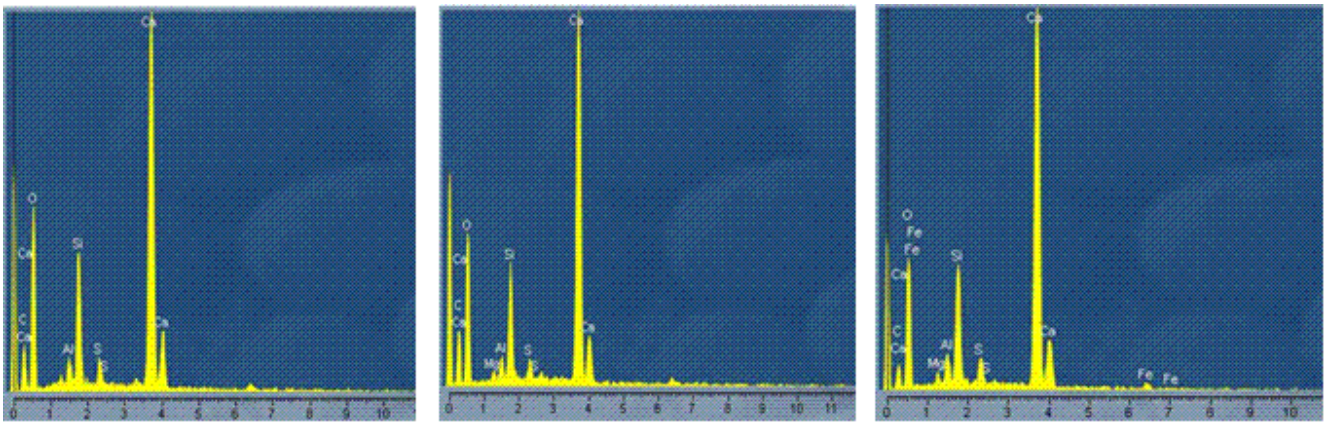


Gráfico 4- Espectro de la muestra de cemento sin zeolita no sumergido (a), sumergido en agua de capa (b) y sumergido en agua de capa contaminada (c)

En los espectros que se obtuvieron (gráfico 3 y 4) se detectan la presencia de calcio como componente mayoritario y se adjudica a las fases silicatadas. En orden decreciente se presentan también los elementos: aluminio, magnesio, azufre y hierro, que son componentes de los compuestos del clinker y aumenta los cloruros como elemento del medio (b) y(c) en las muestras con zeolita.

.

Los máximos correspondientes a los componentes principales de los cementos (O, Al, Si, S, Fe y Ca) se encuentran en una relación similar para todos los casos. En el caso de todas las muestras se observan valores inferiores para el C disminuyendo paulatinamente para cada medio, pueden ser debidos a la degradación por el efecto de la humedad.

Siendo el análisis de EDX un análisis semi-cuantitativo, la concordancia de estas relaciones demuestran que los núcleos están formados por óxido de calcio, dolomita, sulfato de calcio, silicatos de calcio, ferritoaluminato de calcio y aluminato de calcio.

3.2.2- Determinación de Porosidad

En el anillo del cemento fraguado, la fase sólida está constituida por los agregados, los hidratos y los granos de clincker sin hidratar. Mientras que la fase porosa contiene poros rellenos de aire ó agua, que presentan una forma geométrica muy compleja. Las mezclas cementicias al hidratarse en el tiempo, producen cambios en la micro estructura, que afectan a las propiedades físicas y químicas.

En la Tabla II se muestran los valores de volumen de poros menores y mayores de 75000 cm^3/g así como el volumen total de poros y el radio promedio de los poros.

Tabla II Volumen de poros de los núcleos sumergidos en los diferentes medios.

	Identificación				
	Núcleo sin sumergir	Núcleos sumergidos en agua de capa sintética		Núcleos sumergidos en agua de capa contaminada con H_2S y CO_2.	
	1	1	5	1	5
VP>75000 (cm^3/g)	0,1495	0,022	0	0,010	0
VP<75000 (cm^3/g)	0,2954	**0,27**	**0,192**	**0,286**	**0,22**
Radio medio (Å)	627,7	572,4	396,51	550,6	514,72
VP Total (cm^3/g)	0,445	0,29	0,192	0,296	0,22

Cuando se sumergen los núcleos en agua de capa en este caso el núcleo 1 al compararse con el núcleo sin sumergir todos los volúmenes de poros disminuyen, esto puede ser debido a las acciones agresivas de los sulfatos y de los cloruros sobre el cemento hidratado dependiendo de los constituyentes de dichas sales. El ataque de los cloruros puede ser por penetración iónica siguiendo la Ley de difusión de Fick. Además la penetración de cloruro en el cemento fraguado cambia la morfología del CSH inicialmente fibroso o reticulado debido que al formarse el $CaCl_2$, los iones de Cl^- recubren la superficie de CHS, llena los poros, afectando la velocidad de formación o morfología del mismo, lo que trae como consecuencia la reducción de los poros.

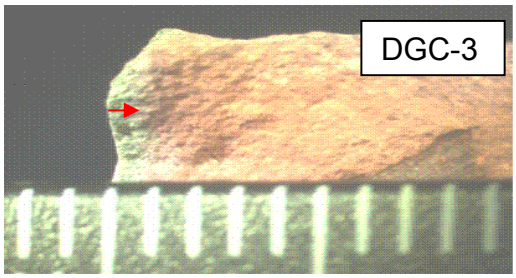
La expansión por los sulfatos está directamente relacionada con la formación de ettringita, además precipitación del yeso y la pérdida por resistencia y rigidez de la fase CSH debido a la concentración de sulfato y la disminución de la concentración de OH^- en la solución poral.

Los núcleos sumergidos en agua de capa contaminada con H_2S y CO_2 al compararse con los núcleos sumergidos en agua de capa sintética para el núcleo 1 el volumen de poro mayor de75000 (cm^3/g) disminuye, incrementandose VP<75000 (cm^3/g) y el volumen de poro total producto de la acción agresiva de los iones disuelto en el agua de los gases ácidos.

Para el núcleo 5 que es la lechada de cemento convencional de densidad 1.90 g/cm^3 se corrobora la influencia de la relación a/c sobre las capas superficiales del núcleo donde VP>75000 (cm^3/g) es nulo, es decir predominan los poros pequeños ocupando el volumen total del núcleo, presentando el cemento fraguado menor porosidad y menor deterioro ante la presencia del agua de capa contaminada con H_2S y CO_2. El núcleo 1 de la lechada de densidad 1.80 g/cm^3 es mas porosa que el núcleo 5 de la lechada de cemento convencional de densidad 1.90 g/cm^3, por lo tanto tiene mayor VP Total, por lo tanto es de destacar que no se alcanza la reactividad de la zeolita, manifestándose la influencia del tiempo de exposición de las muestras, que en este trabajo fue de 28 días.

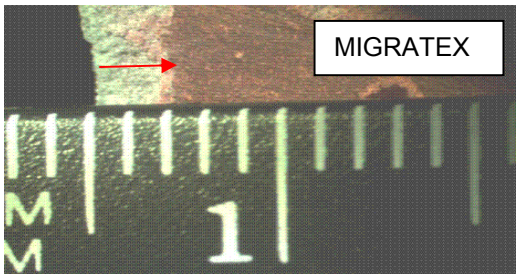
3.2.3-Profundidad de Carbonatación

Se realiza el avance del frente de descalcificación o profundidad de carbonatación de los núcleos de cemento mediante el ensayo de la fenolftaleína. Este ensayo nos indica el cambio en el valor de pH de la fase acuosa de los poros. Para pH > 9.6 el indicador toma un color rosáceo, pasando a incoloro para pH < 8.0.



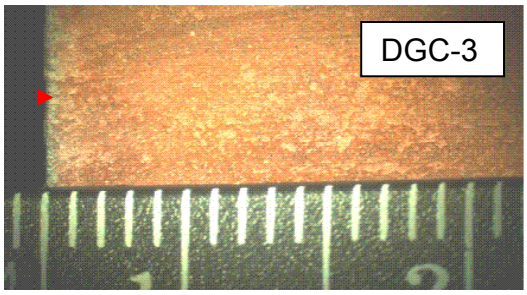
ρ =1.80 g/cm³

Con zeolita



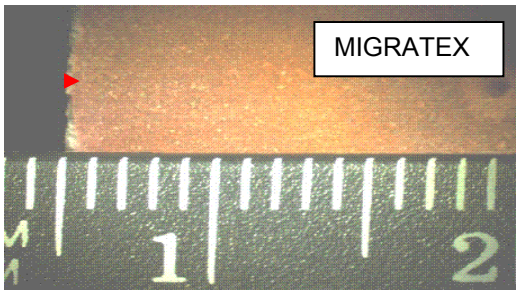
e≈0.8 mm s≈6.3 % Muestra 3

e≈1.8 mm s≈14.2 % Muestra 1



ρ =1.90 g/cm³

Sin zeolita



e≈0.1 mm s≈0.8% Muestra 6

e≈0.2 mm s≈1.6 % Muestra 5

Gráfico 5- Fotos que muestran la alteración que sufre la piedra de cemento por el ataque del dióxido de carbono durante 28 días.

Esta diferencia de color permitió determinar el espesor degradado (e) observándose que los núcleos realizados con zeolita de la lechada de densidad 1.80 g/cm^3, presentan un mayor avance del proceso de descalcificación, no ocurriendo lo mismo en las lechadas de 1.90 g/ cm^3, esto coincide con los valores de porosidad obtenido. Gráfico 5

3.2.4 Pérdida de peso

Los núcleos fueron pesados antes y después de ser sumergidos en los medios que se están evaluando obteniéndose los resultados que se muestran en la tabla III

Tabla III-Porcentaje de pérdida de peso de los núcleos

Muestras	Agua de capa			Contaminación con sulfhídrico y CO_2		
	Antes	Después	% Incremento	Antes	después	% de pérdida
1	65,3705	66,0503	1,0399	69,7085	64,72	-7,1562
3	65,596	62,1853	-5,1996	67,0825	61,11	-8,9032
5	75,4315	76,7521	1,7507	77,1885	71,91	-6,8385
6	72,692	74,3421	2,2700	73,7296	68,98	-6,4419

En la tabla III se compara el peso inicial de todos los núcleos con los núcleos sumergidos en agua de capa después de 28 días observándose un incremento en el peso de los núcleos de las formulaciones 1,5 y 6

El incremento en peso de las formulación 1 está relacionado por un lado con la capacidad de absorción de agua y la superficie específica del contenido de zeolita y por otro lado la influencia del aditivo antimigratorio, donde la muestra con latex, los constituyentes polímeros del mismo al parecer

cubre los productos alcalinos de la hidratación del cemento, protegiéndolos del ataque de soluciones agresivas, mientras que en la formulación 3 que también contiene zeolita se deduce que la pérdida de peso está relacionada con la transferencia de moléculas de agua alojadas en los poros intracristalinos de las zeolitas a la pasta, que demanda más humedad para completar las reacciones hidráulicas de los silicatos contribuida esto por la influencia del aditivo antimigratorio DGC-3, es decir deterioro del anillo de cemento fraguado.

En las formulaciones 5 y 6 de densidad de 1.90 g/cm^{3}se observa la influencia de la densidad de las lechadas en comparación con1.80 g/cm^{3,} en el cual la formación de nuevas fases silicatadas e hidratadas incrementa su peso, propiciado por el papel del yeso como regulador de fraguado. La pérdida de poros y la fina granulometría incrementa su densidad. La presencia de yeso influye en el incremento del peso haciendo que éste sea paulatino.

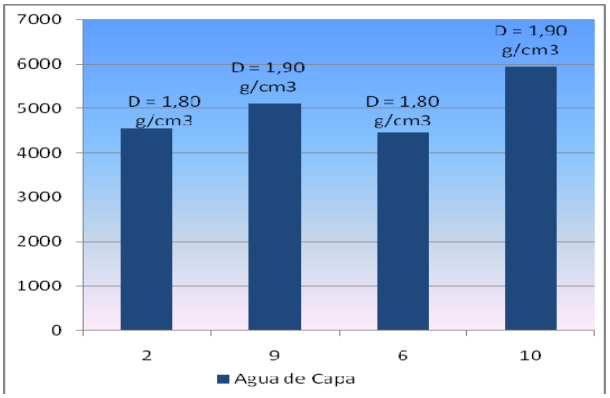
Ademas debemos de señalar que el incremento de peso puede estar dado por las reacciones álcali-sílice y reacciones de sulfatación internas debido al proceso de difusión dentro del núcleo, como la difusión del cloruro ante expuesto. Estas reacciones son normalmente referidas como reacciones expansivas. Los productos de reacción a menudo son amorfos o mal cristalizados, con contenidos muy bajos por lo que son muy difíciles de identificar por técnicas comunes de análisis físico-químico. Además la incorporación de metales como (Mg^{2+},Al^{3+} y Fe^{3+}) y otros iones de impureza dentro de la red cristalina.Este resultado se corrobora por MEB a través de la observación de la microestructura de los materiales basados en cemento conjuntamente con el microanálisis EDX.
En cuanto a los núcleos sumergidos en agua de capa sintética contaminada se observa una pérdida de peso significativa en todos los núcleos, por lo tanto mayor penetración del medio agresivo siendo menor en los núcleos de densidad 1.90 g/cm^3.

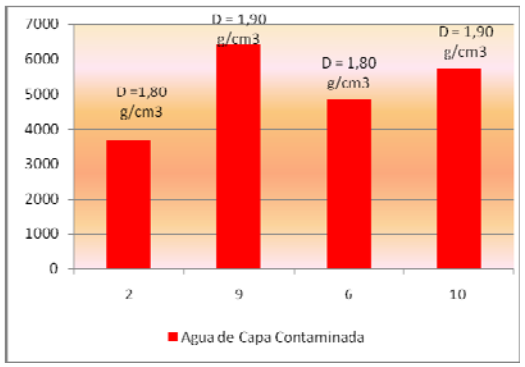
3.2.5 Resistencia a la Compresión

La resistencia a la compresión es un indicador de la calidad del material cementante en términos de su durabilidad y estabilidad térmica.

En los gráficos 6 y 7 se presentan la variación en los valores de resistencia a la compresión obtenidos para cada una de las lechadas estudiadas, donde se puede comprobar que el tipo de aditivo antimigratorio y la cantidad de material puzolanico (zeolita) tienen influencia en el desarrollo de esta propiedad.

Sin embargo, se puede notar en los gráficos 6 y 7 la diferencia notable entre los valores de resistencia a la compresión alcanzados para las lechadas formuladas de 1.80 g/cm^3 y 1.90 g/cm^3 tanto en los núcleos sumergidos en agua de capa sintética como los sumergidos en agua de capa contaminada. Esto puede atribuirse a que existe, según estudios, un nivel de activación óptima para producir las mejores propiedades. Una sobreactivación del sistema puede conducir a anormales tiempo de consistencia, excesivas viscosidades en el mezclado, y desarrollos de compresión disminuidos debido a microfracturamientos (Mueller & Dickerson, 1994).Por lo tanto mientras mayor sea la cantidad de material cementante en la formulación del sistema, mayor será la formación de silicatos de calcio hidratados (gel CSH) en el proceso de hidratación, que son los responsables del desarrollo de compresión y mayor rigidez en el cemento





Gráficos 6 y 7- Resistencia a la compresión de los núcleos sumergidos en agua de capa sintética y agua de capa de capa sintética contaminada con H_2S y CO_2 respectivamente

Cuando se realiza la comparación del deterioro que sufre los diferentes núcleos tanto en el medio contaminado y sin contaminar en el grafico se observa que hay una correlación de la resistencia a la compresión con la variación de peso antes observada, donde en la formulación 1 de la lechada con Migratex y zeolita la resistencia a la compresión en el agua de capa es superior a la obtenida en el agua de capa contaminada debido a la acción lixiviadora del H_2S y/o de sus iones en agua (HS^- y S^-) sobre los componentes alcalinos Portlandita, ettringita, C_3A, etc,además la zeolita en los primeros días de estar en contacto el núcleo disminuye la resistencia y después aumenta.

En las núcleos de la formulaciones 3 y 5 se obtiene en ambas una mayor resistencia a la compresión en el medio contaminado como no se esperaba, este comportamiento ha sido explicado por Bruckdorfer, 1986, al señalar que si la carbonatación se detiene en una primera etapa, en la cual aun no se ha dado la transformación del material a bicarbonato de calcio, el carbonato de calcio formado puede causar un incremento en la resistencia a la compresión. Posteriormente, cuando el agua con el CO_2 disuelto invade la matriz, se produce una disminución de esta propiedad.

4. CONCLUSIONES.

1. Se evidencia corrosión en los núcleos que contienen zeolita como fuente de sílice en lechadas para evitar el deterioro del anillo de cemento fraguado en presencia de formaciones con gases ácidos, pero esto no puede ser concluyente para descartar el empleo de la zeolita.
2. Se demuestra que la reactividad de la puzolana es lenta y se debe de realizar los análisis teniendo en cuenta la temperatura y la presión del medio en el cual se someten los núcleos para evaluar la efectividad del empleo de la zeolita.

3. Se necesita evaluar formulaciones de lechadas de cemento con el empleo de zeolita donde la relación agua/cemento sea menor y evaluar otras concentraciones de zeolita.

4. Se evidencia que en la composición química - mineralógica del cemento, el componente C_3A sea lo más bajo posible para que sea resistente al ataque de la acción combinada de los gases agrios.

5. RECOMENDACIONES

- Continuar el estudio de la zeolita cubana como aditivo del cemento para mejorar las formulaciones de lechadas y encontrar la densidad optima de la lechada.

6. BIBLIOGRAFÍA

Bolívar et al.., 2003. Efecto de gases agrios sobre cementos petroleros; SHP; Vol 33; No 9.

Molina, G., Díaz S.: Thermalock, Cemento Térmico resistente a la corrosión del H_2S y CO_2 aplicable en campos petrolíferos del occidente y oriente de Venezuela.

Mueller, D.T. and Dillenbeck III, R.L., 1991. The Versatility of Silica Fume as an Oil well Cement Admixture. The Western Co. of North America SPE 21688.
Nelson, E.B., 1990. Well Cementing, Educational Services.
Rabilero, A., 1988. Las puzolanas. Editorial Oriente.

ACTUALIZACIÓN DEL ESTADO DEL ARTE SOBRE FLUIDOS DE PERFORACIÓN, PRODUCTOS Y TÉCNICAS DE LABORATORIO PARA LA PERFORACIÓN COSTA AFUERA

Guadalupe Rodríguez Domínguez*, Miriam legón Morgado, Edgar George de Armas, Alicia Cremé Espinosa, Ana María Rodríguez, Yisell Rodríguez Marrero, Yosorys García Molina, Yanelys García García, Eduardo Márquez

Centro de investigación del petróleo, Churruca # 481 Cerro, Habana, Cuba. ZIP 20000, E-mail: lupe@ceinpet.cupet.cu, ZIP

RESUMEN

La perforación de pozos costa afuera, en aguas someras o profundas plantea grandes retos para llegar a la perforación exitosa del pozo. Se requiere el conocimiento de las complejidades durante la perforación, experiencias, tecnologías empleadas, sistemas de fluidos y productos que permitan la perforación de forma segura y exitosa con el cumplimiento de las regulaciones medioambientales.
Esta perforación requiere de tecnologías especiales que están vinculadas en gran medida al tipo de fluido y su manejo para el control de pozos profundos por lo que se requiere de personal técnico y laboratorios de apoyo especializados que permitan simular las condiciones de la perforación costa afuera.
Se revisa la información internacional, y de los pozos costa afuera perforados en Cuba, principales complejidades, experiencias obtenidas y nuevas tecnologías para el manejo de las mismas en las cuales el fluido de perforación forma parte de su empleo.
Se concluye que las complejidades fundamentales en los cinco pozos perforados costa afuera en Cuba en el 2004 y la campaña 2012-2013 estuvieron asociadas a las pérdidas de circulación severas y catastróficas.
La información obtenida sobre los fluidos de perforación empleados nos indica que puede ser necesario el empleo de fluidos de muy baja densidad unido a tecnologías novedosas desarrolladas para esta complejidad en la búsqueda de soluciones para lograr el éxito de la perforación en estas zonas complejas.
Se recomienda la preparación del personal, montaje de técnicas y equipos en el Laboratorio de Lodos del Centro de Investigaciones del Petróleo, para las posibles soluciones para la perforación costa afuera en Cuba.

ABSTRACT

The well offshore perforation projects in superficial or deep water perforation improve high risk for to perforation. Is necessary to know of the difficult in the perforation, experience, technology, capabilities in operating in the fluids system and products, for obtain one saves worker and environment responsible.
This worker of perforation need of the especially technology, to account of the kind fluids and the control in deep water. For this, is necessary to have technician's personal and one specialized laboratory in programs offshore.
Is necessary review the international information about well deep water in Cuba. Study of the news technologies is very important for all this project.
Finally, the principal difficult in the five well drilling offshore in Cuba In 2004, and the event 2012-2013 was associated at the several loss circulations.
The information's about of the perforation fluids used during the perforation offshore in Cuba established is necessary used fluids of the lows density and news technology for this complexity works, we can get solutions for obtain bets exits during the perforations.
Is necessary to prepare of the personal, well practices of laboratory and news equipment's in the Laboratory of CEINPET for to continue investigation for offshore perforation program.

INTRODUCCIÓN

El uso de técnicas altamente desarrolladas permite la perforación de pozos costa afuera y exploración de los estratos sedimentarios a grandes profundidades del mar por debajo de las plataformas continentales, descubriéndose en muchas zonas condiciones favorables para la acumulación del petróleo crudo y de gas.
En los últimos años, Cuba Petróleo (CUPET) ha mantenido una importante expansión, mediante convenios de colaboración con firmas extranjeras para la perforación costa afuera, lo cual permite el inicio de la exploración en la zona económica exclusiva de Cuba en el Golfo de México y otras zonas de la plataforma cubana.
Estas compañías contratan los servicios de fluidos de perforación, aditivos y equipamiento a. diferentes compañías de servicios que poseen experiencia en la perforación costa afuera de otros países.
Para la perforación costa afuera es necesario el conocimiento integral de esta actividad a través de estudios bibliográficos, información y análisis de experiencias obtenidas en la perforación costa afuera, equipos, sistemas de fluidos y productos para el control de las complejidades que permitan la perforación y control del pozo de forma segura basada en las regulaciones medioambientales.

Problema científico:

El desconocimiento de las nuevas tecnologías, técnicas así como la falta de equipamiento para emprender los trabajos de colaboración con las Cias operadoras de perforación costa afuera, hace necesario el conocimiento integral de todos los factores que intervienen en este proceso, para garantizar la calidad de los servicios científico técnicos sobre fluidos de perforación que se brindan.

Objeto Científico:

Estado del Arte sobre perforación costa afuera en aguas internacionales y cubanas.

Hipótesis:

Con la adquisición de bibliografía especializada y el estudio de los informes finales de pozos perforados en Cuba costa afuera se alcanzará la base de conocimiento del personal técnico para la oferta de servicios de lodos.

OBJETIVOS

- Preparación del personal para la creación de condiciones del laboratorio de lodos y la ampliación de las ofertas de servicios según normas internacionales a las compañías que perforen costa afuera.

MATERIALES Y METODOS

Para la realización de este trabajo se emplearon los materiales siguientes: conferencias de cursos o seminarios impartidos por firmas extranjeras especializadas en la perforación costa afuera, Libros, artículos y otros documentos obtenidos vía internet

Método análisis documental

- Informes de pozos perforados en Cuba costa afuera para adquirir:

1. Experiencias internacionales sobre la perforación costa afuera, fluidos de perforación y productos
2. Características y complejidades observadas en la perforación costa afuera en aguas cubanas en el período 2004 al 2013. y complejidades. .

DESARROLLO DEL TRABAJO

Tareas para el cumplimiento de los objetivos

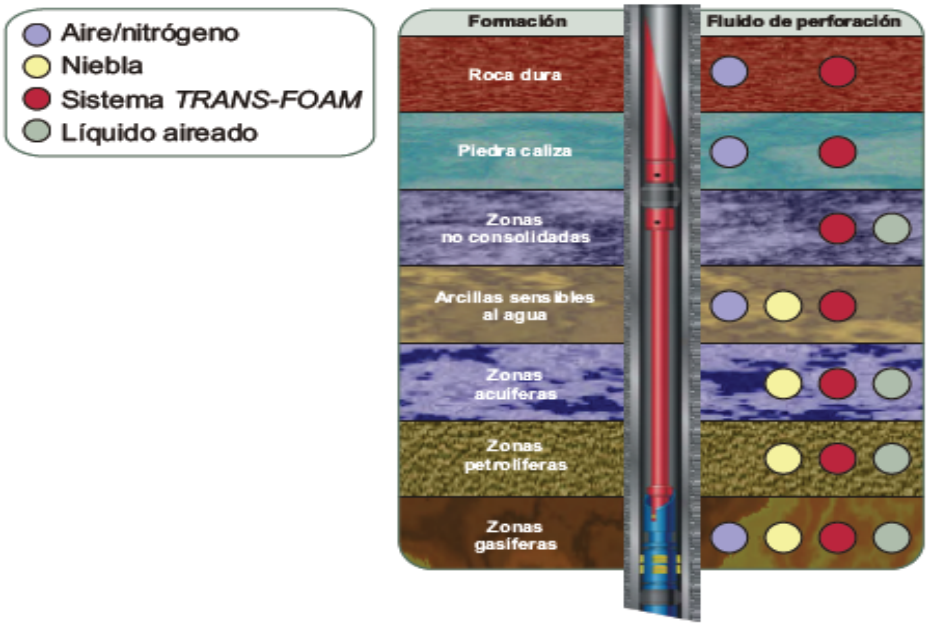
- ✓ Obtención de información sobre la experiencia mundial en la perforación de pozos costa afuera.
- ✓ Búsqueda de información sobre los sistemas de lodos y productos para las complejidades más frecuentes en los pozos costa afuera perforados en cuba.

Experiencias internacionales en la perforación de pozos costa afuera

Las complejidades más frecuentes y peligrosas encontradas durante la perforación costa afuera están asociadas a las pérdidas de circulación/surgencia de los pozos. Esta situación ha generado el desarrollo de plataformas, equipos y tecnologías de perforación cada vez más sofisticadas. Se recogen algunas de las más notables, vinculadas en su mayoría al manejo de los fluidos de perforación como una de las herramientas para el control del pozo.
Weatherford (Controlled Pressure Drilling®, CPD®) ofrece la tecnología, las técnicas y el soporte de perforación con presión controlada para el control de las complejidades más frecuentes y peligrosas, las pérdidas y surgencias.

Fluidos gasificados de Weatherford: Estos fluidos funcionan con motores convencionales y herramientas de pulsos a través del lodo y ofrecen una perforación más uniforme, mejor remoción de recortes, mayor ROP y menos daños a la broca.

Sistemas de espuma de Weatherford. Estos sistemas integrados tienen un rendimiento superior en la limpieza de pozos y la remoción de recortes y ofrecen un manejo de presión flexible. Weatherford cuenta con una línea completa de productos y sistemas de fluido de perforación con espuma, entre los que se encuentran los sistemas a base de agua **Durafoam™ y TRANS-FOAM®, y el sistema a base de petróleo Hydrofoam™.**



y

la

costa

aguas

Características complejidades observadas en perforación afuera en cubanas en el

período 2004 al 2013

En el proceso de preparación para las operaciones de perforación costa afuera, CUPET se encarga de supervisar, controlar y apoyar las operaciones de los pozos que han sido programados con Compañías extranjeras a través de un equipo multidisciplinario de diferentes instituciones. Cuba ofrece servicios técnicos, logística y otros aspectos regidos por la política de Seguridad, Salud y Protección del medio ambiente y otras regulaciones cubanas.
La Compañía Repsol, realiza sus actividades exploratorias en aguas profundas, al norte de Cuba, las Cias Petronas (PC Golf) de Malasia y PDVSA de Venezuela, perforaron dos pozos exploratorios mar afuera, Catoche 1-X y Cabo de San Antonio 1-X respectivamente en la región occidental de la ZEE de Cuba en el Golfo de México.
Durante las perforaciones de los pozos Yamagua 1X, Jagüey 1X y LX-O1 se encontraron pérdidas de circulación severas en formaciones dolomíticas que obligaron a detener la perforación, sin alcanzar la profundidad final programada.

Resumen de información del pozo Yamagua 1X

Tabla I Fluidos de perforación empleados y Pérdidas.

profundidad	Lodos empleados	Pérdidas
2971-3119	Se adicionaron 30m^3 de píldoras Hi-Vis sweep, densidad 1200Kg/m^3. A 1671 el lodo PAD de 1200 Kg/m^3 mezclado con lodo de KCL. Se adicionaron 30 m^3 de píldoras Hi-Vis sweep y 110 m^3 de lodo de KCL.	-6 m^3/h. Total: 29 m^3
3119-3139	Píldoras de |15m^3	Promedio 3 m^3/h
3139-3164	Se adicionaron 6 m^3 de Hi-Vis	Se incrementan hasta 15 m^3/h. Pérdidas estáticas: 9-13 m^3/h
3164-3400	A 2681m hay perdidas ligeras de lodo de densidad de 1320 Kg/m^3, se añade Carbonato de calcio al lodo y se continua perforando hasta 3013 donde ocurren pérdidas totales 16,5 m^3	PÉRDIDAS TOTALES, SIN RETORNO

Resumen de información del pozo Jagüey 1X

Tabla II Fluidos de perforación empleados y pérdidas

profundidad	Fluido de perforación empleado	Tipos de lodos
1804mMD–1890mMD	50 bbls. de píldoras viscosas (Hi-Vis sweep para la limpieza de los cortes.	Agua de mar Densidad 1115 kg/m3
1890mMD-2635mMD	Píldoras viscosas para la limpieza de los cortes. Se utilizó como fluido de perforación el agua de mar. Se bombearon 260 bbls.de fluido separador o buffer	Agua de mar Densidad 1115 kg/m3
2635mMD-3097mMD	Se utilizó como fluido de perforación el Lodo KCl Polimérico. Se bombearon 100 bbls.de fluido separador o buffer 10.5lb/gal	Lodo :KCl Polimérico;
4175mMD-4554mMD	Se utilizó como fluido de perforación el Lodo KCl Polimérico. A partir de 4405m	Lodo KCl Polimérico;

A partir de 4405m se observan pérdidas parciales de lodo que promedian 20 - 40bbl/h, porque se procede a la evaluación de las pérdidas dinámicas y estáticas, y se realiza tratamiento con material

obturante. Las pérdidas están relacionadas con la entrada al reservorio debido a la porosidad que debe presentar el mismo. A partir de 4460m ocurre un aumento brusco de las pérdidas (~ 95 bbl/h). A 4519mMD se produjo la pérdida total de circulación, inyectándose varias píldoras con material obturante (de grafito, $CaCO_3$) y bajando 126m el nivel del fluido en el Riser. Se continuó perforando con agua de mar, con píldoras de limpieza cada 5m perforados.

Información del pozo Catoche 1X

Tabla III Fluidos de Perforación empleados y pérdidas

profundidad	Tipos de lodos
2284.5mMD a 2377.2mMD	Agua de mar de densidad 1115 Kg/m^3
2375.4mMD a 3180mMD 2375.4mMD-3169mMD	fluido de perforación el agua de mar de densidad 1115 Kg/m^3**.**
3169mMD-3866mMD	Se utilizó como fluido de perforación el Lodo Na Cl Polimérico de 9.2 lb/ga
3856mMD a 4666mMD	Se utilizó como fluido de perforación el Lodo KCl /NaCl Polimérico. Se maniobró el nivel del lodo dentro del Riser para controlar la presión de fondo MW=9.7lb/gal

A partir de 4405m se observan pérdidas parciales de lodo que promedian 20 - 40bbl/h, por lo que se procede a la evaluación de las pérdidas dinámicas y estáticas, y se realiza tratamiento con material obturante. Las pérdidas están relacionadas con la entrada al reservorio debido a la porosidad que debe presentar el mismo. A partir de 4460m ocurre un aumento brusco de las pérdidas (95 bbl/h). A 4519mMD se produjo la pérdida total de circulación, inyectándose varias píldoras con material obturante (de grafito, $CaCO_3$) y bajando 126m el nivel del fluido en el Riser. Se continuó perforando con agua de mar, con píldoras de limpieza cada 5m perforados.

Información del pozo CSA 1X.

Tabla IV Fluidos de perforación empleados y pérdida

Fase	Tipo de lodos	Pérdidas
26 Pulgada	PAD Salino Polimérico	----------
17 ½ pulgada	Lodo salino polimérico	----------
8 ½ pulgada	Lodo salino polimérico	Se encontraron zonas de pérdidas parciales y de alta severidad que varían entre 20 -120 bbl/h y densidad de 9,3 lb/gal, bombeo continuo de píldoras viscosas, Con apoyo de la bomba EC-Drill se controla el nivel del fluido de 8,8 lb/gal en el Riser manteniéndose un nivel de presión diferencial mínimo sobre la formación.

Resumen de información del pozo L01- X (En perforación en el momento que se toman los datos para el informe, 4 de abril del 2013)

A 1632 m comienzan pérdidas parciales y se perfora controlándolas, puntos críticos en 1646 m y 1672m.

a 1705 m se intensifican nuevamente las pérdidas y llegan a ser totales a 1722 m se inyectaron píldoras con material antipérdidas y tapones de cemento y se decidió continuar perforando controlando las pérdidas hasta 1743 m.

A 1735 m se traba la herramienta y luego de varios intentos fallidos hubo que cortarla a 1659.7 m dejando en el pozo 75 m de herramienta y tirar tapon de cemento para desvío.

El pozo presenta un atraso de 72 días y la causa fundamental es la perforación en un intervalo de grandes pérdidas de circulación superiores a las previstas, son las mayores que se han presentado en la perforación costa afuera en Cuba.
Las perdidas fueron controladas completamente después de la ejecución de los últimos 7 tapones de cemento utilizando las experiencias de los pozos en tierra de CUPET en el control de las perdidas de circulación.

Debido a las pérdidas parciales y totales y la imposibilidad de utilizar lodo de perforación se adoptó para evitar que se trabara la herramienta el procedimiento de limitar la perforación a 9 m de avance, bombear píldoras de alta viscosidad e incrementos de caudales para intentar recuperar retorno de fluido con la herramienta alejada del fondo.
Finalmente las pérdidas fueron solucionadas utilizando el procedimiento de bombear píldoras viscosas, píldoras de barita, píldoras con material anti pérdidas (bagazo de caña y Loss Seal de la compañía Schlumberger) y 5 tapones de cemento clase H (1136 bbls).
Debido a fallas en el sistema de preventor de surgencia, en el Ram Ciego de corte, se decidió sacar el conjunto de BOP a superficie para su reparación. Para esta operación era necesario poner el pozo seguro y colocar tapones de cemento en el espacio anular y en la tubería de revestimiento.

CONCLUSIONES

1. Durante las perforaciones de los pozos Yamagua 1X, Jagüey 1X, CSA 1X y L01X se encontraron pérdidas de circulación severas en formaciones dolomíticas que obligaron a detener la perforación sin alcanzar la profundidad final programada.

2. El pozo Catoche 1X no presenta formaciones con altas pérdidas de circulación en sus fases finales, por lo que pudo realizar los estudios geológicos para la toma de decisiones alcanzando la profundidad final programada.

3. Las complejidades presentadas en la perforación costa afuera en Cuba en el año 2004 y la campaña 2012-2013 fundamentales fueron las pérdidas de circulación e indican que se requieren programas de fluidos de perforación y cementación que consideren muy bajas densidades para contribuir al uso de tecnologías especiales para obtención de la información necesaria y el posible descubrimiento de hidrocarburos.

4. Las técnicas y equipos de evaluación y control de la calidad de los fluidos de perforación y sus productos para la perforación de pozos en tierra y costa afuera son las mismas.

5. Para mediciones de fluidos de perforación especiales de muy baja densidad se requieren montaje de técnicas y equipos y el adiestramiento del personal.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda la preparación del personal, montaje de técnicas y equipos en el Laboratorio de Lodos del Centro de Investigaciones del Petróleo, perteneciente a Cuba Petróleo, para el estudio de lechadas de densidad inferior a la del agua como apoyo a las posibles soluciones para la perforación

costa afuera en Cuba, lo cual podrá ejecutarse en próximas etapas del Proyecto 7014.

BIBLIOGRAFÍA

- API RP 13 B-2 Ensayos de campo para los fluidos base agua, 2005.
- API RP 13A Especificaciones para los materials de los fluidos de perforación, 2004
  API RP 13I Ensayos de laboratorio para los fluidos de pèrforación 2004.
  API RP 65-Part 2, Regulaciones para aislamiento de pozos en el mar, Rev 2011
- Bagué O; Reyes Informe Proyecto 35-04 Método alternativo de recuperación mejorada por inyección Ceinpet, 2004.
- Buró para el Manejo de Energía Oceánica (BOEM) GOM Part, Rev 2011
- Cortes L B, y Bastos X. Los desafíos de la perforación offshore Petrobras, 2010.
- Fernández Garrido R. Fundamentos de perforación de Pozos petroleros en la tierra y el mar, Editorial Científico Técnica, Habana, 2010
- Fernández R. Perforación de Pozos Petroleros Marinos, Editorial Científico Técnica, Habana, 2011.
- Guía de operaciones Petrobras costa afuera. www.minem.gob.pe/minen/...pdf
- Haavik A; Nielsen L; Seminario sobre Perforación en aguas profundas, Septiembre 2011.
- HOME; Biblioteca .A digital.//ce.edu.my/sites/ciencia/volumen 2.
- Informe final del pozo Fragoso, Grupo de Especialistas geólogos, Mayo de 1963.
- Informe final pozo Yamagua 1X
  ISO/DIS 13500:2006 Ensayos y especificaciones para los materials de los fluidos de perforación.
  ISO/FDIS10414-1.2:2007 Fluidos base agua.
- La Industria Petrolera en el Mar; Bibliotec.Adigital.//ce.edu.my/sites/ciencia/vol. 2.
- Legón M y Col, Informe Proyecto 2228 -1, Perforación offshore, Operaciones de perforación, fluídos de perforación y cementación, Ceinpet 2007.
- Linares, E. y Col; 2011: Yacimientos y manifestaciones de Hidrocarburos de la República de Cuba, CEINPET, NRIB- 542, 1980 Ensayo de Estabilidad en Jarra
- Partes diarios e informes de pozo Catoche 1X
- Partes diarios e informes de pozo CSA 1X
- Partes diarios e informes de pozo Jagüey 1X
- Partes diarios e informes de pozo LX 01
- Perforación con manejo de la presión**..** 2007-2008
- Piñón R J. Futuro del Sector Energético Cubano, Espacio Laical, 3/2012, Perforando frente a las costas de Pinar del Río, Scarabeo 9 http://espaciolaical;org/contens/31/7073.pdf.
- Preparación de informe de seguridad para instalaciones de perforación de pozos de petróleo y gas costa afuera", CICA, 2010
- Regulaciones costa afuera ONRM, 2009
- Rodríguez Castellón S .Evolución y Perspectiva de la producción de petróleo en Cuba, Economía y desarrollo Cuba, 2009.
- Regulaciones costa afuera ONRM, 2009

MODIFICACIÓN ESTRUCTURAL DE BENTONITA PARA MEJORAR SUS PROPIEDADES SUPERFICILAES Y POSIBLE APLICACIÓN COMO ADSORBENTE

Maydeibys León, Miguel Díaz, Lester Rivas.

Centro de Investigación del Petróleo Churruca No. 481 e/ Washington y Vía Blanca, Cerro, La Habana 12000. Cuba. E-mail: lester@ceinpet.cupet.cu

RESUMEN

La contaminación de los sistemas acuíferos y suelos ecológicamente sensibles con petróleo es un problema ambiental muy importante. El objetivo de este estudio ha sido la modificación estructural de la bentonita de un yacimiento cubano para obtener un material con propiedades adsorbentes y su posible aplicación ante un derrame de hidrocarburos en suelos. Se determinó la capacidad de intercambio iónico mediante ensayos con solución de níquel utilizando la técnica de Absorción Atómica y posteriormente se realizó el mismo procedimiento de intercambio con dos compuestos orgánicos (yoduro de tetrabutilamonio y hexametilentetraamina). Los materiales obtenidos fueron caracterizados por Espectroscopia Infrarroja y determinada sus propiedades superficiales a la temperatura del nitrógeno líquido utilizando la ecuación de Brunauer, Emmett y Teller (BET). Se realizaron pruebas a escala de banco para determinar su capacidad de adsorción, según método ASTM para absorbentes tipo II. Los materiales obtenidos fueron ensayados sobre suelo contaminado con crudo ligero y pesado en 3 dosis diferentes de cada adsorbente. Los mejores resultados se han obtenido con el material adsorbente en base bentonita modificada con polioxicationes orgánicos y su capacidad de adsorción promedio se considera aceptable comparado con algunos de los productos comerciales de similar estructura.

ABSTRACT

Contamination of groundwater systems and ecologically sensitive soils with oil is a major environmental problem. The aim of this study was the structural modification of bentonite from a Cuban site to obtain a material with adsorbent properties and their possible application on a oil spill in soils. The ion exchange capacity was determined by testing on nickel solution using atomic absorption technique and thereafter the same exchange procedure with two organic compounds (tetrabutylammonium iodide and hexamethylenetetramine) was performed. The materials were characterized by infrared spectroscopy and determined their surface properties to the liquid nitrogen temperature using the equation of Brunauer, Emmett and Teller (BET). Tests were conducted bench scale to determine its adsorption capacity, absorbent method ASTM type II. The materials obtained were tested on contaminated soil with light and heavy crude in 3 different doses of each adsorbent. The best results were obtained with the adsorbent material based polioxicationes organic modified bentonite and its adsorption capacity average is considered acceptable compared to some of the commercial products of similar structure.

INTRODUCCIÓN

El término bentonita fue introducido por Knight en 1898 (Galán y Ferrero, 1982) y se definió como una arcilla compuesta esencialmente por minerales del grupo de las esmectitas. Actualmente, la definición más aceptada es la dada por Grim en 1972 (Cruz y col., 2007): “Bentonita es una arcilla compuesta esencialmente por minerales del grupo de las esmectitas con independencia de su génesis y modo de aparición”.

Entre las aplicaciones más importantes se encuentra su empleo en el campo de la adsorción, lo cual está relacionado con su alta capacidad de intercambio iónico (Picasso & Sun Kuo, 2008) (Sun Kuo, 2000). Asimismo presentan limitaciones debido a la deshidratación y deshidroxilación de su estructura, la cual fue resuelta por intercalación de compuestos de gran tamaño que actúan como pilares de la estructura (Bravo, 2004). De esta idea surge el concepto de arcillas apilaradas o PILC´s (pillared interlayer clays). Estos materiales, conocidos como arcillas apilaradas (PILC´s), presentan una distribución homogénea de microporosidad, con poros desde 4 a 9 Å, dependiendo del tipo de pilares, lo que les hace capaces de adsorber y transformar moléculas grandes (Gil y col., 2000).

Por otro lado, Jampanil y Srisatit (2009) emplearon la bentonita como tamices moleculares basándose en las investigaciones acerca de la intercalación de iones de tetralquilamonio entre las láminas bidimensionales del silicato (Figura 1). De este modo se obtuvo una distancia interlaminar mayor, lo cual facilita la atracción de compuestos orgánicos del tipo BTEX: benceno, tolueno, etilbenceno y xileno, la fracción aromática peligrosa de las gasolinas (Jampanil y Srisatit, 2009).

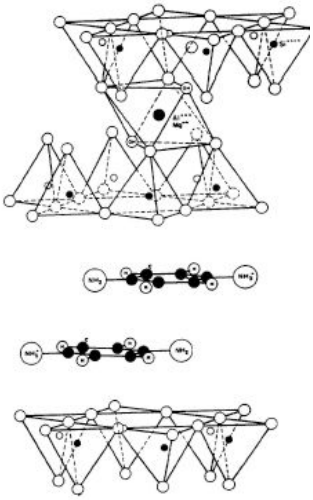


Figura 1. Intercalación de cationes cuaternarios de amonio para incrementar la distancia interlaminar en una arcilla esmectítica y favorecer la incorporación de compuestos tipo BTEX.

Una de las consecuencias de la capacidad de cambio de las arcillas es la posibilidad de reemplazar los cationes interlaminares por otras especies catiónicas (oligómeros) como se ha indicado anteriormente. Nuestro trabajo está encaminado a modificar estructuralmente la bentonita natural para mejorar sus propiedades superficiales y fisicoquímicas, logrando así un material con propiedades adsorbentes y poder aplicarlo en las industrias de CUPET.

MATERIALES Y MÉTODOS

La bentonita utilizada fue obtenida del yacimiento Managua y caracterizada por el Centro de Investigaciones para la Industria Minero-Metalúrgica (CIPIMM). Esta bentonita presenta una estructura de polvo fino y una coloración carmelita claro. En la tabla 1 se muestra la caracterización brindada por el CIPIMM, referida al análisis químico y la capacidad de intercambio catiónico, elemento importante para el proceso de pilarización.

Tabla I. Caracterización: análisis químicos, capacidades de intercambio y ATD.

Contenidos (%)											
SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	Fe O	CaO	Mg O	Na_2O	K_2O	TiO_2	Mn O	Cu O	PPI
50.80	19.95	9.25	0.03	0.39	0.93	1.65	0.82	0.80	0.15	< 0.02	12.68

Capacidad de Intercambio Catiónico (meq/100g)			Análisis Térmico Diferencial (%)	
Total	Ca^+	Na^+	Montmorillonita	Agua Interlaminar
78.46	60.65	30.06	82	10.0

Intercambio catiónico de bentonita

La bentonita (2 g) fue suspendida en 100 ml de solución de níquel (0.05 mol/L) y se agitó a 80 ^{0}C por 2 h. Posteriormente se tomaron alícuotas de 10 ml en diferentes intervalos de tiempo (30 min, 1 h, 2 h) para análisis por Absorción Atómica.
El sólido fue separado por centrifugación a 6000 rpm durante 10 min. El material obtenido se secó a 105 ^{0}C por 24 h y fue caracterizado por Espectroscopia Infrarroja (IR).

Adicionalmente se activó la bentonita natural proporcionada por el CIPIMM con Na_2CO_3 con una relación de 0,2 (Na_2CO_3/bentonita). Para ello se pesaron 5 g de bentonita natural y 1 g de Na_2CO_3, se añadieron en un balón de 250 ml y se agitó durante 3 h a 80 ^{0}C. El sólido se separó por centrifugación. Al culminar las 3 h se realizaron varios lavados hasta obtener pH neutro. Luego se dejó 24 h en una desecadora, el material seco se trituró en mortero de ágata y se obtuvo el polvo fino resultante, la bentonita sódica (Bent- Na). La bentonita sódica también fue intercambiada por ioduro de tetrabutilamonio ($TBA^+ I^-$) y hexametilentetramina (HMT) mediante el mismo procedimiento.

Espectroscopia infrarroja (IR)

Los espectros infrarrojos fueron obtenidos utilizando un espectrofotómetro marca Nicolet, Magna-IR 560, utilizando bromuro de potasio (KBr) anhidro como soporte. Para medir la muestra, un rayo de luz infrarroja la atraviesa y se registra la cantidad de energía absorbida en cada longitud de onda. A partir de esto, se traza un espectro de % de transmitancia, el cual muestra a cuáles longitudes de onda la muestra absorbió en el IR, lo cual nos permite una interpretación de cuáles enlaces están presentes. Todos los sólidos fueron caracterizados por espectroscopia infrarroja (IR).

Espectrofotometría de absorción atómica (EAA)

La determinación de metales se realizó en un espectrofotómetro GBC, modelo AVANTA Σ, con llama aire/acetileno, empleando lámparas de cátodo hueco de cada uno de los elementos. Las curvas de calibración se realizaron partiendo de patrones de 1000 mg/l de concentración de cada elemento. Los análisis con la técnica de Absorción Atómica se realizaron con la participación del laboratorio de Química Analítica perteneciente al CEINPET.

Propiedades superficiales

El área superficial y la distribución de tamaño de poros se determinaron por adsorción de nitrógeno a la temperatura del nitrógeno líquido en un equipo Micromeritics ASAP 2020. El área superficial se determinó utilizando la ecuación de Brunauer, Emmett y Teller (BET). La distribución del tamaño de poros se obtuvo a partir de los datos de adsorción del nitrógeno, mediante la ecuación de Harkins – Jura, utilizando el método de integración numérica BJH. Todos estos resultados fueron obtenidos en conjunto con el área de Catálisis del CEINPET.

Prueba A

La bentonita modificada por pilarización (BM) y la bentonita sódica (BN) fueron ensayadas sobre una superficie contaminada con unos 12-14 g de crudo, donde se probaron dosis de adsorbente de 1, 2 y 4 g después de 60 minutos de haber simulado el derrame, de acuerdo a los métodos F 726-99 y F 1127 – 88 re aprobado 1996 (ASTM, 2001). Las pruebas se realizaron con crudo ligero Mesa (30^0 API) y crudo pesado Merey (16^0 API).

Prueba B

Para la evaluación de otros materiales adsorbentes obtenidos a partir de bentonita cubana en la recogida de hidrocarburos se realizaron pruebas a escala de laboratorio en recipientes abiertos de 12 cm de altura y 40 cm de diámetro, donde se colocó 0.5 kg de suelo limpio de jardín esparcido, el cual fue contaminado con una cantidad de crudo para la aplicación posterior del adsorbente. Las pruebas se realizaron con crudos ligero y pesado, en los cuales fueron ensayados dos materiales adsorbentes: bentonita sódica y bentonita ácida.

Se preparó un suelo contaminado con 50 000 ppm de crudo, donde se probaron 3 dosis del adsorbente (20, 35 y 50 g) después de 60 minutos de haber simulado el derrame. El material absorbente se dispersó de forma manual sobre el área impactada, fue recogido después de un tiempo 60 minutos de su aplicación y se determinó gravimétricamente la cantidad de crudo absorbido por el incremento del peso.

Diseño de un experimento superficie de respuesta (D óptimo)

Para ambas pruebas se elaboró un diseño de experimentos D óptimo con 3 factores de diseño, uno numérico y dos categóricos. Para esto se utilizó el programa Design Expert versión 6.0.1 de Stat – Ease Corporation (2000). Los factores de diseño seleccionados fueron: adsorbente, dosis aplicada de adsorbente y tipo de crudo.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Análisis del área superficial empleando el método de Brunaüer-Emmett-Teller (BET).

El área superficial de los materiales obtenidos fue estimada por la adsorción de N_2 a 77 K. Como punto de partida se determinaron las propiedades superficiales de la bentonita ácida (Bent-H) y la bentonita sódica (Bent-Na). Los resultados se muestran en la tabla II.

Tabla II. Comparación de propiedades superficiales de Bent-H y Bent-Na

Bentonita	Área sup. BET (m^2/g)	Volumen de poros (cm^3/g)	Tamaño de poros (Å)
Bent-H	54	0.007	40
Bent- Na	102	0.014	38

Una de las causas en muestras minerales (naturales) del aumento del área superficial y el volumen de poros es la eliminación de carbonatos y otras sales depositadas sobre la superficie que taponan el acceso a los poros en el interior, que con los tratamientos de

intercambios se eliminan. De acuerdo a este resultado se desechó la bentonita ácida para los siguientes ensayos.

Absorción atómica

Posteriormente se comprobó la capacidad de intercambio catiónico de la bentonita seleccionada (Bent-Na). Se escogió el Ni^{2+} como catión de prueba. Los resultados del análisis por absorción atómica para el intercambio de la Bent-Na con níquel ($NiCl_2 \cdot 6H_2O$ como precursor) se muestran en la tabla III.

Tabla III. Concentración de metales vs tiempo de reacción.

Tiempo (h)	Ni (ppm)	Ca (ppm)	Mg (ppm)
0.5	10.271	2.419	1.408
1	10.061	4.364	1.902
2	7.602	3.205	2.333

Podemos observar la efectiva incorporación de níquel en la muestra dado los valores elevados de concentraciones de este metal, pues la bentonita en su estructura base no presenta iones Ni^{2+} y sí otros iones de intercambio como Ca^{2+}, Mg^{2+}, K^{+}, Na^{+}, de ellos fueron analizados calcio y magnesio para corroborar su presencia en la muestra de bentonita sódica, asi como la disminución de su concentracion en la muestra a medida que aumentaba la concentración del niquel en el tiempo.

Gráficamente estos resultados pueden visualizar la efectiva incorporación del níquel desde los primeros 30 minutos de reacción y manteniendo una rampa constante hasta un tiempo de 1 h, luego del cual comienza a disminuir (Figura 2).

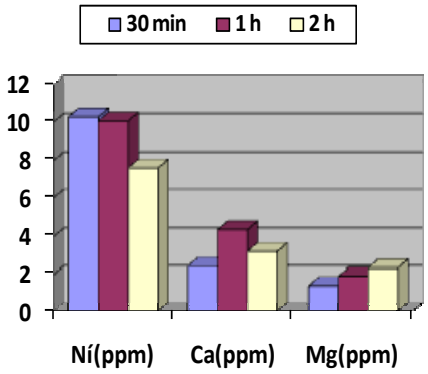
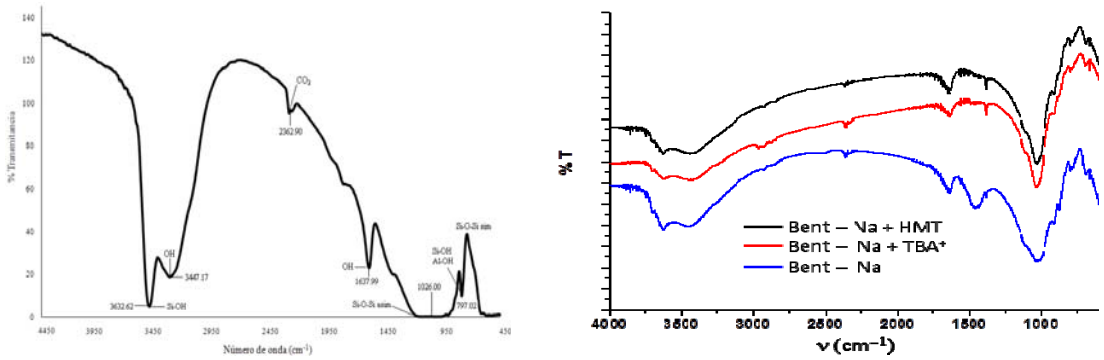


Figura 2. Intercambio catiónico de la bentonita con solución de níquel hexahidratado.

Espectroscopia infrarroja

También se estudió la capacidad de la arcilla modificada para ocluir especies de níquel y de mayor tamaño. Para ello se emplearon como especies de prueba el ioduro de tetrabutilamonio ($TBA^{+}I^{-}$) y la hexametilentetramina (HMT). Este estudio se realizó empleando espectroscopia IR.

Un espectro IR característico de la bentonita natural presenta bandas intensas de absorción a 3632 y 3447 cm^{-1}, las cuales corresponden a la vibración de enlaces silanoles (Si-OH) y a la deformación de agua molecular respectivamente. De igual manera se observan bandas muy intensas a 1026 y 650 cm^{-1}, que corresponden al estiramiento asimétrico y simétrico de los enlaces Si-O-Si. Finalmente, a 797 cm^{-1} se observa una banda que corresponde a vibraciones de Si-OH y Al-OH (Zhu et al., 2003). La bentonita natural (Bent) del yacimiento Managua presenta algunas de estas bandas características (Figura 3a).



a) Bentonita natural (Bent) b) Bentonita sódica con HMT

Figura 3. Espectros IR

En la figura 3b se muestran los espectros correspondientes a la bentonita tratada con sodio (Bent-Na), el sistema formado por dicha bentonita sódica y TBA^+ (Bent-Na + TBA^+) y el formado por bentonita sódica y hexametilentetramina (Bent-Na + HMT). En el segundo de ellos (rojo) se pueden apreciar las bandas características de vibraciones de valencia C_{sp3}-H (cercanas a 3000 cm^{-1}), debidas a la presencia de las cadenas alifáticas correspondientes a la oclusión del catión TBA^+. En el caso del sistema con HMT el espectro es similar al de la bentonita sódica, lo que indica que no se produjo una incorporación efectiva de la molécula en las cavidades de la arcilla. La razón para dicha diferencia es la influencia de la carga positiva del TBA^+, pues la presencia de la carga positiva hace más fuerte la interacción con el interior de la estructura de la bentonita cargada negativamente y de naturaleza polar.

Prueba A

Para el material adsorbente bentonita pilareada (tabla IV) los resultados promedios obtenidos con crudo pesado (1.45 g HC/g adsorb) resultaron superiores a los alcanzados con la bentonita sódica (tabla V) como material adsorbente (1.27 g HC/g adsorb). En el caso del crudo ligero la capacidad de adsorción promedio obtenida para la bentonita pilareada (0.65 g HC/g adsorb) fue algo inferior a la bentonita sódica (0.82 g HC/g adsorb).

Tabla IV. Resultados obtenidos para el material adsorbente bentonita pilareada.

Adsorbente	Crudo	Dosis(g)	Pcrudo-adsorb (g)	Adsorción g HC/g adsorbente
Bentonita M	Mesa 30	1	0.9264	0.93
		2	1.1343	0.57
		4	1.8070	0.45
			X MEDIA	**0.65**

Bentonita M	Merey 16	1	2.1110	2.11
		2	2.6617	1.33
		4	3.6307	0.91
			X MEDIA	**1.45**

Tabla V. Resultados obtenidos para el material adsorbente bentonita sódica.

Adsorbente	Crudo	Dosis (g)	P crudo-adsorb (g)	Adsorción g HC/g adsorbente
Bentonita Na	Mesa 30	1	0.9320	0.93
		2	1.6378	0.82
		4	2.8541	0.71
			X MEDIA	**0.82**
Bentonita Na	Merey 16	1	1.9458	1.95
		2	2.5332	1.27
		4	2.3748	0.59
			X MEDIA	**1.27**

Análisis del experimento superficie de respuesta (d óptimo)

Análisis de la sorción

Ecuación final para el modelo lineal en términos de factores codificados:
Adsorción = 1.00 + 0.38 * A + 0.31 * C

Ecuación final para el modelo cuadrático en términos de factores codificados:
Ads = 0.84 – 0.41 A - 2.05E-003 B + 0.29 C + 0.24 A^2 + 4.018E-003 AB – 0.22 AC – 0.087 BC

Soluciones numéricas de optimización

Como se aprecia, se encontraron seis (6) soluciones numéricas donde la adsorción es máxima, en la cual todos los factores individualmente tienen efecto sobre los resultados de optimización.

Tabla VI. Soluciones numéricas.

Soluciones	Cant. adsorb	Adsorbente	Crudo	Adsorción	Deseada
1	1.00	BM	CP	2.08393	0.984
2	1.00	BN	CP	1.89678	0.872
3	1.00	BN	CL	1.05107	0.362
4	1.00	BM	CL	0.888214	0.264
5	4.00	BN	CL	0.689285	0.144
6	4.00	BM	CL	0.510357	0.036

Tabla VII. Predicción de puntos.

Factor	Nombre	Nivel	Nivel bajo	Nivel alto
A	Cant. adsorb	1.00	1.00	4.00
B	Adsorbente	BM	BM	BN
C	Crudo	CP	CL	CP

	Predicción	95% CI bajo	95% CI alto	95% PI bajo	95% PI alto
Adsorción	2.08	1.80	2.37	1.64	2.53

Para la sorción de hidrocarburos, con una cantidad de 1.0 g de adsorbente se puede alcanzar una capacidad de sorción de 2.08 g HC/g adsorbente cuando se utiliza la bentonita pilareada sobre crudo pesado, según la predicción de puntos, mientras que la bentonita sódica logra una capacidad de sorción de 1.90 g HC/g adsorbente.

Para la sorción de hidrocarburos, con una cantidad de 1.0 g de adsorbente se puede alcanzar una capacidad de sorción de 0.89 g HC/g adsorbente cuando se utiliza la bentonita pilareada sobre crudo ligero, según la predicción de puntos, mientras que la bentonita sódica resulta superior al lograr una capacidad de sorción de 1.05 g HC/g adsorbente.

Prueba B

Para el material adsorbente bentonita ácida, se aprecia en la tabla VIII que los resultados promedios obtenidos en la aplicación sobre suelo contaminado con crudo pesado (1.11 g HC/g adsorb) resultaron inferiores a los alcanzados con la bentonita sódica (tabla IX) como material adsorbente (1.23 g HC/g adsorb). La capacidad de adsorción promedio obtenida para la bentonita ácida (0.94 g HC/g adsorb) fue algo superior a la bentonita sódica (0.68 g HC/g adsorb) en la aplicación sobre suelo contaminado con crudo ligero.

Tabla VIII. Resultados obtenidos para el material adsorbente bentonita ácida.

Adsorbente	Crudo	Dosis (g)	Adsorción g HC/g adsorbente
Bentonita H	Mesa 30	20	0,92
		35	0,90
		50	0,98
		X MEDIA	**0.94**
Bentonita H	Merey 16	20	1,59
		35	0,91
		50	0,84
		X MEDIA	**1.11**

Tabla IX. Resultados obtenidos para el material adsorbente bentonita sódica.

Adsorbente	Crudo	Dosis (g)	Adsorción g HC/g adsorbente
Bentonita Na	Mesa 30	20	0,79
		35	0,72

		50	0,52
		X MEDIA	**0.68**
Bentonita Na	Merey 16	20	0,99
		35	1,81
		50	0,90
		X MEDIA	**1.23**

Análisis del experimento superficie de respuesta (d óptimo)

Análisis de la sorción

Ecuación final para el modelo lineal en términos de factores codificados:
Adsorción = 0.99 - 0.13 * A + 0.034 * B + 0.18 * C

Ecuación final para el modelo cuadrático en términos de factores codificados:
Ads = 1.09 – 0.13 A + 0.034 B + 0.18 C - 0.14 A^2 - 0.041 AB - 0.079 AC – 0.094 BC

Con relación a la absorción de hidrocarburos, se aprecia en el modelo lineal obtenido en términos de factores codificados que es una función de la dosis de adsorbente y del tipo de crudo. De forma similar se comporta en el modelo cuadrático, donde se refleja además las interacciones de la dosis de adsorbente con el tipo de crudo y de adsorbente, y entre estos dos últimos.

Soluciones numéricas de optimización

Como se aprecia en la tabla X, se encontraron cuatro (4) soluciones numéricas donde la adsorción es máxima, en la cual todos los factores individualmente tienen efecto sobre los resultados de optimización.

Tabla X. Soluciones numéricas.

Soluciones	Dosis adsorb	Adsorbente	Crudo	Adsorción	Deseada
1	26.18	BNa	CP	1.37869	0.666
2	21.91	BH	CP	1.31895	0.619
3	30.12	BH	CL	1.04445	0.407
4	34.42	BN	CL	0.77272	0.196

Tabla XI. Predicción de puntos.

Factor	Nombre	Nivel	Nivel bajo	Nivel alto
A	Dosis adsorb	20.0	20.0	50.0
B	Adsorbente	BNa	BNa	BH
C	Crudo	CP	CL	CP

	Predicción	95% CI bajo	95% CI alto	95% PI bajo	95% PI alto
Adsorción	1.35	0.40	2.31	-0.11	2.81

Para la sorción máxima de hidrocarburos, con una cantidad de 20..0 g de adsorbente se puede alcanzar una capacidad de sorción de 1.35 g HC/g adsorbente cuando se utiliza la bentonita sódica sobre crudo pesado, según la predicción de puntos, mientras que la bentonita ácida logra una capacidad de sorción de 1.32 g HC/g adsorbente.

Para la sorción de hidrocarburos, con una cantidad de 35.0 g de adsorbente se puede alcanzar una capacidad de sorción de 0.77 g HC/g adsorbente cuando se utiliza la bentonita sódica sobre crudo ligero, según la predicción de puntos, mientras que la bentonita ácida resulta superior al lograr una capacidad de sorción de 1.03 g HC/g adsorbente.

La Figura 4 nos muestra que los mejores resultados se han obtenido con los materiales bentonita pilareada y bentonita sódica para crudo pesado y bentonita ácida para crudo ligero.

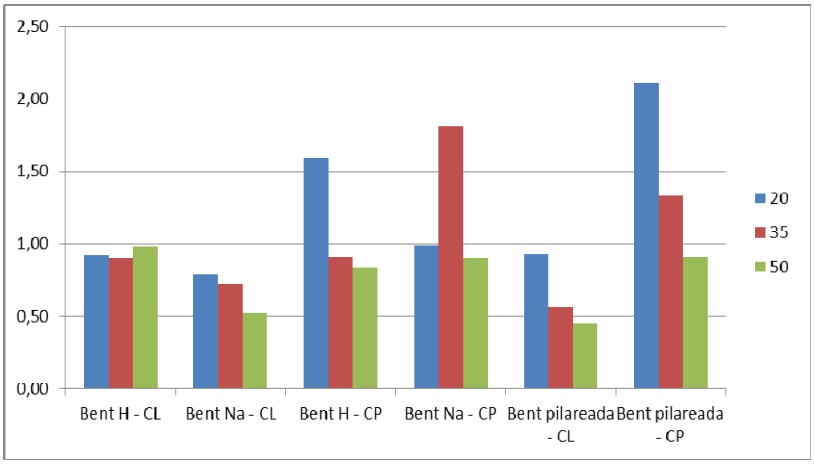


Figura 4. Resultados comparativos de los tipos de bentonitas vs adsorción (g HC/ g adsorbente).

CONCLUSIONES

1. Se han obtenido materiales adsorbentes a partir de bentonita cubana y se ha evaluado a escala de laboratorio su capacidad de adsorción, con vistas a su posible aplicación en un derrame de petróleo en suelos.

2. Los mejores resultados se han obtenido con los materiales bentonita pilareada y bentonita sódica para crudo pesado y bentonita ácida para crudo ligero.

3. La capacidad de sorción promedio obtenida para los materiales bentonita pilareada y bentonita sódica para crudo pesado se considera aceptable comparado con algunos de los productos comerciales conocidos.

4. La capacidad de sorción promedio obtenida para la bentonita pilareada resultó comparable a la bentonita sódica, presentando esta mejor relación costo - efectividad.

RECOMENDACIONES

- Evaluar a escala de banco la aplicación de materiales adsorbentes para recogida de hidrocarburos en derrames en aguas.
- Continuar el desarrollo de nuevos materiales basados en turba, zeolitas y *Sphagnum.*
- Revisar y/o implementar programas de prevención de la contaminación en la industria petrolera enfocados a reducir los riesgos de derrames de petróleo y sus derivados para evitar la contaminación de las aguas y suelos.

BIBLIOGRAFÍA

ASTM. F 726-99. Standard Test Method for Sorbent Performance of Adsorbents. 2001.
ASTM. F 1127 – 88 (Reapproved 1996). Standard Guide for Containment by Emergency.
Barrer, R.M, 1978. "Zeolites and Clays Minerals as Sorbents and Molecular Sieves". Acad. Press, New York, 8.
Bravo, N. P., 2004. Utilización de adsorbentes para la eliminación de contaminantes en aguas y efluentes líquidos. Facultad de Ciencias Exactas y Naturales.
Cruz S.A., R. Molina, M.A. Centeno, J.A. Odriozola, S. Moreno, 2007. SECAT Compendio de trabajos, P-072, p. 303.
Galán, E. & A. Ferrero, 1982. Clays & Clays Min. 30: 191.
Gil A., M. A. Vicente & L.M. Gandía, 2000. Microp. and Mesop. Materials. 34: 115-125.
Jampanil, J. & T. Srisatit, 2009. Physical characteristics improvement of bentonite by pillaring method for organic compound removal. Journal of Environmental Research and Development 4 (1): 19-23.
Picasso, G. & M. del R. Sun Kou, 2000. Aplicaciones tecnológicas de las arcillas modificadas. Arcillas pilareadas: un nuevo tipo de material micro poroso y sus aplicaciones en adsorción y catálisis. Revista de Química. Vol. XIV, No. 2: 177-89.
Sun Kou, M.R., 2000. Arcillas pilareadas: un nuevo tipo de material micro poroso y sus aplicaciones en adsorción y catálisis. Revista de Química. Vol. XIV, No. 2: 177-89.

OXIDACIÓN DE RESIDUALES LÍQUIDOS PETROLIZADOS CON $KMNO_4$.

Ditter Fernández-Rangel, Miguel Díaz-Díaz, Lester Rivas-Trasancos, Carlos C. Cañete-Pérez, Roberto Romero-Silva, Raiza Teutel ó-Nuñez, Sandra Miller-Palmer, Nora La Maza-Pineda

Centro de Investigación del Petróleo, Churruca 481 entre Washington y Vía Blanca, Cerro, C. Habana, Cuba. ZIP 1200. Tel: (537)6487337. Fax: 6426021.

RESUMEN

En una empresa comercializadora de combustible existe una moderna planta de tratamiento de residuales. Uno de los procesos de purificación aplicados a los residuales líquidos es la oxidación química con $KMnO_4$. Para realizar una evaluación de la planta, primeramente se acudió al laboratorio. En el presente trabajo se comprobó la eficiencia del $KMnO_4$ como oxidante para el tratamiento de residuales líquidos originados en la empresa. Así como determinar la dosis más eficiente para el tratamiento. Para esto se utilizó residuales líquidos provenientes del drenaje de un tanque de almacenamiento de crudo. El indicador que se escogió para evaluar la eficiencia del tratamiento fue la remoción de la demanda química de oxígeno (DQO). Las corridas se llevaron a cabo en un equipo de prueba de jarras. El tiempo de reacción se ajustó a una hora y se probaron varias concentraciones del reactivo. No se ajustó el pH, se tomó el valor con que venía el residual, que era de 7.89. A los resultados obtenidos se le ajustó un modelo logarítmico, con un valor de coeficiente de correlación (r) igual a 0.99. La dosis más eficiente para la oxidación química de los contaminantes presentes en el residual fue de 200 mg/L. Con esta concentración se removió el 30 % de la DQO.

ABSTRACT

In a fuel trading company there is a modern wastewater treatment plant. One of the process applied to the liquid waste is the chemical oxidation with $KMnO_4$. To evaluate the plant it was necessary lab work. In this investigation the effectiveness of $KMnO_4$ as oxidant for treatment of wastewater was verified. Furthermore, the most efficient dosage was determined. For this, liquid waste from crude storage tank was used. The remotion of chemical oxygen demand (COD) was used to evaluate the treatment. The runs were carried out in a jar test equipment. The reaction time was 1 hour and several reactive concentration was proved. The pH was not adjusted, the pH of residuals was 7.89. The results obtained was fitted a logarithmic model with a correlation coefficient (r) equal to 0.99. The most efficient dosage for chemical oxidation was 200 mg/L. At this concentration the 30 % of initial COD was removed.

INTRDUCCION

En ocasiones se encuentra la presencia de contaminantes que no pueden ser degradados en los distintos procesos de tratamiento biológico, ante esta problemática a menudo se recurre a la oxidación química de estos residuales para hacerlos más biodegradables. Así lo demuestra el trabajo de Wang (1992) que utilizó la oxidación química para aumentar la biodegradabilidad y disminuir la toxicidad de dos compuestos de fenoles. La oxidación química se considera como etapa fundamental dentro de los tratamientos terciarios. En general se recurre a la oxidación o reducción química cuando es posible la destrucción o transformación de un contaminante en particular, por cambios en el número de oxidación de este. El contaminante puede ser de naturaleza orgánica o inorgánica Pérez (2009).

De Luis (2009) plantea que la oxidación química puede utilizarse cuando: a) Por razones económicas se desecha la incineración o no es técnicamente posible el tratamiento biológico; b) para disminuir la toxicidad de un residual previo al tratamiento biológico; y c) como tratamiento final para adecuar el residual a las limitaciones de vertimiento.

Otros aspectos que se deben tener en cuenta es que el agente oxidante utilizado no debe originar nuevos contaminantes en la corriente residual. También a la hora de seleccionar uno u otro tipo de oxidante, deben considerarse otros muchos aspectos tales como: eficacia de tratamiento, costo, facilidad de manejo, compatibilidad con el resto de las etapas del proceso de tratamiento del agua y disponibilidad Pérez (2009).

El permanganato de potasio es utilizado fundamentalmente para el control de sabores y olores en el agua potable, en la remoción de color y en el control del crecimiento microbiano (http://epa.gov/ogwdw/mdbp/pdf/alter/chapt_5.pdf. 2011). Cleasby et al., 1964 and Wagner, 1951 encontraron que a pH ácidos el permanganato de potasio actúa como buen biocida, sin embargo a pH básicos es donde muestra sus mayores potenciales como oxidante de la materia orgánica.

El Objetivo General es:
Evaluar la efectividad de la oxidación química como tratamiento de residuales líquidos petrolizados de una empresa de Cupet.

Los Objetivos específicos son:

- Determinar la dosis más eficiente del $KMnO_4$ en la oxidación química como tratamiento.

MATERIALES Y METODOS

El residual líquido utilizado en las corridas procede del drenaje de un tanque de almacenamiento de crudo. Para la oxidación con $KMnO_4$ se ajustó el tiempo de reacción a una hora y se probaron varias concentraciones del reactivo. Para las distintas dosis se determinó su influencia sobre el porcentaje de remoción de DQO. En la Tabla I se muestran las distintas concentraciones.

Tabla I: Dosis de KMnO4 utilizadas en el tratamiento

Dosis (mg/L)
10
105
200
300
350
400

En este caso no se ajustó el pH, se tomó el valor con que venía el residual, que tenía un valor de 7.89.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los resultados de las corridas con $KMnO_4$ se muestran en la Tabla II

Tabla II: Resultados de las corridas con $KMnO_4$

Corridas	$KMnO_4$ (mg/L)	DQO (mg/L)	RDQO (%)	Promedio de las DQO de entrada (mg/L)
1	10	1012	-8.45	1071.43
2	105	900	16	

3	200	750	30	
4	300	741	30.84	
5	350	741	30.84	
6	400	702	34.48	

En la tabla se aprecia que con la dosis mínima empleada se obtiene una DQO de salida mayor que la entrada al tratamiento, esto puede deberse a que dada la baja concentración se forme algún producto de una reacción incompleta que tenga una DQO más elevada que los compuestos originales.
A partir de los datos de la Tabla II se construyó el Gráfico 1.

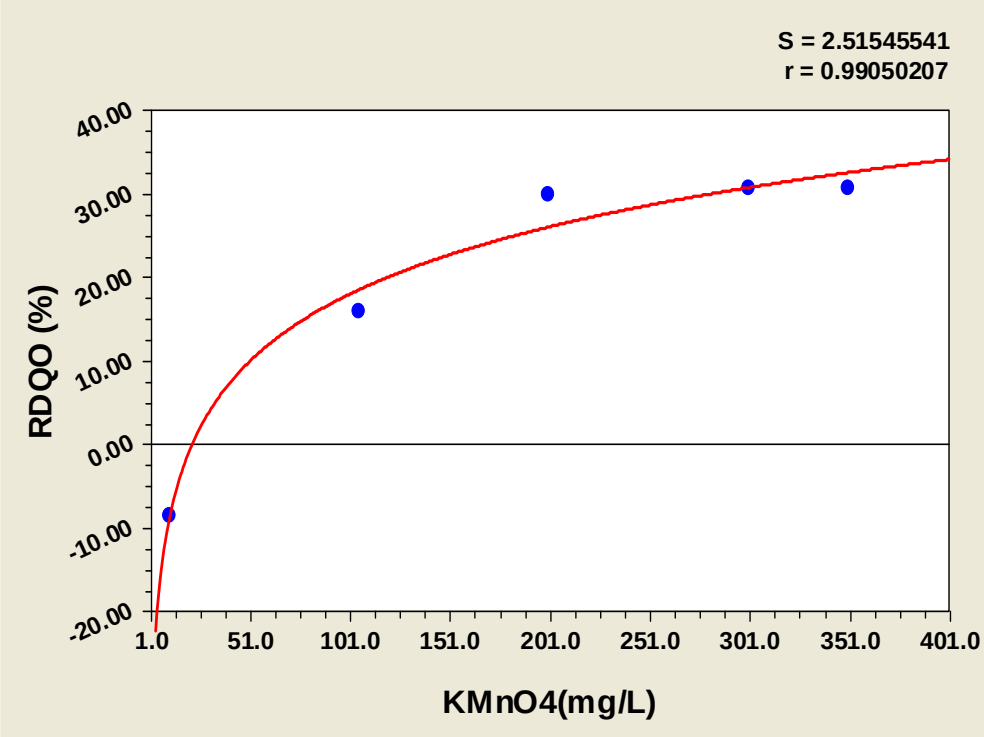


Gráfico 1: Porcentaje de remoción de DQO en relación con la dosis de $KMnO_4$.

A los datos mostrados en el Gráfico 1 se le ajustó un modelo logarítmico cuya ecuación es:

$Y=-35.54+11.64\ln X$

Como se muestra en el gráfico el ajuste del modelo es bueno, ya que el coeficiente de correlación (r) tiene un valor de 0.99.

CONCLUSIONES

- Se ajustó un modelo estadístico que explica el 99% de las variaciones ocurridas en el proceso de oxidación con $KMnO_4$.
- Se obtuvo una dosis recomendada en el tratamiento de los residuales estudiados mediante la oxidación química con $KMnO_4$. La dosis obtenida fue de 200mg/L, con la que se logra remover el 30 % de la DQO.

BIBLIOGRAFÍA

Cleasby, J.L., E.R. Baumann, and C.D. Black. "Effectiveness of Potassium Permanganate for Disinfection." J. AWWA. 56:466-474. 1964.

De Luis, Ana, et al. Kinetic study and hydrogen peroxide consumption of phenolic compounds oxidation by Fenton's reagent. Korean J. Chem. Eng., 26(1), 48-56 (2009).

http://epa.gov/ogwdw/mdbp/pdf/alter/chapt_5.pdf. 29/11/11.

Pérez O, Jesús. Biografía Oxidación Reducción. Instituto Politécnico José Antonio Echevarría. La Habana. Cuba. 2009.

Wagner, R.R. "Studies on the Inactivation of Influenza Virus." Yale J. Biol. Med. pp. 288-298. 1951.

Wang, Y.-T.. Effect of chemical pretreatment on anaerobic biodegradation of refractory organic compounds. Environmental Progress, 11: 210–215. doi: 10.1002/ep.670110315. (1992).

CARACTERIZACIÓN E IDENTIFICACIÓN DE LA CONTAMINACIÓN PRODUCIDA POR UN DERRAME DE PETRÓLEO

Ana Núñez Clemente, Octavio del Sol Ortega, Miriam O. Cora Medina, M iguel A. Díaz Díaz, Elsa S ánchez Sotolongo, Marí a D. Ruíz, Yumirka Comesaña García, y M aikel Padrón

Centro de Investigación del Petróleo (CEINPET), Churruca No. 481, La Habana, CUBA. E-mail: anan@ceinpet.cupet.cu.

RESUMEN

En el presente trabajo se muestran los resultados obtenidos en la caracterización de muestras provenientes de un vertimiento de hidrocarburos del petróleo en una zona costera, así como la caracterización y comparación con muestras provenientes de la supuesta fuente de contaminación con el objetivo de determinar el origen del producto derramado.
Las muestras fueron procesadas en el laboratorio, sometiéndolas a tratamiento químico para eliminar materias extrañas no oleosas, según norma establecida.
En la caracterización de las muestras ambientales provenientes del producto derramado, así como de la supuesta fuente de contaminación se emplearon diferentes técnicas analíticas, entre las que se encuentran la espectroscopia ultravioleta (UV), cromatografía gaseosa con detector de ionización a la llama (CG-FID), y el análisis de azufre. La combinación de estas técnicas de análisis permitió determinar que el origen de la contaminación apunta a que la mayoría de las muestras ambientales analizadas provienen fundamentalmente de una misma fuente de contaminación y de un reciente vertimiento.
Con el uso de la técnica de cromatografía de gases acoplada a la espectrometría de masas (CG-MS) fueron analizadas un número seleccionado de muestras con el fin de garantizar una adecuada identificación del producto derramado, que trabajando en la modalidad de registro selectivo de iones permitió la caracterización de los marcadores geoquímicos, los cuales son característicos de cada petróleo y la escasa incidencia de los procesos de evaporación, oxidación y biodegradación de esta familia de hidrocarburos lo hacen especialmente adecuado para este tipo de estudio. Los resultados obtenidos por esta técnica confirmaron los anteriores y, permitieron la identificación de la fuente de contaminación

ABSTRACT

In this paper shows the results obtained in the characterization of samples from a dumping of petroleum hydrocarbons in a coastal area as well as the characterization and comparison with samples from the alleged source of pollution in order to determine the origin of spilled product.
The samples were processed in the laboratory, subjecting them to chemical treatment to remove non-oil foreign matter, according to established standard.
In the characterization of environmental samples from the spilled product, as well as the supposed source of contamination different analytical techniques, among which are ultraviolet (UV) spectroscopy detector gas chromatography flame ionization was used (CG FID) and sulfur analysis. The combination of these techniques analysis revealed that the source of contamination suggests that most environmental samples analyzed come mainly from the same source of pollution and a recent dumping.
Using the technique of gas chromatography coupled to mass spectrometry (GC-MS) were analyzed a selected number of samples in order to ensure proper identification of spilled product which work in record mode selective ion allowed the characterization of geochemical markers, which are characteristic of each oil and the low incidence of the processes of evaporation, oxidation and biodegradation of this family of hydrocarbons make it particularly suitable for this type of study. The results obtained by this technique confirmed the above and, allowed the identification of the source of contamination

INTRODUCCIÓN

La situación geográfica de nuestra isla y el intenso tráfico marítimo por sus alrededores puede propiciar que nuestras costas y playas sean vulnerables al arribo de productos del petróleo. Por otra parte, en nuestro país el petróleo y sus derivados constituyen la fuente energética principal, y dentro de este contexto la actividad de prospección, extracción, procesamiento, trasiego marítimo y utilización del crudo nacional ha mantenido un desarrollo creciente en los últimos años, todas estas actividades pueden ocasionar serias afectaciones al medio ambiente.

La identificación de contaminantes de hidrocarburos de mares y playas constituye uno de los aspectos fundamentales en la lucha contra la contaminación producida por el petróleo y sus derivados. La posibilidad de determinar la fuente de contaminación por las implicaciones que posee en el campo legal y jurídico ha constituido el objetivo de varios trabajos e investigaciones desarrolladas durante años.

Internacionalmente se han reportado el empleo de diferentes técnicas analíticas individuales y gran medida en forma combinada que permitan determinar el origen o fuente de la contaminación por hidrocarburos. Entre los procedimientos analíticos de caracterización se encuentra la cromatografía de gases de alta resolución (CGAR), donde se hace uso de la huella dactilar cromatográfica como herramienta de información. La cromatografía de gases acoplada a la espectrometría de masas (CG-MS), constituye una técnica muy poderosa para la caracterización de la contaminación petrogénica, permitiendo la identificación de la fuente de contaminación mediante el empleo de los marcadores geoquímicos (Philp, 1996).

En el presente trabajo se hace uso de la combinación de técnicas de análisis apropiadas tales como: espectroscopía ultravioleta (UV), cromatografía gaseosa de alta resolución (CG-FID) y análisis de azufre. Por otra parte, un número seleccionado de muestras fue analizada por la técnica de cromatografía de gases acoplada a la espectrometría de masas (CG-MS) con el fin de garantizar una adecuada identificación del producto derramado, que trabajando en la modalidad de registro selectivo de iones permite la caracterización de los marcadores geoquímicos, los cuales son característicos de cada petróleo y la escasa incidencia de los procesos de evaporación, oxidación y biodegradación de esta familia de hidrocarburos lo hacen especialmente adecuado para este tipo de estudio.

Se muestran los resultados obtenidos en la caracterización de muestras provenientes de un vertimiento de hidrocarburos del petróleo en una zona costera, así como la caracterización y comparación con muestras provenientes de la supuesta fuente de contaminación, con el objetivo de determinar el origen del producto derramado.

MATERIALES Y MÉTODOS

Los procedimientos de muestreo de muestras de petróleo flotante en agua siguieron las normas establecidas de colección, preservación y preparación, según se establece en la norma ASTM. Las muestras fueron procesadas en el laboratorio, sometiéndolas a tratamiento químico para eliminar materias extrañas no oleosas, según norma ASTM D3326-90, después de lo cual se analizaron cualitativamente por las técnicas instrumentales de cromatografía de gases de alta resolución (ASTM D3328-06), espectroscopia ultravioleta (Solanas, 1984), así como se le determinó el contenido de azufre (ASTM D1552-08).

La muestra de fuel oil (supuesta fuente de contaminación), proveniente de un tanque de almacenamiento y las muestras ambientales recogidas fueron tratadas de igual manera para su comparación. Los métodos instrumentales utilizados en el análisis de las muestras, fueron los siguientes:

Cromatografo de gases KONIK GC-4000B con detector de ionización a la llama (FID), utilizando una columna capilar de sílica fundida DB-1 (30 m x 0,25 mm d.i. y 0,25 µm de espesor de película), e hidrógeno como gas portador. Las condiciones cromatográficas fueron las siguientes: temperatura del inyector y detector de 300 y 310 ^{0}C, respectivamente; programación de temperatura isotérmico a 60 ^{0}C durante 2 min.; desde 60 hasta 300 ^{0}C a 6 ^{0}C min–1, tiempo final 20 min. La inyección de la muestra se realizó en modo splitless durante 1 min. Para el procesamiento de las muestras se utilizó el software KoniKrom32.

Cromatógrafo de gases 7890A acoplado a un detector selectivo de masas 5975C (Agilent) con un sistema de cómputo y una columna capilar DB-5 (60 m x 0,25 mm d.i y 0,25 µm de espesor de película, Agilent), y helio como gas portador. Las condiciones cromatográficas fueron las siguientes: temperatura del inyector: 290 0C, temperatura de interfase MS: 300 0C y el programa de temperatura utilizado fue de 55 ºC durante 2 min, se incrementó a 270 °C con una rampa de temperatura de 6 ºC min–1 y desde 270 hasta 300 ºC a 3 ºC min–1 y se mantuvo isotérmico a esta temperatura por 17 min. La inyección de la muestra se realizó en modo splitless durante 45 seg. Para el procesamiento de la muestra se utilizó software MSD Productivity ChemStation, versión E.02.02.

Espectrómetro Ultravioleta Visible (UV-Vis) CINTRA 40 de la GBC, utilizando cubetas de cuarzo de 1 cm de paso de luz y como disolvente se utilizó isoctano espectroscópico. Los espectros se obtuvieron de forma cualitativa disolviendo una porción de muestra en la propia cubeta de modo que las absorbancias medidas se encontraran en el intervalo de 0,2 a 0,8 unidades. Se midieron las absorbancias a las longitudes de onda 228 y 256 nm para obtener la relación de dichas bandas. (Solanas, 1970)

Analizador de azufre PetroTest, según método de azufre total a alta temperatura (ASTM D1552-08).

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Análisis por Espectroscopia UV

A partir de los espectros obtenidos de las muestras analizadas se calculó la relación de bandas 228 nm y 256 nm, índice utilizado por otros autores (Solanas, 1984) para tipificar los hidrocarburos. La tabla I recoge los valores obtenidos de la relación de bandas del espectro ultravioleta para las muestras analizadas, donde los resultados obtenidos de dicha relación son muy parecidos en casi la totalidad de las muestras analizadas (M-1, M-2, M-3, M-4 y M-6), con excepción de la muestra M-5 y comparable con las muestras identificadas como fuel oil. Los valores obtenidos en todos los casos, se encuentran dentro del intervalo de 1 a 2, lo cual es característico de la presencia de fuel oil y/o petróleos crudos.

Tabla I. Valores de relación de bandas λ= 228/256 de las muestras de petróleo analizadas.

Muestra	$R= A_{228/} A_{256}$
M-1	1.811
M-2	1.685
M-3	1.811
M-4	1.795
M-5 (P.L)	2.375
M-6	1.911
M-7	2.025
M-8 (fuel oil)	1.725
M-9 (fuel oil)	1.821

P.L= producto ligero

Análisis de Azufre.

A pesar de que los valores de concentración de azufre son muy afectados por el proceso de atemperismo a que están sometidas las muestras ambientales, este parámetro debe tenerse en cuenta en los casos de derrames muy recientes o cuando las diferencias de concentración son muy apreciables. En nuestro caso, al disponer de petróleos crudos de un elevado % de azufre, se pueden diferenciar muestras procedentes de petróleos crudos nacionales. De tal forma, que una determinación del contenido de azufre nos puede descartar si es un petróleo nacional o no. Los valores de concentración de azufre obtenidos de las muestras analizadas se reflejan en la tabla II.

Los valores de concentración de azufre total obtenidos en las muestras ambientales M-1, M-2, M- 3 y M-4, son similares entre sí y al obtenido en la muestra identificada M-7. Sin embargo, el valor obtenido en la muestra M-6, difiere significativamente del resto de las muestras ambientales.

Por otra parte, los resultados de azufre total encontrado en las muestras M-8 y M-9 son muy similares entre sí y al obtenido en la muestra ambiental M-6. En la muestra M-5, se obtuvo un valor de concentración muy diferente al resto de las muestras analizadas.

Tabla II. Valores de concentración de azufre total (S), expresados en % m/m

Muestra	% S
M-1	1,68 ± 0.12
M-2	1,81 ± 0.12
M-3	1,92 ± 0.12
M-4	1,11 ± 0.12
M-5 (P.L)	2,43 ± 0.18
M-6	3,30 ± 0.28
M-7	1,44 ± 0.12
M-8 (fuel oil)	3,29 ± 0.28
M-9 (fuel oil)	3,22 ± 0.28

P.L= producto ligero

Análisis por Cromatografía de gases (CG)

En la figura 1 se muestran los cromatogramas representativos obtenidos de los hidrocarburos presentes en las muestras analizadas individualmente, realizando la comparación de algunas de las muestras ambientales, identificadas como M-4, M-5 y M-6 con la supuesta fuente de contaminación identificada como fuel oil (M-9).

Desde el punto de vista cualitativo, los cromatogramas obtenidos de las muestras M-1, M-2, M-3, M-4 y M-6 son muy similares entre sí, lo cual indica que las mismas pueden estar relacionadas con la misma fuente de vertimiento. Los perfiles cromatográficos son característicos de los hidrocarburos extraídos de una fracción pesada del petróleo, con una distribución de n-parafinas desde n-C_{13} hasta n-C_{36}, y abundante cantidad de la mezcla de compuestos no resueltos, conocida como UCM. Sin embargo, el perfil cromatográfico de la muestra M-5 resultó significativamente diferente al resto, mostrando la presencia mayoritaria de un combustible más ligero con un rango de ebullición más estrecho, con predominio de las n- parafinas desde n-C_{13} hasta n-C_{27} y máximos en las parafinas n-C_{15} y n-C_{16}, característico de combustibles o mezclas de combustibles de las fracciones medias del petróleo.

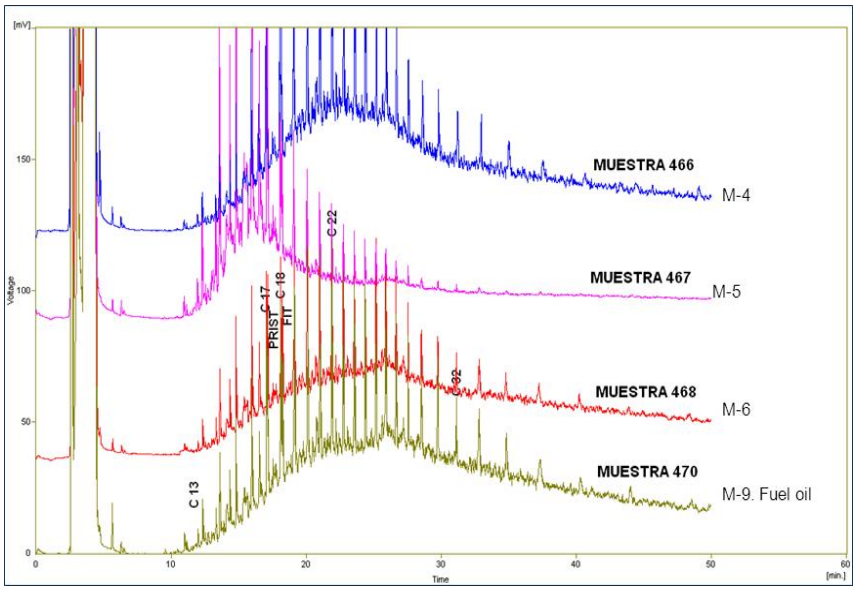


Figura 2. Perfiles cromatográficos representativos de los hidrocarburos presentes en las muestras analizadas

Análisis por cromatografía de gases acoplada a la espectrometría de masas (CG-MS)

Mediante el uso de la técnica de cromatografía de gases acoplada a la espectrometría de masas (CG-MS) fueron analizadas un número seleccionado de muestras con el fin de garantizar una adecuada identificación del producto derramado, que trabajando en la modalidad de registro selectivo de iones permitió la caracterización de los marcadores geoquímicos, los cuales son característicos de cada petróleo y la escasa incidencia de los procesos de evaporación, oxidación y biodegradación de esta familia de hidrocarburos lo hacen especialmente adecuado para este tipo de estudio.

La figura 3(A) muestra los cromatogramas de la corriente iónica total y la 3(B) corresponde a los fragmentogramas de masa correspondiente al ión 183 m/z (alcanos e isoprenoides). Por otra parte, en la figura 4 se exhiben los fragmentogramas de masa correspondientes a los iones 191 m/z, 217 m/z y 218 m/z de la fracción de hidrocarburos, los cuales se corresponden con las familias de triterpanos y esteranos, respectivamente.

En todos los casos se aprecia que algunas de las muestras analizadas evidencian cualitativamente perfiles similares entre sí (M-1 y M-3) y se corresponden con el obtenido en la supuesta fuente de contaminación (M-8), sin embargo se denota diferencia con los perfiles obtenidos en la muestra M-5. Los resultados obtenidos por esta técnica confirmaron los anteriores y, permitieron la identificación de la fuente de contaminación.

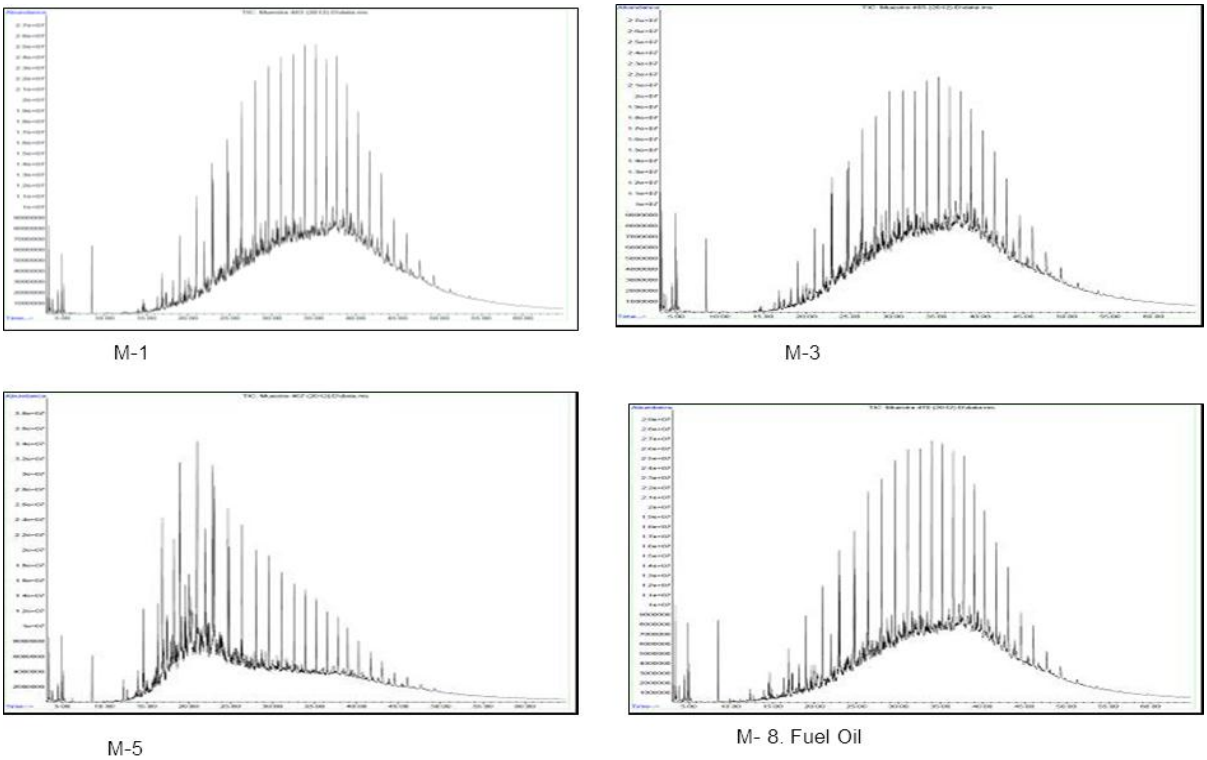


Figura 3(A). Cromatogramas de corriente iónica total de las fracciones de hidrocarburos.

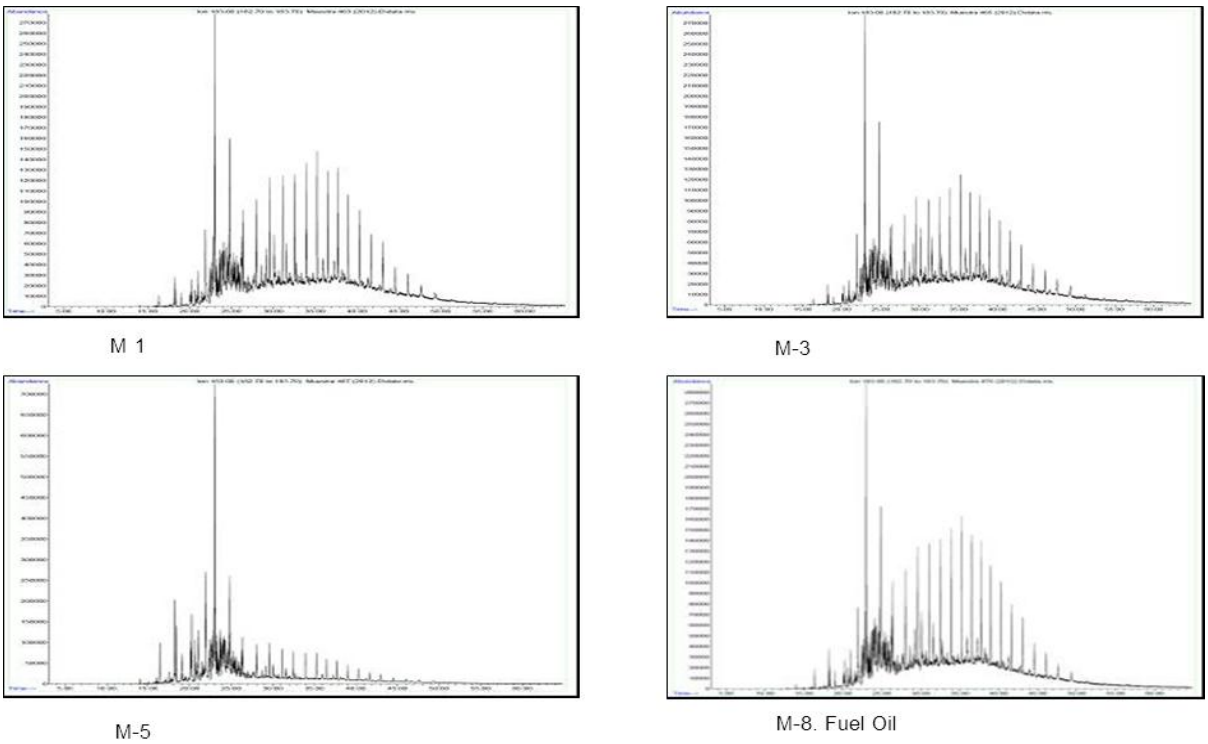
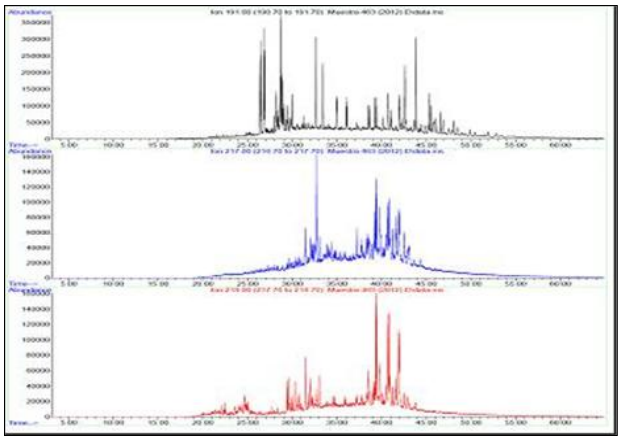
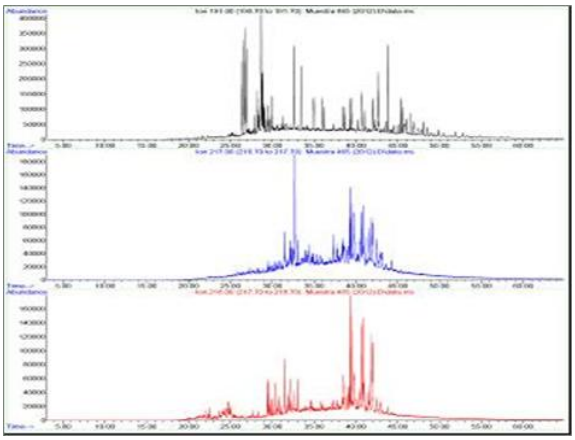


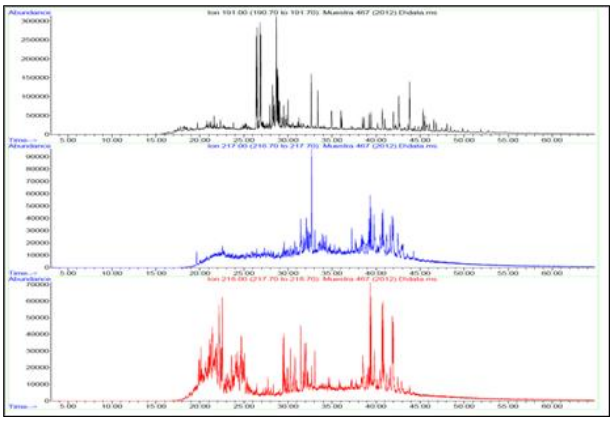
Figura 3(B). Fragmentogramas de masa correspondiente al ión 183 (183 m/z) de las fracciones de hidrocarburos.



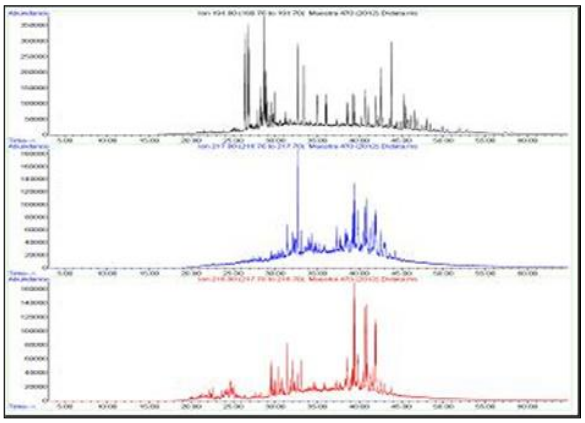
M-1



M-3



M-5



M-8. Fuel Oil

Figura 4. Fragmentogramas de masa correspondientes a los iones 191 m/z, 217 m/z y 218 m/z de las fracciones de hidrocarburos.

CONCLUSIONES

1. La combinación de diferentes técnicas instrumentales de análisis y la determinación del contenido de azufre, permitieron determinar que la mayoría de las muestras provienen fundamentalmente de una contaminación de fuel oil de un mismo y reciente vertimiento.
2. Algunas muestras evidenciaron características similares entre sí y comparables con la fuente sospechada de contaminación, lo cual indica que provienen de la misma fuente de vertimiento.
3. Los resultados obtenidos en una de las muestras difieren con los obtenidos en las restantes, por lo que se infiere que tiene otro origen o proviene de otra fuente.
4. La caracterización por la técnica CG-MS confirmaron los resultados anteriores, permitiendo la identificación de la fuente de contaminación mediante el empleo de marcadores geoquímicos del producto derramado.

BIBLIOGRAFIA

ASTM D3326-90, 2002. Standard Practice for Preparation of Samples for Identification of Waterborne oils.

ASTM D3328-06, 2006. Standard Test Methods for Comparison of Waterborne Petroleum Oil by Gas Chromatography.

ASTM D1552-08, reaprov. 2011. Standard Test Methods for Total Sulphur.

Núñez, A., 2002. Estudio de la contaminación por petróleo en ecosistemas cubanos de interés económico-social. Tesis presentada en opción al título académico de Master en Impacto Ambiental.

Solanas, A.M., J. Ripoll, y R. Parés, 1970. Cuantificación y tipificación de hidrocarburos del agua por espectroscopia Ultravioleta. Journal of Institute Petroleum. 56: p 107-77.

Philp, R.P. et al., 1996. A novel approach for the determination of the source of hydrocarbons in contaminated soils. Chapter 28. In: Contaminated Soils – Site Assessment, p 363-380.

CARACTERIZACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL, ASOCIADO AL GAS NO CONVENCIONAL EN LA REGIÓN PETROLERA DE LA CUENCA CENTRAL CUBANA

***Carmen J. Fernández de La Cruz*, Orelvis Delgado López, Ramón Cruz Toledo, Miguel Díaz Díaz**

Centro de Investigaciones del Petróleo, Churruca, No. 481 e/ Washington y Vía Blanca, Cerro, La Habana, Cuba, CP 12 000, E-Mail: carmenf@ceinpet.cupet.cu

RESUMEN

La industria petrolera a nivel mundial, y en Cuba, tiene una vasta experiencia en el cuidado al medioambiente durante la exploración, explotación y manipulación del gas natural, utilizando las técnicas tradicionales. Sin embargo con la llegada al mundo petrolero del gas No Convencional surgen afectaciones medioambientales derivados de las técnicas de fracturación hidráulica, comúnmente conocida como *hydrofrackingo fracking*, que se utilizan para hacer rentable su extracción. Este trabajo tiene el propósito de contribuir con la información medioambiental a la selección de zonas favorables para la aplicación de este método, además de prevenir su afectación directa sobre los componentes naturales, y así evitar afectaciones mayores tanto en el presente como futuro, existiendo aún muchas incógnitas relacionadas con las posibles tecnologías a emplear, por considerarse incipiente en Cuba su aplicación.
El objetivo fundamental de esta investigación es caracterizar la Región de Cuenca Central desde el punto de vista del Impacto Ambiental en la zona por la actividad petrolera, a partir de datos de monitoreo ambiental, caracterización física –geográfica y análisis del método de fracturación hidráulica. Como resultado, fue posible valorar los impactos y riesgos asociados, relacionados con la contaminación atmosférica, aguas superficiales y subterráneas, así como factores ambientales presentes y presumiblemente afectados (aire, suelo, roca, agua). Se plantean medidas preventivas y de mitigación para proteger el medio ambiente.

ABSTRACT

The oil industry worldwide, and in Cuba, has extensive experience in caring for the environment during exploration, exploitation and manipulation of natural gas, using traditional techniques. However with the arrival to the oil world of Unconventional Gas, environmental damages arising from techniques as hydraulic fracturing, commonly known as hydrocracking, which is used to make extraction profitable, arise. This work aims to contribute to the environmental information, to the selection of favorable areas for the application of this method, and to prevent their direct involvement on natural components avoiding most problems both in the present and future. Still exist many uncertainties related to the possible technologies to employ, for considered incipient in Cuba its implementation.
The fundamental target of this research is to characterize the region of Central Basin from the standpoint of environmental impact in the area for the oil industry, from: environmental monitoring data, physical -geographical characterization and analysis of hydraulic fracturing method. As a result, it was possible to assess the impacts and risks related to air pollution, surface and groundwater, as well as environmental factors present and presumably affected (air, soil, rock, water). Preventive and mitigation measures are proposed to protect the environment.

INTRODUCCION

El ser humano en relativamente poco tiempo, ha consumido gran parte de los recursos de petróleo y gas natural, que fueron formados a lo largo de millones de años. A fin de que estos recursos naturales puedan utilizarse a largo plazo, es imprescindible perseguir una política de explotación responsable. La gran demanda de energía y la escasez de alternativas precisan de medidas y estrategias de explotación

inmediatas, por lo que resulta necesario analizar minuciosamente los efectos ambientales que pueden surgir durante y después de la explotación.

En el caso de la explotación de gas No Convencional (GNC) en Cuba, el estudio de factibilidad es aun insipiente, existiendo aún muchas incógnitas relacionadas con las posibles tecnologías a emplear.

Estas técnicas se remontan desde 1860 en Norteamérica, con la utilización de la nitroglicerina, en 1930 se empezaron a utilizar ácidos en lugar de materiales explosivos y en 1947 se estudia por primera vez la posibilidad de utilizar agua. La fracturación con agua empezó a aplicarse industrialmente en 1949 por la empresa Stanolind Oil.

MATERIALES Y MÉTODOS

Para la realización del trabajo se realizó una revisión-evaluación de la región de Cuenca Central desde el punto de vista del Impacto Ambiental en la zona por la actividad petrolera, a partir de una caracterización física –geográfica, resultados de monitoreo ambiental y análisis del método de fracturación hidráulica.

Caracterización físico - geográfica del área.

Las áreas de Cuenca Central, seleccionadas para la exploración y eventual producción de gas No Convencional son: **Catalina - Angelina, Cristales y Pina**. En la Figura 1, se muestran los poblados existentes, en los alrededores del área en estudio. También se tuvo en cuenta la tectónica e hidrografía de la región y otros elementos físico-geográficos del área.

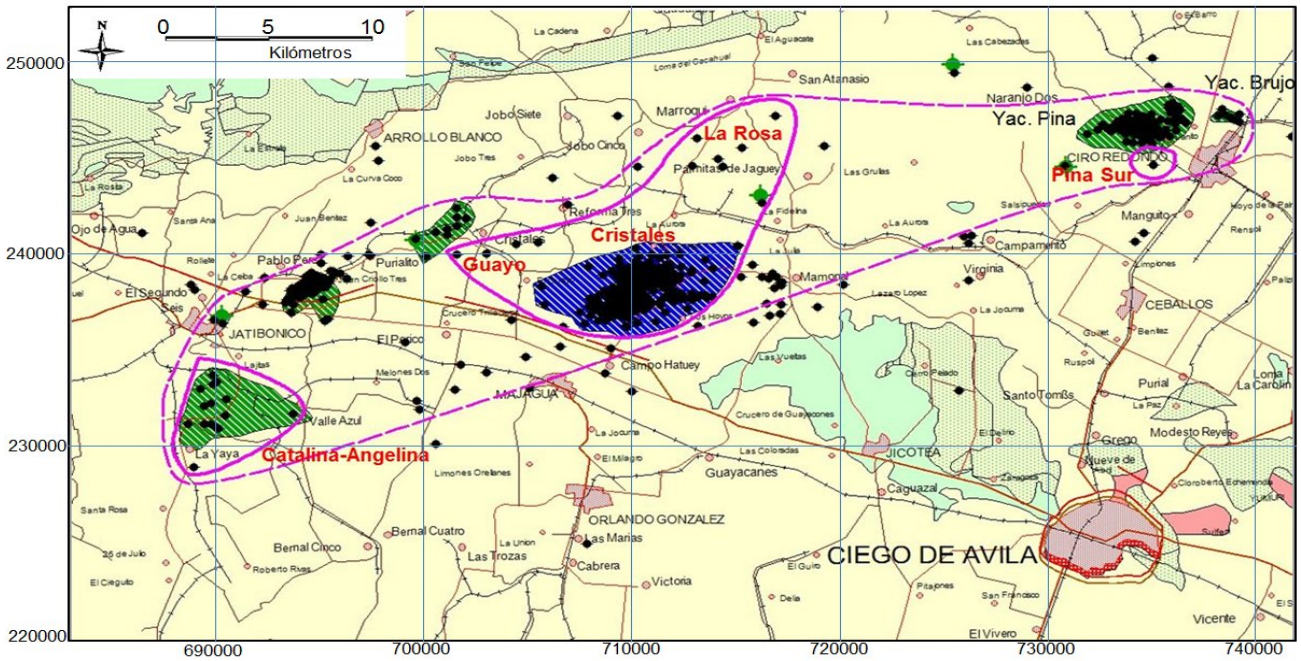


Figura.1. Límites geográficos y poblados existentes en el área de estudio. Las áreas seleccionadas para comenzar la exploración de GNC en Cuenca Central son las que aparecen en letras rojas. Nótese que las mismas se distribuyen en casi toda los campos petroleros de la EPEP Majagua

El área de trabajo se ubica en una zona de llanura de bloques escalonados en monoclinales muy fracturados y alineamientos tanto transversales como longitudinales, donde los eventos tectónicos principales están relacionados con la falla La Trocha en su parte occidental y al sur la falla Cristales. Desde el punto de vista hidrográfico limita al Sur Oeste con la presa Zaza y Felicidad, en su límite más occidental las cuencas del rio Jatibonico del Norte y del Sur, alineado con la presa Lebrige (Cruz R. 2008).

Resultados de monitoreos ambientales.

En el monitoreo ambiental en la EPEP Majagua se monitorearon la calidad del aire y aguas residuales, los cuales se ubican dentro de los poblados Cristales y Pina, con los resultados siguientes:

Monitoreo atmosférico. Calidad del aire.

Se monitorearon 6 puntos previamente seleccionados, determinando parámetros e indicadores de contaminación atmosférica tales como: Sulfuro de Hidrogeno (SH_2), dióxido de azufre (SO_2), Monóxido de Hidrogeno **(**$NO_{x,}$), Hidrocarburos (HC), Benceno, Xileno, Tolueno (BTX) y Alcalinidad (PH).

En las Tablas I y II se observan las concentraciones puntuales y promedios de H_2S que no cumplen con la norma de aire ambiente en zonas habitables (NC 39:1999), excepto en la terminal de Ómnibus. Los valores puntuales y promedios de los contaminantes SO_2 y NO_x cumplen con la norma referida, excepto NO_x en la parada del albergue de Pina y en la fábrica de levadura torula.

Tabla I. Contaminantes puntuales en aire ambiente de puntos habitados

Punto Muestreo	**Lugares**	**H_2S mg/m^3**	**SO_2 mg/m^3**	**NO_x mg/m^3**	**HC ppm**	**BTX ppm**
Punto 3 Cristales Consultorio 38	Puerta Consultorio	0.340	0.087	0.045	263	252
	Frente a una casa	0.309	0.003	0.006	511	94.2
	Encima del carro	0.071	0.001	0.002	820	209
Punto 5 Albergue Pina	Parada	0.346	0.027	**0.176**	827	409
	Taller	0.229	0.003	0.061	925	469
	Línea del tren	0.148	0.003	0.006	500	146
Punto 6 Terminal de ómnibus Pina	Terminal	0.007	0.013	0.011	807	238
	Fábrica de Levadura Torula	0.185	0.041	**0.087**	1480	216
	Parque y edificio	0.025	0.022	0.011	1227	149
CPA [(a)]		**0.008**	**0.5**	**0.085**		

[(a)] Concentración máxima admisible de contaminantes en el aire de zonas habitables. (NC 39:1999).

Tabla II. Contaminantes puntuales en zonas de trabajo de UPEP Majagua

Punto de muestreo	**Lugar de muestreo**	**H_2S mg/m³**	**SO_2 mg/m³**	**NO_x mg/m³**	**HC ppm**	**BTX ppm**
Punto 1 Batería Cristales.	Frente caseta de trabajo	0.792	0.000	0.150	**1957**	450
	Puerta de entrada	0.351	0.009	0.079	239	72.7
	Caseta dormitorio	0.030	0.010	0.012	**628**	124
	Frente Caseta de trabajo	0.568	0.016	0.017	**1112**	284
Punto 2 Yacimiento Cristales	Comedor	0.360	0.005	0.001	**1659**	167
	Taller de bomba de profundidad	0.493	0.025	0.001	**1444**	231
	Entrada	0.402	0.115	0.003	**1770**	125
	Caseta frente al taller	0.000	0.036	0.000	**1593**	266
Punto 4 Batería Pina	Cerca frente TK 3	0.340	0.087	0.045	263	252
	Despacho Batería	0.309	0.003	0.006	511	94.2
	Cerca de la planta Gas	0.071	0.001	0.002	**820**	209
CMA [(a)]		**20**	**10**	**10**	**600**	

[(a)] Concentración máxima admisible de las sustancias nocivas en el aire de la zona de trabajo. (NC 872:2011). Las concentraciones puntuales de Monóxido de Hidrogeno (NOX), en los puntos 5 y 6 e hidrocarburos (HC), están por encima de la norma de referencia en la mayoría de los casos.

Monitoreo en aguas residuales.

Se monitorearon 2 puntos, determinando los parámetros e indicadores de contaminación atmosférica, tales como: Demanda Química de Oxigeno (DQO), Sulfuros y Sólidos suspendidos totales, Cromo VI (Cr VI), Hidrocarburos (HC).

En el Anexo de la Tabla III. Se pueden observar los valores obtenidos de DQO y sólidos suspendidos totales en el agua residual de Batería de Cristales y del Pozo Colectivo de Pina, si se comparan los niveles de contaminantes encontrados con los límites máximos permisibles promedio para residuales líquidos a verter a ríos clase C (NC 27: 1999), se puede observar que estos parámetros no cumplen con lo regulado por la norma de referencia. Los restantes niveles de concentración están dentro de los límites requeridos para descarga directa a aguas superficiales (IFC – World Bank, 2007).

Tabla III. Resultados en aguas residuales UPEP Majagua, expresados en mg/l.

Punto de muestreo	**Código**	**DQO**	**pH**	**DBO_5**	**Sulfuros**	**S. Susp.**	**Fenoles**	**Cr VI**	**HC**
TK-78 Batería Cristales	119	**363 ± 9**	5.0 (28,0 °C)	19.22 ± 4.2	< 1.0	**194 ± 13**	0.04 ± 0.002	0.013	28.7 ± 2.1
Carga Contaminante (Kg/d)		7.26		0.38		3.88	$7.8x10^{-4}$		0.57
		9.07		0.48		4.85	$9.75x10^{-4}$		0.72
Pozo Colectivo Pina	120	**454 ± 11**	5.0 (25,0 °C)	52.32 ± 11.5	< 1.0	**154 ± 10.5**	< 0.02	0.008	22.9 ± 1.6
Carga		27.2		3.14		9.24			1.37

Punto de muestreo	**Código**	**DQO**	**pH**	**DBO_5**	**Sulfuros**	**S. Susp.**	**Fenoles**	**Cr VI**	**HC**
Contaminante (Kg/d)		31.8		3.66		10.78			1.60
Métodos de Ensayos.		ISO 6060	ISO 10523	ISO 5815	APHA 4500	APHA 2540	ISO 6439	APHA 3500	APHA 5520
Límites Máximos Permisibles [(a)]		120	6-9	60					30
Valores Máximos Permisibles [(b)]		**150**	**6-9**	**30**	**1.0**	**30**	**0.5**	**0.1**	**10**

[(a)] Límites Máximos Permisibles Promedio para las descargas de aguas residuales según la clasificación del cuerpo receptor (ríos y embalses Clase C) (NC 27: 1999).
[(b)] Requerimientos de efluentes para descarga directa a aguas superficiales (IFC-World Bank Group, 2007).

Método de Fracturación hidráulica

La fracturación hidráulica consiste en inyectar agua a presión con aproximadamente 0.5 a 2% de productos químicos para mejorar sus propiedades geológicas y una pequeña cantidad de sólidos (mayormente arena). Las fracturas creadas se mantienen abiertas por la arena que queda en los intersticios de las rocas una vez reducida la presión. El proceso se debe hacer en varias fases para abarcar el mayor volumen posible de roca saturada, comenzando desde el fondo del pozo hacia arriba a todo lo largo de la sección horizontal del mismo. Este proceso garantiza el flujo del gas desde formaciones poco porosas hacia el caño del pozo (Broomfield, M. 2013).

Los principales riesgos medioambientales en que se incurren durante la fracturación hidráulica están relacionados con los fluidos y sólidos que se inyectan al subsuelo durante este proceso.
El número de aditivos químicos usados en la fracturación hidráulica depende de las condiciones específicas del pozo, características del agua a utilizar y de la formación geológica que se vaya a fracturar.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Como resultado fue posible identificar las Acciones a ejecutar y Factores Ambientales presumiblemente afectados, así como los riesgos e impactos ambientales y medidas preventivas relacionados a la actividad de exploración - producción de gas No convencional en Cuenca Central.

Por las complejidades geológicas de los yacimientos No Convencionales, ya que son yacimientos de muy baja permeabilidad, que pueden encontrarse en lutitas, rocas carbonatadas, Tobas, Tufitas, Serpentinita. La aplicación del método de fracturación hidráulico provoca afectaciones medioambientales. Por ello resulta necesario conocer que El Impacto Ambiental, tiene lugar cuando una acción o actividad produce una alteración favorable o desfavorable, en el medio o en algunos de sus componentes. Donde esta acción puede ser un proyecto de ingeniería, un programa, un plan, una ley o una disposición administrativa con implicaciones ambientales (Fernández. C V. 1995).

La evaluación de Impacto Ambiental, es un instrumento en la planificación de inversiones y la toma de decisiones (Ayes, G. 2003). Además se deben tener bien definido las acciones a ejecutar y los factores del medio ambiente que presumiblemente serán afectados. En la tabla IV. Se muestran las Acciones y Factores Ambientales que incidirán directamente durante los trabajos de exploración – producción en el área.

Tabla IV. Acciones y Factores Ambientales que incidirán directamente durante trabajos de exploración-perforación en el área.

Principales Acciones Impactantes (AI)	**Factores Ambientales (FA)**
A1. Método sísmico (sin fuente explosiva) A2. Perforación del pozo A2.1 La preparación del sitio de perforación y la construcción de vías de acceso A2.2 Encamisado y cementación del pozo A2.3 Uso de lodo de perforación A2.4 Fase de terminación del pozo A3. Fracturación hidráulica A4. Ruido	F1 .Aire F2 Relieve F3 Suelo F4 Roca F5 Flora, Fauna. Paisaje F6 Aguas superficiales y subterráneas. F7 Recurso natural (gas)

Contaminación del aire

Según Broomfield, M. 2013, las técnicas de fracturación hidráulica afectan la calidad del aire. Esto ocurre mayormente por las emisiones de humo de la combustión diesel provenientes de las bombas de fracturamiento hidráulico. Además se registran olores degradables relacionados a liberación de gas provenientes de bombas, válvulas, válvulas de alivio de presión, flear, agitadores y compresores. Existen emisiones de contaminantes gaseosas a partir de la disolución de productos químicos en agua para elaborar el fluido de fracturación.

Durante el abandono del pozo también pueden ocurrir algunos impactos a la calidad del aire. Esto sucede si el pozo es inadecuadamente sellado, lo cual permitirá la fuga de emisiones contaminantes. Con un adecuado manejo de los gases es posible minimizar estas emisiones, pudiendo tomar como referencia la práctica en pozos convencionales.

Contaminación de las aguas

El desarrollo de gas No Convencional tiene un consumo de agua más alto que la mayoría de los pozos convencional para petróleo y gas, debido al alto consumo de la misma durante la fracturación hidráulica. La perforación de un pozo para gas No Convencional podría requerir cerca de 300,000 galones de agua por día, y un proceso de fracturación hidráulica podría requerir hasta 7 000000 galones (o más), Groat, Charles G y Grimshaw Thomas W. 2012. La cantidad de agua usada para el gas No Convencional en relación con los usos típicos del agua, se ha convertido en la principal controversia del gas No Convencional en los últimos años.

Los suministros de aguas para las operaciones de fracturación hidráulica, pueden ser de aguas superficiales, aguas subterráneas, o una combinación de ambas. La afectación a las aguas superficiales seria directa, ya que se utilizarían en la ejecución del proceso de fracturación grandes volúmenes de agua dulce y fresca, lo que también afectaría las poblaciones circundantes.

También puede ocurrir que durante el proceso de fracturación, parte del fluido de fracturación migre a través de las fracturas creadas artificialmente hacia otras áreas dentro de las lutitas gasíferas, este fenómeno es conocido como pérdida de fluidos. Estudios de la EPA (2102), señalan que las pérdidas de fluidos durante la fracturación hidráulica pueden exceder el 70% del volumen inyectado si el proceso no se controla adecuadamente, lo cual puede provocar la migración de fluidos de fracturación hacia acuíferos de agua potable. En el mismo estudio, la EPA (2012) ha declarado que

una construcción de pozo adecuada es esencial para aislar la zona productiva de las fuentes subterráneas de agua potable. Esta incluye tanto la perforación en sí como el uso de camisas de acero y una adecuada cementación. El riesgo de contaminación de las aguas subterráneas se vincula a una mala terminación de los pozos.

En consonancia con lo planteado por la EPA (2012), el Comité de Energía y Cambio Climático del Reino Unido (*Energy and ClimateChangeCommittee,ECCC*, 2013), concluye que la fracturación hidráulica en sí no representa un riesgo directo a los acuíferos, siempre que la camisa del pozo esté intacta antes de que esta comience. Entonces cualquier riesgo que surja relacionado con la integridad del pozo, sería similar a los encontrados durante la exploración de hidrocarburos convencionales. Por tal razón, el *ECCC* (2013) recomiendan que los organismos pertinentes realicen una auditoria de la integridad del pozo antes de otorgar la licencia ambiental para las operaciones de fracturamiento hidráulico. En el propio artículo (*ECCC*, 3013), se plantea que además las agencias medioambientales, u organismos afines, antes de autorizar el uso de cualquier químico en la fracturación hidráulica, deben estar seguros de contar con los medios y equipos necesarios para monitorear y detectar ese químico en los suministros locales de agua.

Las aguas subterráneas corren el riesgo de ser impactadas, tanto en la fase de terminación del pozo, como durante la prueba de fracturamiento hidráulico.

En el monitoreo fueron detectados dos puntos (Demanda Química de Oxigeno y sólidos suspendidos totales), que no cumplen con lo regulado por la norma de referencia (NC 27:1999), los cuales deben monitorearse al inicio y durante los trabajos a realizar en el área para conocer la situación de la carga contaminante y tomar medidas en aras de mitigar el daño provocado. Se deben tener en cuenta los focos contaminantes presentes en el área, el destino final de vertimientos de los residuales, los eventos meteorológicos como huracanes e intensas lluvias en general. En la zona se ha ejecutado el método de recuperación mejorada tanto en el yacimiento de Cristales como Pina, elemento a tener en cuenta a la hora de evaluar los riesgos ambientales que puede ocasionar (Pérez, Y. M. López 2004).

Desde el punto de vista tectónico es conveniente realizar un estudio detallado sobre los sistemas de fallas, fracturas y microfracturas. En el área en estudio se ubican importantes fallas regionales (al norte falla La Trocha y al sur falla Cristales). Existe el riesgo de contaminación de las aguas subterráneas a partir de la ejecución del método, tanto por fracturas naturales como inducidas.

En general en el área la exploración de Gas No Convencional puede provocar los siguientes riesgos e impactos negativos, sobre los diferentes componentes del medio natural:

- ✓ Afectaciones al paisaje.
- ✓ Contaminación de las aguas subterráneas y superficiales.
- ✓ Contaminación del aire por emisiones a la atmósfera.
- ✓ Afectaciones a la biodiversidad.
- ✓ Impacto por ruido y tráfico.

- ✓ Deterioro de la capa vegetal, flora y fauna. Donde se realizará el estudio sísmico, por ubicación del campamento, vías de acceso, construcción de trochas, o senderos, parqueos etc.
- ✓ Afectación a los estratos rocosos.
- ✓ Afectación al suelo y rocas a partir de residuos acompañantes del lodo.
- ✓ Contaminación por sustancias que incluyen: metales pesados, gas natural y elementos radioactivos presentes en al subsuelo.

Medidas de prevención y mitigación de los impactos ambientales negativos.

- ✓ Utilizar el agua reciclada del propio proceso de fracturación hidráulica para realizar nuevas fracturaciones y en otro pozo cercano.
- ✓ Hacer una correcta construcción y cementación del pozo.
- ✓ Lograr un adecuado manejo de gases, residuales líquidos y aguas en general.
- ✓ Contar con un plan de emergencias de la industria y desastres naturales.
- ✓ Cumplir con lo establecido según las normas de Protección e Higiene del Trabajo (PHT, NC:18001:2005)
- ✓ Realizar labores de educación ambiental a todo el personal involucrado en la aplicación del método de fracturación hidráulico.
- ✓ Hacer un estudio detallado de las fallas a mayor y menor escala, fracturas y microfracturas.
- ✓ Cumplir con las normas y operaciones de perforación establecidas.
- ✓ Tener información suficiente sobre sísmica, petrofísica, geoquímica y otras disciplinas, que permitan conocer las particularidades geológicas del área.
- ✓ Conocer todos los focos contaminantes presentes en el área.
- ✓ Utilización de tecnologías de avanzada.
- ✓ Realizar auditorías previas sobre la integridad del pozo.
- ✓ Cumplir con las condicionantes planteadas en la licencia ambiental, que deberá solicitarse preliminarmente, antes de las operaciones de fracturación hidráulico.

CONCLUSIONES

1. Por los resultados de monitoreo ambiental (contaminación atmosférica y aguas residuales), fue posible constatar los puntos donde ocurre mayor afectación al medio ambiente en el área de estudio.

2. Se identificaron los riesgos e impactos asociados, relacionados a la contaminación atmosférica, aguas superficiales y subterráneas, así como factores ambientales y acciones impactantes presentes y presumiblemente afectados.

3. Se plantean medidas preventivas y/o de mitigación para proteger el medio ambiente.

BIBLIOGRAFÍA

Centro de Investigaciones del Petróleo, Ciudad de La Habana (Informe Interno) 113 p. Ayes, G. 2003. Medio ambiente, impacto y desarrollo.ISEN 959-05-0347-0.Editorial Científico Técnico.179p

Broomfield, M. 2013. Support to the identification of potential risks for the environment anhuman health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe. 07.0307/ENV.C.1/2011/604781/ENV.F1

Cruz, R. 2008. “Efectividad de los métodos geomorfológicos en la búsqueda de petróleo y gas desde la región de Bijabos hasta Pina. Universidad de Pinar del Rio. *Tesis presentada en opción al Título Académico de Máster en Ciencias Geológicas.*

Díaz, M. 2013. Monitoreo de la EPEP Majagua según NC 39: 1999.Calidad del aire.

Díaz, M. 2013. Monitoreo de la EPEP Majagua según NC 27: 2012. Vertimiento de aguas residuales a las aguas terrestres y alcantarillado.

EPA, 2012. Regulatory Impact Analysis. Final New Source Performance Standards and Amendments to the National Emissions Standards for Hazardous Air Pollutants for the Oil and Natural Gas Industry Energy and Climate Change Committee, 2013. Five Environmental Risks of Shale Gas, http://www.publications.parliament.uk/pa/cm201012/cmselect/cmenergy/795/79508.htm[21/05/2013]

Fernández. C V. 1995. Metodología de Impacto Ambiental./795/79508.htm.21/05/2013.

Groat, Charles G. y Grimshaw Thomas W. 2012. Fact-Based Regulation for. Environmental Protection in Shale Gas Development. http://energy.utexas.edu/512.475.8822

Pérez, Y. Rodríguez, M. López, O. Reyes, O.; Días, A. Rodríguez, J. Pascual, O. Perera, C. 2004. Recuperación mejorada de petróleo en áreas de los yacimientos Cristales y Pina. C

EVALUACIÓN DE LA CONTAMINACIÓN POR EMISIONES DE FLARES

***Lester Rivas Trasancos*, Miguel A. Díaz Díaz**

Centro de Investigación del Petróleo Churruca No. 481 e/ Washington y Vía Blanca, Cerro, La Habana 12000. Cuba. E-mail: lester@ceinpet.cupet.cu

RESUMEN

La contaminación originada por la ineficiencia de la combustión de los *flares*, constituye un problema a resolver por el daño a la salud que ocasiona. El trabajo consistió en estimar dicha eficiencia, obtener el pronóstico de niveles de los contaminantes H_2S y SO_2 en sus áreas circundantes, comprobar la validez de pronósticos obtenidos con mediciones reales de concentración en aire ambiente y recomendar medidas para mejorar la eficiencia de combustión. *Se* geo-referenciaron los *flares y puntos* muestreados, se recopilaron datos básicos de los *flares* y se *m*odeló la dispersión de los contaminantes. Fue comprobado que los *flares* alcanzan eficiencias menores del 40%, lo cual denota una combustión deficiente, que origina niveles elevados de contaminación en la región estudiada. Se obtuvo el pronóstico de niveles de H_2S y SO_2 mediante la aplicación de tres modelos reconocidos de dispersión de contaminantes y la validez de los pronósticos obtenidos con mediciones reales de concentración.
La comparación del pronóstico contra las mediciones reales demostró:
En los puntos 1 y 2 con calmas y con vientos del Este, se corresponden con la concentración máxima esperada de H_2S según pronósticos obtenidos por el modelo, si se tiene en cuenta que estos puntos reciben además las emisiones fugitivas de piscinas de residuales cercanas y de descomposición de materia orgánica del pastoreo en la zona.
Con calmas y con vientos del ESE en punto 3, se corresponden con la concentración máxima reportada de H_2S.
Con calmas y con componente E en punto 5, se corresponde con la concentración máxima. En el punto 4 los niveles de concentración obtenidos no estuvieron asociados a las emisiones de los *flares* referidos y se vinculan con la descomposición de la materia orgánica.

ABSTRACT

Pollution from inefficient burning flares, is a problem to be solved by the health damage it causes. The work was to estimate such efficiency, get the forecast levels of H_2S and SO_2 pollution in surrounding areas, check the validity of model predictions with actual measurements of concentration in ambient air and recommend measures to improve combustion efficiency. Flares and sampled points was geo-referenced, basic data of flares were collected. Dispersion of pollutants was modeled. It was found that flares reach lower efficiencies of 40%, which indicates a poor combustion, creating high levels of pollution in the region studied. Forecast levels of H_2S and SO_2 by applying three recognized models for pollutant dispersion was obtained. The forecast levels of H_2S and SO_2 predicted were corroborated with actual measurements of concentration in ambient air.
Comparison of forecast against actual measurements showed:
In points 1 and 2 with calm and E winds, correspond to the maximum expected concentration of H_2S as forecasts obtained by the model, if one considers that these points also receive fugitive emissions of nearby wastewater pools and organic matter decomposition from the pasturage in the area.
With calm and winds from the ESE at point 3, correspond to the maximum concentration of H_2S reported.
With calm and component and E winds in point 5 corresponds to the maximum concentration. In point 4 concentration levels obtained were not associated with emissions of those flares and linked to the decomposition of organic matter.

INTRODUCCIÓN

Los tópicos ambientales que se deben considerar en un programa de evaluación y gestión comprensiva deben estar dirigidos a proyectar los riesgos específicos e impactos potenciales de la actividad (IFC - World Bank Group, 2007).
Las fuentes principales de emisiones al aire (continuas y discontinuas) en la actividad de exploración – producción de petróleo se originan de fuentes de combustión para la de generación de electricidad y calor, uso de compresores, bombas y máquinas reciprocantes (calderas, turbinas y otras), emisiones de la quema y venteo de hidrocarburos, y emisiones fugitivas.

Los contaminantes fundamentales de estas fuentes incluyen a los óxidos de nitrógeno (NOx), óxidos de azufre (SOx), monóxido de carbono (CO), partículas, sulfuro de hidrógeno, compuestos orgánicos volátiles (COV) incluyendo metano (CH_4) y etano, benceno, etil benceno, tolueno y xileno (BTEX), glicoles e hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP).

Durante la producción de crudo se trae a la superficie el gas asociado o acompañante, el cual en muchas ocasiones se dispone a la atmósfera en facilidades en tierra por venteo o quema (*flares*).

La quema de los gases residuales es una práctica común en el procesamiento de materiales hidrocarbonados. Se asume que la quema alcanza la combustión completa con subproductos relativamente inocuos, tales como el dióxido de carbono y el agua. Sin embargo, la quema en antorchas (*flares*) raramente es exitosa en el alcance de una combustión completa. Esto es debido a la entrada de aire en la región de los gases de combustión que restringe el tamaño de la llama a menos del valor óptimo. Las llamas resultantes son demasiado pequeñas para disipar la cantidad de calor asociado con una eficiencia de combustión del 100%.

Generalmente es aceptado que un *flare* estable diseñado apropiadamente, alcanzará una eficiencia de combustión mayor del 98%. Sin embargo, se debe entender que bajo condiciones extremas ambientales y de operación, la eficiencia de combustión sufrirá en algún grado (ARGO Flares, 2013).

De aquí que se derive:

Problema científico

Existe contaminación originada por la ineficiencia de la combustión de los *flares* instalados en los yacimientos petrolíferos del litoral.

Objetivo General

Evaluar la contaminación originada por emisiones de *flares*.

Objetivos Específicos

1. Estimar la eficiencia de combustión de los *flares* instalados en yacimientos del litoral.
2. Obtener el pronóstico de niveles de los contaminantes H_2S y SO_2 en áreas circundantes a los *flares* evaluados.
3. Comprobar la validez de los pronósticos obtenidos con mediciones reales de concentración en aire ambiente.
4. Proponer medidas para mejorar la eficiencia de combustión de los *flares*.

MATERIALES Y MÉTODOS

Modelación de la dispersión de los contaminantes.

La modelación de dispersión de contaminantes emitidos por las chimeneas de los flares se ejecutó para el H_2S y el SO_2 que son los contaminantes fundamentales emitidos por las fuentes evaluadas, utilizando la corrida del programa para el cálculo de la concentración a partir de fuentes industriales continuas (Álvarez, 1994), siguiendo la metodología aprobada en la norma cubana (NC 39: 1999) según el **modelo de Berliand**.

Como velocidad más probable del viento para calcular la concentración instantánea (20 min) se tomó 1.25 m/s, de acuerdo al valor medio obtenido en las mediciones realizadas in situ.

Se corroboraron los resultados obtenidos por el **modelo SCREEN3** (concentraciones horarias) versión 2.5.0 (Lakes Environmental Software, 2007) usando la opción de meteorología completa, de acuerdo a lo recomendado por el anteproyecto de norma cubana para el nivel 1 (NC XX: 2012).

También se utilizó el programa **DISPER** versión 5.2 avanzado (Canarina, 2010).

Validación de los pronósticos

Para comprobar la validez de los pronósticos obtenidos se realizaron mediciones de campo de concentración de contaminantes en aire ambiente. Las muestras fueron tomadas a una altura de 1.5 m sobre el nivel del suelo según especifican los métodos normalizados para la determinación de contaminantes en aire ambiente (NC 111: 2004).

Teniendo en cuenta la influencia de las variables meteorológicas y el comportamiento de las mismas según la época del año, se realizaron monitoreos en la zona de estudio en épocas de lluvia y seca.

Se determinaron como parámetros indicadores de contaminación atmosférica: H_2S, SO_2 y NO_x.

Se seleccionaron 9 estaciones de muestreo en el área de estudio ubicados en los yacimientos

Teniendo en cuenta el área que ocupan las instalaciones actuales, en las cuales se tomaron muestras integradas (promedio de 600 determinaciones en 10 minutos) cada 6 horas (1 AM, 7 AM, 1 PM, 7 PM) durante 24 horas, obteniendo un total de 12 determinaciones de cada contaminante en cada punto de las áreas estudiadas.

Los contaminantes seleccionados, la frecuencia mínima de muestreo y la cantidad de muestras en cada punto fueron establecidos atendiendo a la NC 111: 2004 y la Regulación Ambiental 09/99 de CUPET, y en correspondencia con prácticas internacionales (ISO 2013, ASTM 2001).

Las muestras fueron tomadas y analizadas con equipo Multiwarn II SEP de la firma alemana Draeger (2000) que utiliza:

- 3 sensores electroquímicos para determinar SO_2, H_2S y NOx
- un sensor IR para determinar hidrocarburos.
- un sensor Cat Ex para determinar COV.

La ubicación de puntos de muestreo: GPS eTrex Summit GARMIN (Taiwán)

Los datos meteorológicos se determinaron in situ con el empleo del equipo SKYWATCH GEOS 11 de la firma suiza JDC Instruments de:

- Medición de velocidad (±2%) y dirección de viento
- Presión barométrica (±1.5 hPa)
- Temperatura ambiente (±0.5 ^{0}C)
- Humedad relativa (±2%).

Los datos se procesaron estadísticamente con el empleo de Microsoft Excel 2010 y STATISTICA versión 8.0, para obtener el comportamiento promedio de estos contaminantes y relaciones de interés con las variables meteorológicas vinculadas al medio ambiente atmosférico.

En los puntos evaluados se determinó la Concentración máxima instantánea para 20 minutos y la Concentración promedio diaria (24 horas). Para comparar con los niveles establecidos en las normas cubanas vigentes:

- NC 39: 1999 (concentraciones máximas admisibles de sustancias contaminantes del aire para zonas habitables).
- NC 872:2011 (concentraciones máximas admisibles de sustancias nocivas en el aire de la zona de trabajo).

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En general, se observa para todos los *flares,* una combustión deficiente (Anexos tabla VI) que puede originar niveles elevados de H_2S en toda la región donde se ubican.

Con vistas a lograr una mayor eficiencia en la combustión de los *flares* instalados en estos yacimientos se requiere modificar algunos parámetros operacionales, aunque esto no garantizará una disminución sensible de la contaminación que originan estas emisiones.

Así tenemos que con una disminución del flujo de gases, un incremento en la temperatura de llama y/o en el diámetro del *flare* se puede alcanzar cierta mejora de la eficiencia en la combustión**.**

Se debe tener en cuenta que la combustión en el *flare* depende también de la composición del gas, su velocidad y las condiciones de viento. En las tablas (anexo) se muestran las emisiones estimadas de contaminantes (expresadas en kg/d) para estos *flares*, según los factores de emisión para la categoría de fuentes 1.B.2.c venteo y *flares* en la extracción de petróleo y gas (EMEP/EEA, 2010).

Aunque los *flares* no pueden ser eliminados, hay potencial para reducir la cantidad de gas quemada y se pudieran valorar algunas de las tecnologías actuales para reducirlos.

Medidas que se proponen:

- Sistemas de protección de presión de alta integridad (HIPS): las fugas de gas se recogen y se reincorporan al sistema de proceso.

- Uso de nitrógeno como un gas de purga para evitar explosiones (blanqueo) y desoxigenación de agua. (*stripping*)
- Re-inyección del gas en reservorios de gas.
- Incremento de posibilidades para transporte y capacidad de almacenamiento de gas.
- Reducir requerimientos para una llama piloto.

Modelación de la dispersión de contaminantes:

En todos los casos, las concentraciones máximas de H_2S y SO_2 resultan superiores a la concentración máxima admisible para 20 min según NC 39:1999. También se observa que las concentraciones promedio diarias (24 horas) de ambos contaminantes, resultan superiores a la máxima permisible para puntos habitados (NC 39:1999) a diferentes distancias de la fuente de emisión, en cada caso.

Para corroborar los resultados obtenidos (Anexos tabla I, II, III) se utilizó, además, el modelo SCREEN3 (concentraciones horarias) versión 2.5.0 (Lakes Environmental Software, 2007) usando la opción de meteorología completa, de acuerdo a lo recomendado por la norma cubana para el nivel 1 (NC XX: 2012), y el programa DISPER versión 5.2 avanzado (Canarina, 2010).

Se aplicó un procesamiento estadístico para la modelación de las emisiones de SO_2 y H_2S por los tres métodos utilizados, mediante un análisis de varianza de dos factores con una sola muestra por grupo. Se observó, en ambos casos, una **diferencia significativa entre los modelos** pero no existieron diferencias significativas ($F_{exp} < F_{0.95}$) entre los *flares.*

Comprobación de la validez de los pronósticos obtenidos

Concentración de H_2S en función del rumbo de vientos, (mg/m^3)

En los puntos (Anexos tablas IV, V) 1 y 2 con calmas y con vientos del Este, se corresponden con la concentración máxima esperada según pronósticos obtenidos por el modelo de **Berlyand** para el *flare* 1, si se tiene en cuenta que estos puntos reciben además las emisiones fugitivas de las piscinas de residuales cercanas a los mismos y de descomposición de materia orgánica del pastoreo de ganado en la zona.

En el punto 3, con calmas y con vientos del ESE, se corresponden con la concentración máxima esperada por el modelo **SCREEN3** para el *flare* 1, localizado a unos 700m de este punto.

En el punto 5, con calmas y con componente E, se corresponden con la concentración máxima esperada de acuerdo al modelo de **Berlyand** para el *flare* 2, además de las emisiones de descomposición de materia orgánica del pastoreo de ganado en la zona. En el punto 4 no estuvieron asociados a las emisiones de los *flares* referidos y se vinculan con la descomposición de la materia orgánica.

CONCLUSIONES

1. Se estimó la eficiencia de combustión de los *flares* instalados en yacimientos evaluados.

2. Los valores de concentración de H_2S y de SO_2 encontrados en los puntos del yacimiento 1 se corresponden con la concentración máxima de este contaminante según pronósticos obtenidos por el modelo de Berlyand (NC) para las emisiones de los *flares*, si se tiene en cuenta que estos puntos reciben además emisiones fugitivas de las actividades asociadas y de descomposición de materia orgánica del pastoreo de ganado en la zona.

3. Los niveles de concentración de H_2S y de SO_2 en los puntos del yacimiento 2 se corresponden con la concentración máxima de este contaminante según pronósticos obtenidos por el modelo SCREEN3.

4. Las concentraciones de H_2S encontradas en los puntos del yacimiento 3, 4 y 5 se corresponden con la concentración máxima de este contaminante según pronósticos obtenidos por el modelo de Berlyand (NC), mientras que los valores de concentración de SO_2 encontrados se corresponden con la concentración máxima de este contaminante con el modelo SCREEN3.

5. Se propusieron medidas para mejorar la eficiencia de combustión de los *flares*.

RECOMENDASIONES

1. Aprovechar al máximo el gas asociado en los yacimientos estudiados.

2. Implementar medidas de reducción de la fuente de gas en la máxima extensión posible.

3. Modificar y/o rediseñar los *flares* instalados.

4. Uso de puntas de *flares* eficientes y optimizar el tamaño y número de boquillas del quemador.

5. Maximizar la eficiencia de combustión del *flare* controlando y optimizando el flujo aire/ combustible.

6. Minimizar la quema de purgas y pilotos sin comprometer la seguridad mediante la instalación de un medio de reducción de gas de purga, unidad de recuperación de gas, purga de gas inerte, tecnología de sello de válvula blando, donde sea posible, e instalación de pilotos de conservación.

7. Minimizar riesgos de apagado del piloto, asegurando velocidad de salida suficiente y guarda vientos.

BIBLIOGRAFÍA

Argo Flares. 2013. 2.0 Flare types. http://www.argoflares.com/.

Álvarez, O. 1994. Diagnóstico y pronóstico de la contaminación por SO_2 y H_2S en Moa. Modelación con consideraciones de terreno plano. Tesis en opción al Grado Científico de Dr. en Ciencias Geográficas, La Habana.

Berliand, M.E. 1975. Modern problems of atmospheric diffusion and air pollution. (r). 448 p. Gidrometeoizdat, Leningrad.

Canarina. 2010. Disper versión 5.2. Manual del usuario. España.

EMEP/EEA. 2010. Oil – Exploration, production, transport. Emission inventory guidebook 2009, updated June 2010.

IFC - World Bank Group. 2007. *Environmental, Health, and Safety Guidelines for Onshore Oil and Gas Development*. Washington D.C. USA. 27 pp.

Leahey, D., & M. B. Schroeder. 1990. Atmospheric Environment 24A: 2527-2529.

Lakes Environmental Software. 2007. Screen View. Screening Air Dispersion Model (SCREEN3). Version 2.5.0.

NC 111: 2004. Reglas para la vigilancia de la calidad del aire en asentamientos humanos.

NC 39: 1999. Calidad del aire. Requisitos higiénico – sanitarios.

NC 872:2011. Sustancias nocivas en el aire de la zona de trabajo. Evaluación de la exposición laboral. Requisitos generales.

ANEXOS

Tabla I. Comparación de resultados de la modelación de emisiones de SO_2

FLARES	Disper Canarina		Screen View		Dispers NC	
	$C_{máx.}$ (mg/m^3)	Distancia (m)	$C_{máx.}$ (mg/m^3)	Distancia (m)	$C_{máx.}$ (mg/m^3)	Distancia (m)
1	0.177	547	0.020	765	0.081	765
2	2.489	587	0.208	778	1.030	778
3	3.012	528	0.182	960	1.170	960
4	2.180	617	0.150	776	0.820	776
5	0.736		0.169	978	0.336	978

Dónde:
- Cmax.: Concentración máxima.

Tabla II. Comparación de resultados de la modelación de emisiones de H_2S

FLARES	Disper Canarina		Screen View		Dispers NC	
	$C_{máx.}$ (mg/m^3)	Distancia (m)	$C_{máx.}$ (mg/m^3)	Distancia (m)	$C_{máx.}$ (mg/m^3)	Distancia (m)
1	0.093	547	0.011	765	0.043	765
2	0.712	587	0.060	778	0.300	778
3	1.878	528	0.113	960	0.73	960
4	1.359	617	0.093	776	0.51	776
5	0.587		0.093	547	0.011	765

Tabla III. Modelación de la dispersión del flare.

1							
Contaminantes	**M (g/s)**	**Cm (mg/m^3)**	**Xm (m)**	**CmU (mg/m^3)**	**XmU (m)**	**CUx (mg/m^3)**	**CMA[(1)] (mg/m^3)**
H_2S	1.841	0.109	196	0.11	203	0.043	0.008
SO_2	3.465	0.205	196	0.20	203	0.081	0.5
2							
H_2S	10.84	0.93	177	0.092	177	0.30	0.008
SO_2	37.90	3.25	177	3.21	177	1.03	0.5
3							
H_2S	40.73	2.60	226	0.05	235	0.73	0.008
SO_2	65.31	4.18	226	3.29	235	1.17	0.5
4							
H_2S	16.73	1.886	160	1.84	160	0.51	0.008
SO_2	26.82	3.024	160	2.95	160	0.82	0.5
5							
H_2S	80.222	0.309	674	0.30	674	0.27	0.008

SO_2	100.671	0.388	674	0.38	674	0.34	0.5

(1) Concentración maxíma admisible para 20 min (NC 39: 1999)

Dónde:

- M (g/s): Emisión de contaminante.
- Cm (mg/m^3): Concentración máxima del contaminante bajo condiciones meteorológicas desfavorables.
- Xm (m): Distancia a la que ocurre Cm.
- CmU (mg/m^3): Concentración máxima del contaminante para velocidad del viento diferente de la crítica.
- XmU (m): Distancia donde se produce la CmU.
- CUx (mg/m^3): Concentración de un contaminante, a una distancia dada, en un punto de eje X de traslado del penacho de gases.

Tabla IV. Concentración de H_2S en función del rumbo de vientos, mg/m^3

Dirección	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**
Calma	0.072	0.082	0.028	0.071	0.669
NE		0.000	0.000		
E	0.088	0.107	0.000	0.000	0.156
ESE			0.016	0.000	0.046
SE		0.161		0.121	

Tabla V. Concentración de SO_2 en función del rumbo de vientos, mg/m^3

Dirección	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**
Calma	0.076	0.112	0.097	0.049	0.186
NE		0.089	0.234		
E	0.091	0.080	0.077	0.000	0.030
ESE			0.245	0.027	0.000
SE		0.016		0.081	

Tabla VI. Resultados fundamentales sobre la operación de los flares

FLARES	**Calor sensible ganado por el aire**	**Calor perdido por la llama por radiación**	**Pérdida de calor de la llama**	**Calor liberado de combustión completa**	**Eficiencia de combustión**	**Altura efectiva de emisión**
	J/s	**J/s**	**J/s**	**J/s**	**(%)**	**(m)**
1	538436	1675066	2213501	7441551	30	37.93
2	984090	2651616	3635706	9803241	37	30.05
3	919753	2312657	3232410	22012731	15	28.74
4	592495	1807777	2400272	9134838	26	26.19
5	3133660	6760989	9894648	40104167	25	103.51

OBTENCIÓN DE CARBONES ACTIVADOS A PARTIR DE COQUES DE PETRÓLEO, UNA ALTERNATIVA ECONÓMICA

***Antonio Toledo Reyes*[1], Rafael López Cordero[1], Marisol Fonseca Baras[1], Miguel Autie[2], Leonardo Simeón Armada[1], Estela Hernández Díaz[1], Luis Gerardo Quiala Limonta[1], José Seveira González[1].**

[1]UCTB "Catálisis", Centro de Investigación del Petróleo. Churruca 481, e/ Vía Blanca y Washington, Cerro, La Habana, Cuba, E-mail: toledo@ceinpet.cupet.cu
[2]Instituto Superior Politécnico "José A. Echeverría", Calle 124 s/n, Marianao 15, Ciudad de La Habana, Cuba.

RESUMEN

En los últimos años la producción de coque de petróleo se ha incrementado hasta niveles que superan sus capacidades de venta, constituyendo un serio problema para muchas refinerías, por lo que resulta de interés encontrarle usos racionales a estos residuos. Teniendo en cuenta que el coque representa una de las fuentes más económicas de carbono, resulta atractivo emplearlo en la obtención de carbones activados, que por sus propiedades adsortivas desempeñan un papel relevante en la industria, por lo que consistió en obtener, mediante activación química con KOH, carbones activados utilizando como precursores coques provenientes de crudo Varadero, cuyos valores de área superficial y volumen de poros son muy bajos, en el orden de 0.13 m^2/g y 0.0003 cm^3/g respectivamente. Las condiciones experimentales de la activación fueron: temperatura de 700 °C, tiempo de activación de 2h y relación KOH/C (1/1), (2/1), (3/1) y (4/1), tanto a los carbones activados obtenidos como sus precursores se les determinaron sus áreas superficiales y volumen de poros mediante estudios de adsorción con CO_2 y N_2 a 298K y 77K respectivamente. En el caso del precursor también se estudió su reactividad a reacciones de pirólisis mediante el uso combinado de técnicas termogravimétricas y de espectrometría de masa. Esto arrojo una mayor efectividad en la activación química para los carbones obtenidos a partir del coque Varadero para la relación de concentración 3/1, los cuales desarrollaron un área superficial de 809 m^2/g y un volumen de poros en el orden de 0.74 cm^3/g, estos resultados son producto en gran medida al alto contenido de azufre (16%), que juega un importante papel en el desarrollo de la microporosidad y del área superficial producto al rompimiento del enlace C-S y por ende la salida del azufre del material activado por el ataque químico del compuesto alcalino.

ABSTRACT

In recent years the production of petroleum coke has increased to levels that exceed their sales forces, constituting a serious problem for many refineries, so it is interesting to find rational uses these residues. Given that Coke is one of the cheapest sources of carbon, is attractive to employ in obtaining activated carbons, which by its adsorptive properties play an important role in the industry, so it was to obtain, by chemical activation with KOH, such as activated carbons using coke precursors from Varadero crude, whose surface area values and pore volume are too low, in the order of 0.13 m^2/g and 0.0003 cm^3/g respectively. The experimental conditions were the activation temperature of 700 °C, activation time of 2 hours and ratio KOH / C (1/1) (2/1) (3/1) and (4/1), both activated carbons obtained as its predecessors were determined their surface areas and pore volume through studies of CO2 and N2 adsorption at 298K and 77K respectively. In the case of precursor reactivity was also studied pyrolysis reactions by the combined use of thermogravimetric techniques and mass spectrometry. This threw a more effective chemical activation for coal obtained from Varadero coke to the concentration ratio 3/1, which developed a surface area of 809 m^2/g and a pore volume in the order of 0.74 cm^3/g these results are greatly to product high sulfur content (16%), which plays an important role in the development of the microporosity and surface area of the product to the breaking of this bond C-S, and thus the output of the activated material sulfur etching the alkaline compound.

INTRODUCCIÓN

En los últimos años la producción de coque de petróleo se ha incrementado hasta niveles que superan sus capacidades de venta, constituyendo un serio problema para muchas refinerías, sobre todo aquellas que procesan alimentaciones de crudos no – convencionales, Reinoso (2010).

Teniendo en cuenta que el coque de petróleo representa una de las fuentes más económicas de carbono con un contenido superior al 90 % y un precio inferior a 100 USD/ton, (Dordrecht 1986), resulta atractivo emplearlo alternativamente como precursor en la preparación de carbones activados, que por sus propiedades adsortivas desempeñan un papel relevante en las industrias, (Figueiredo 1999). Sin embargo los originados a partir del coque presentan un elevado contenido de contaminantes, fundamentalmente compuestos de azufre y metales que limitan su empleo en la medicina y la potabilización del agua entre otros, en los que se requieren carbones de elevada pureza.

Además de las ventajas económicas que proporciona la obtención de carbones activados a partir de coques de petróleo, con relación al procedimiento convencional a través de materiales lignocelulósicos, dicha elección se sustenta también gracias a la mayor disponibilidad de materias primas que no limitan el uso de estos materiales en aplicaciones masivas como por ej., el tratamiento de residuales y la contaminación atmosférica, campos que están teniendo una fuerte demanda, sobre todo en los países desarrollados, Pradhan y Sandle (1992).

Los carbones activados son adsorbentes poco selectivos, sin embargo existen aplicaciones industriales específicas para los cuales se requieren determinados tamaños de poros y en este sentido la funcionalización de su superficie, posterior a la activación, constituye un tema de notable interés por las posibilidades de gobernar la capacidad de adsorción y la selectividad de estos materiales, Cordero (2014).

La preparación de carbones activados a partir de coques de petróleo y la caracterización físico – química tanto de los carbones obtenidos como de sus precursores fueron los principales objetivos en este trabajo.

MATERIALES Y MÉTODOS

Materiales: Los coques precursores fueron obtenidos a partir de dos productos diferentes en cuanto a sus relaciones C/H, densidad y contenido de azufre, estos fueron un crudo Varadero extrapesado y un diesel proveniente de la Ref. “Camilo Cienfuegos”.

Métodos:
La caracterización de las materias primas se realizó de acuerdo con los métodos descritos por ASTM para productos del petróleo.

Los productos utilizados para obtener coque son calentados durante 12 horas con un reactor en atmosfera de nitrógeno, los condensables son separados del producto y luego del enfriamiento del sistema es extraído de la cámara del reactor el coque obtenido.

Finalmente, los coques fueron extraídos en soxhlet con tolueno por dos horas con la finalidad de eliminar los hidrocarburos no carbonizados remanentes.

Tratamientos de activación:

Los coques (Cq Varadero y Cq Diesel) fueron activados por vía química con KOH al 85 % p.a de la MERCK y las condiciones de operación se muestran a continuación.

Tabla I- Condiciones de activación química

Identificación de las muestras	Precursores	KOH/C	T (°C)	t (h)
2	Coque Varadero	3/1	700	2
5	Coque Diesel	3/1	700	2

En ambos casos la mezcla utilizada para la activación química se calentó en una plancha hasta sequedad y luego se calcinó en atmósfera de nitrógeno con un flujo de 120 $cm^{3}{\cdot}min^{-1}$a la temperatura y el tiempo propuesta en la tabla I. Posteriormente el material se lavó con HCl 0.1N y con H_2O en caliente hasta pH neutro y se secó a 110 °C por 8 horas.

La selección del KOH para el tratamiento químico se sustentó en el poder activante del K debido al pequeño tamaño de este átomo, el cual debe propiciar un mayor desarrollo de área superficial y volumen de microporos.

Caracterización de los coques precursores y los carbones activos.

Reactividad a la gasificación:

A las muestras de coques obtenidos se les determinó la reactividad a la gasificación utilizando una termobalanza marca Netzsch, modelo STA 409PC/4/H/CO lux con la cual se les realizó análisis termogravimétrico (TGA).La unidad viene equipada con una bomba de vacío utilizada con el fin de eliminar el aire o el oxígeno del equipo en caso de que se trabaje en modo de pirólisis y con una unidad de control de flujo de gases. Además de todo el sistema mencionado se utiliza un medidor de flujo digital marca Hewlett Packard hp, para fijar los flujos (ml/min) de los gases de reacción a la entrada de la termobalanza

Procedimiento:

- Los coques fueron previamente triturados y tamizados a tamaño menor de 125 mm.
- Se introducen en la termobalanza 10 mg de muestra.
- Se sometió a una rampa de calentamiento desde la temperatura ambiente hasta 1100 °C a razón de 20 °C/min y en presencia de un flujo de aire de 60 ml/min.
- El análisis finaliza cuando el peso de la muestra deja de variar con el tiempo.

Cuadrupolo de masa

Los gases evolucionados, durante la combustión de los coques, fueron analizados en un cuadrupolo de masa marca Pfiffer Vacumm, modelo Omnistar Thermostar, con el cual se obtuvieron las señales de los productos del proceso. Entre los gases de mayor interés para analizar por medio del espectro (señal en intensidad en función de tiempo en minuto), en el caso de la combustión, son el CO (28), SO_2 (64) y el CO_2 (44) entre paréntesis se colocó el número de patrones de fraccionamiento al que se rige en su mayoría la masa.

Este sistema consiste en dos partes principales, las cuales incluyen la generación de gas argón con vapor de agua y la termobalanza acoplada al detector de gases.
El humidificador permite la saturación del gas argón, previo ajuste de los parámetros de humedad relativa y temperatura de saturación para tener la humedad absoluta deseada, de manera que se ingrese al sistema de reacción el gas Ar saturado con vapor de agua a través de la línea de transferencia que va dirigida hacia la entrada de la termobalanza.

Propiedades de superficie

A las muestras de coque y de carbón activo se les determinó el área superficial y la distribución de volumen de poros por adsorción de nitrógeno (N_2)a la temperatura del N_2 líquido en un equipo ASAP, marca Micromeritics, modelo 2020. Estos ensayos se efectuaron sobre 0,5 g de muestra previamente secada en estufa a (110ºC) y posterior desgasificada a 250ºC bajo presión absoluta de $6{,}8x10^{-2}$MPa (vacío de250 mm Hg).

En el caso de los carbones activados se determinaron también sus isotermas de adsorción de CO2 a 298 K, las cuales se obtuvieron en un sistema volumétrico de vidrio Pyrex con llaves de teflón libres de grasa equipado con un transductor Gefran 40 que mide presiones en el intervalo de 0 a 1 bar. El sistema está acoplado a una instalación de alto vacío, (alcanzado por una bomba rotatoria) donde se desgasifican las muestras a 423 K y 0.001 bar durante 4 horas.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN:

En la tabla II se muestran los resultados de la caracterización de las materias primas utilizadas y en la tabla III los valores de área superficial, volúmenes de poros y contenidos de azufre correspondientes a los coques precursores obtenidos a partir de éstas:

Tabla II- Propiedades de las materias primas utilizadas.

Índices	Varadero- 1005	Diesel
Gravedad ^{0}API	8.8	
Densidad a 15 , g/cm3	1.0086	1.0069
Agua por destilación, % v/v	0.9	
Azufre %	6.91	2.10
Contenidos de asfáltenos, % m/m	17.7	
Carbón Conradson % m/m	14.0	
Cenizas totales, % m/m	0.059	
Sedimento por Extracción, % m/m	0.08	
Contenido de nitrógeno, %m/m	0.22	
Viscosidad Cinemática, cst (100 C)	168.8	629.3
Determinación de metales, ppm V/Ni	93/21.0	

Tabla III- Propiedades superficiales de los carbonizados.

Origen	Carbonizado o coque		
	Sg (m^2g^{-1})	V_p(cm^3g^{-1})	S % peso
Diesel	**0.06**	**0.0002**	**4.6**
Crudo Varadero	**0.13**	**0.0003**	**17,3**

El elevado valor en el contenido de azufre de los coques, específicamente el proveniente del crudo Varadero (tabla II), será analizado más detalladamente en trabajos posteriores, cuando se estudie la funcionalización de los carbones en el que se requiere la participación del azufre para que los mismos puedan ser empleados en la eliminación de metales pesados. En este caso se tendrá en cuenta la posibilidad de obtener de forma directa estos materiales, utilizando como materia prima de partida crudos extrapesados de alto azufre, como nuestros crudos de la franja norte. Este tema debe ser objeto de estudio para establecer la distribución y tipo de grupos azufrados en la superficie y su comportamiento y estabilidad frente a la activación.

Como puede observarse en la misma tabla, los valores de área superficial específica y volumen de poros de los coques son prácticamente despreciables, lo cual es característico de este tipo de material. Los resultados de su activación física (tabla IV) muestran una muy baja reactividad a este tipo de tratamiento, que pese a su intensidad no logra que se desarrollen carbones activos de elevada superficie específica, (Cordero 2014) lo cual está en concordancia con lo planteado en la literatura.

Tabla IV- Propiedades superficiales de los carbonizados y los carbones activos

Origen	Carbonizado		Act. CO2		
	Sg m^2g^{-1}	Vp cm^3g^{-1}	Sg m^2g^{-1}	Vp cm^3g^{-1}	Coque remanente %
Fuel oil pesado	**0.06**	**0.0002**	**65**	**0.05**	**85**
Crudo Varadero	**0.13**	**0.0003**	**76**	**0.08**	**82**

El % de coque sin convertir en ambos casos resultó elevado de forma coherente con los bajos valores de superficie y volumen de poros, es evidente que es necesario proceder a implementar procedimientos más drásticos para la activación de estos materiales, tales como la activación química, Martín Martínez (1990)

Antes de proceder a la activación química se realizó un barrido de reactividad de los materiales precursores a través de ensayos de gasificación a temperatura programada, cuyos resultados se muestran en las figuras 1, 2, y 3.

Reactividad a la gasificación (TPG)

El análisis termogravimétrico y de espectrometría de masa que se recoge en las siguientes figuras se realizó bajo condiciones de gasificación, realizado en atmósfera de vapor de H_2O, en donde las diferencias de reactividades encontradas entre las muestras benefician al Cq Varadero sobre el Cq

Diesel.

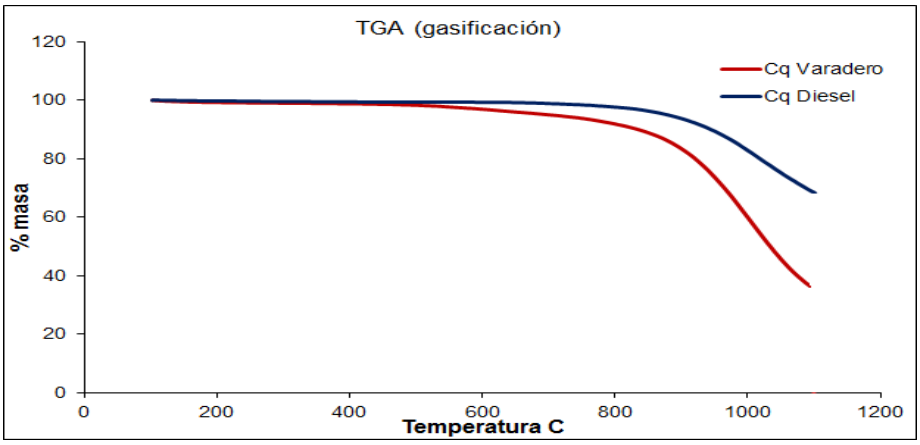


Fig. 1- Curvas de pérdida de peso como función de la temperatura en condiciones de TGA.

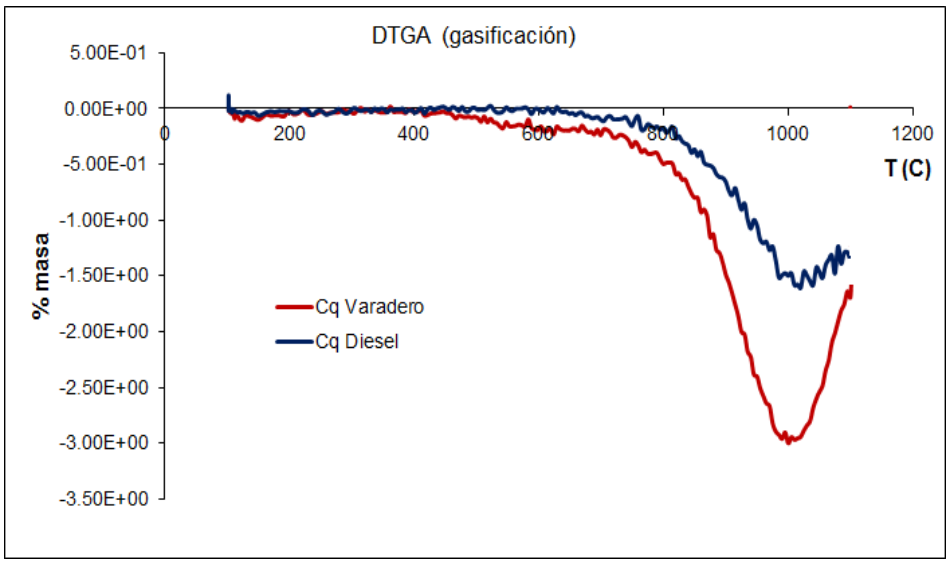


Fig. 2- Curvas de velocidad de pérdida de peso como función de la temperatura en condiciones de DTGA.

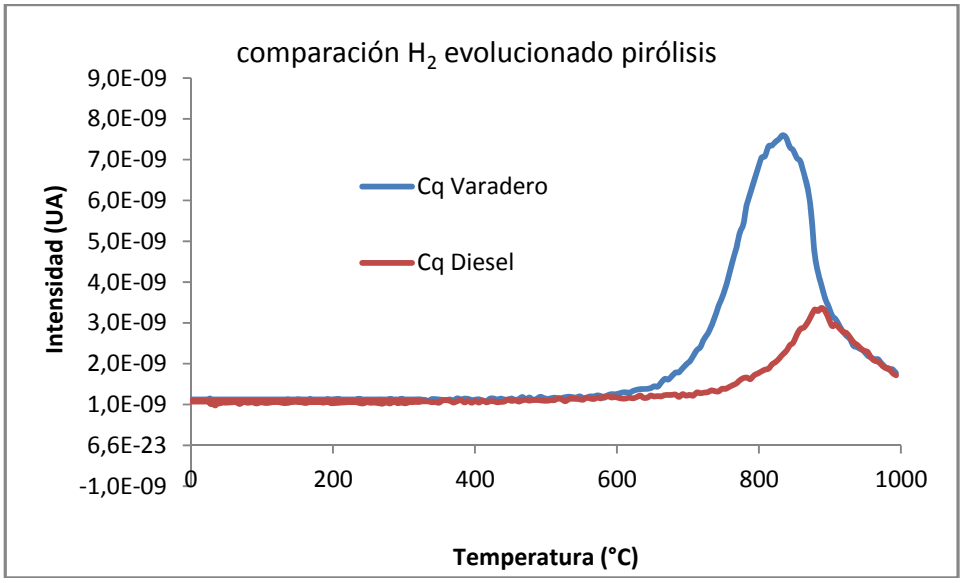


Fig. 3- Comparación del H_2 evolucionado durante la pirolisis de los coques.

Estos estudios muestran la diferencia de reactividad entre los dos materiales utilizados como precursores, resultando el Cq Varadero mucho más reactivo, lo cual permite predecir que se obtengan carbones activados con mejores propiedades en cuanto a área superficial y volumen de poros para el Cq Varadero.

Activación Química

En la tabla comparativa V se muestran para los carbonizados (Cq Varadero y Cq Diesel) los valores de área superficial y volumen de poros obtenidos en su activación física y química, así como la de sus precursores.

Tabla V. Resultados de superficie específica S_g y volumen de poros V_p.

Origen	Carbonizado		Act.Fis CO_2		Act.Quim KOH		
					N_2	CO_2	N_2
	Sg m^2g^{-1}	V_p cm^3g^{-1}	Sg m^2g^{-1}	V_p cm^3g^{-1}	Sg m^2g^{-1}	V_p cm^3g^{-1}	V_p cm^3g^{-1}
Diesel	0.06	0.0002	65	0.05	75.85	0.075	0.053
Crudo Varadero	0.13	0.0003	76	0.08	809	0.671	0.74

En la misma se evidencia la efectividad de la activación química con KOH para el coque generado a partir del crudo Varadero, obteniéndose un carbón activado con valores relativamente elevados de área superficial y volumen de poros, ascendentes a 809 m^2/g y 0.74 cm^3/g respectivamente en el caso de estudios de adsorción con CO_2, estos resultados son prometedores si se tiene en cuenta que muchos carbones activados utilizados en la industria como adsorbentes presentan valores similares a los obtenidos en las zeolitas, ejemplos típicos de sólidos microporosos, raramente sobrepasan los 0.25cm^3/g (el volumen de microporosos de las zeolitas naturales cubanas es de 0.16 cm^3/g).Las diferencias entre estos valores y los obtenidos con la adsorción de N_2 se deben fundamentalmente al aporte de los microporos, que posiblemente fueron desbloqueados por el KOH durante el tratamiento, siendo menos agresivo a la estructura del carbón en el coque varadero posiblemente por tener una mayor cantidad de azufre en su superficie.

Se observa una buena correspondencia entre los valores obtenidos a partir de las isotermas y la mayor reactividad mostrada por el Cq Varadero en los estudios de gasificación.

En las figs. 4 y 5 se muestran las isotermas de adsorción para el CO_2 a 298K y para el N_2 a 77 K, respectivamente, donde se evidencian las ventajas del tratamiento con KOH para el Cq Varadero.

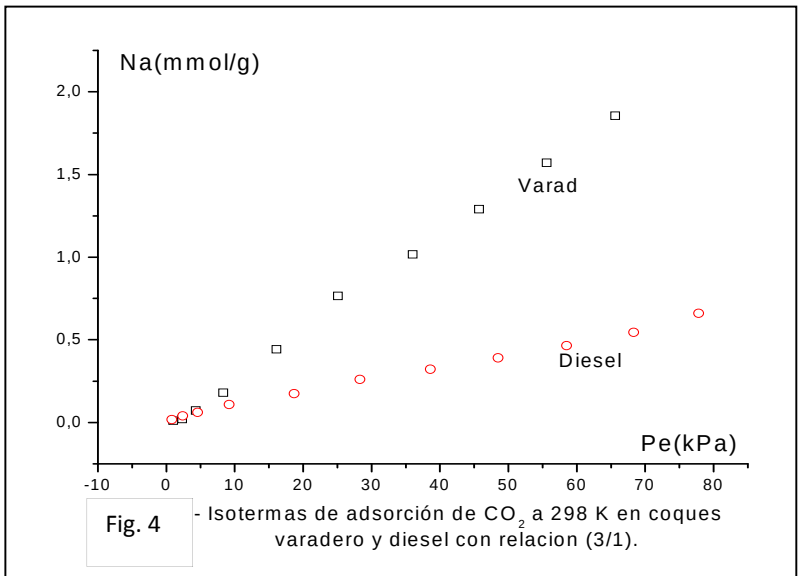


Fig. 4 - Isotermas de adsorción de CO_2 a 298 K en coques varadero y diesel con relacion (3/1).

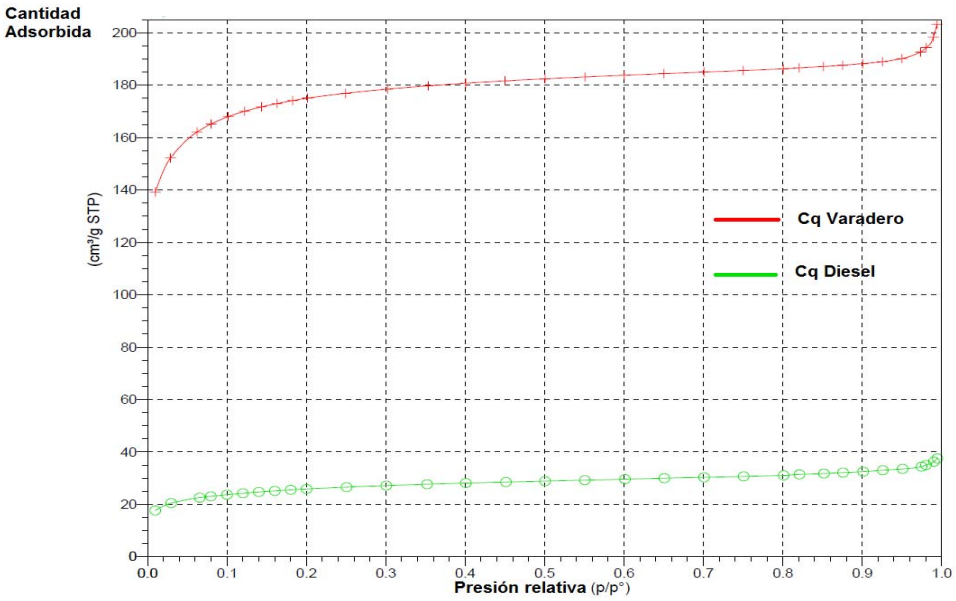


Fig. 5- Isotermas de adsorción de N_2 a 77K en Cq Varadero y Cq Diesel

CONCLUSIONES:

1. Resultó posible obtener carbones activos a partir de los carbonizados preparados de crudo nacional y de fuel oil pesado aun cuando es necesario optimizar las condiciones de activación.

2. La caracterización de los precursores mostró una mayor reactividad para el Cq Varadero en cuanto a la reactividad a la gasificación.

3. Los resultados en la activación física utilizando CO_2, evidenciaron menores resultados que los activados utilizando KOH.

4. Se realizó la activación química con KOH de los carbonizados, obteniéndose un carbón activo con mejores propiedades en cuanto a área superficial y volumen de poros para el Cq Varadero.

BIBLIOGRAFÍA

FIGUEIREDO J. L., PEREIRA M.F.R., FREITAS M.M.A., ORFAO J.J.M., Carbon. **37**, 1379 (1999).
GONÇALVES M., MOLINA-SABIO M., RODRÍGUEZ-REINOSO F.; J. Anal. Appl. Pyrolisis. **89,** 17 (2010).
IZQUIERDO M.T., RUBIO B., MARTINEZ DE YUSO A., BALLESTERO D., Fuel Proc. Tech. **92**, 1362 (2011).
L. C. Rafael, etapa 03 del Proyecto 7064 (2014): Preparación de Carbones activos a partir de fuel oil pesado.
M. Ángeles Lilio Rodenas, Tesis doctoral, 2004. Retención de Compuestos Orgánicos Volátiles a bajas Concentraciones por Carbón activado.
Martín, Martínez (1990). Adsorción Física de Gases y Vapores por Carbones. Universidad de Alicante.

PRADHAN B.K. y SANDLE N.K., Carbon 37, 1835 (1992).

SHANKHAMALA K., YUEMIN W., WEI X., MUHLERM., *J. Phys. Chem. C***, 112**, 16869(2008).
SZYMANSKI G.S., KARPINSKI Z., BINIAK S., SWIATKOWSKI A., Carbon **40**, 2627 (2002).
Universidad politécnica de Sevilla, 2002. Manual de Carbón Activado.
WIGMANS, T.; "Carbon and Coal Gasification". Eds. J.K. Figueiredo y J.A. Moulijn. Martins, Dordrecht (Holanda). p. 559 (1986).

WAJIMA T.y SUGAWARA K.,FuelProc. Tech. **92**, 1322 (2011).

IMPORTANCIA DE LA CRISTALOGRAFÍA EN ACCIONES PETROLERAS

Silio López Guerra, Edgar George de Arma, Carlos Morales Echevarría, Yosmari Adames Montero, Yichsy Rivera Beltrán, Briseida Fernández García.

Centro de Investigación y Desarrollo del Petróleo. Churruca 461, Cerro, La Habana, Cuba, E-mail: cmorales@ceinpet.cupet.cu

RESUMEN

En correspondencia con la denominación de Año de la Cristalografía al 2014, se señala que en el desarrollo de las actividades de: exploración, perforación y valoración de efectos corrosivos, la identificación de las fases cristalinas y sus correspondientes grupos espaciales es de elevada importancia. El conjunto de las distancias interplanares que señalan cada una de las fases que componen la muestra objeto de investigación sirve en el desarrollo de investigaciones fundamentales para: determinar calidad del sello petrolero; diseñar un fluido de perforación con el mínimo de interacción roca - fluido y valorar los efectos corrosivos en ductos petroleros o en unidades de refinería, para proponer procedimientos anticorrosivos, si se identifican los productos de corrosión que se generaron. El aporte de la cristalografía se aprecia cuando se utiliza la difracción de rayos X y se determinan las fases cristalinas que se reportan en la base de datos PCPDFWIN, versión 1.30, JCPDS-ICDD / 2002. Como ciencia, la cristalografía posee un único objetivo: Determinar grupos espaciales, los cuales se distinguen porque en ellos se combinan elementos de simetría macroscópicas y microscópicas con las redes de Bravais, de forma que los parámetros fundamentales de la celda y valores principales de distancias interplanares, posibiliten la acertada caracterización de las fases entre otros aspectos.

ABSTRACT

In correspondence with the denomination of Year of the Crystallography at the 2014. It is pointed out that in the development of the activities of: exploration, perforation and valuation of corrosive effects, the crystalline phases identification and their corresponding space groups are very important. The interplanar distances that indicate each phases that constitute object investigation sample help to develop fundamental investigations to determine quality of the oil stamp; to design a drilling fluid with the minimum of rock - fluid interaction and to value the corrosive effects in oil ducts or in refinery units, to propose anticorrosive procedures, if the generated products of corrosion are identified. The contribution of the crystallography is appreciated when the X rays diffraction is used and the crystalline phases that are reported in the database PCPDFWIN, version 1.30, JCPDS-ICDD / 2002 are determined. The crystallography has only one objective: to determine space groups, which are distinguished because in them, different symmetry elements are used with the Bravais lattices, so that the fundamental parameters of the cell and main values of interplanar distances facilitate the right characterization of the phases among other aspects.

INTRODUCCIÓN

Como el 2014 se denominó Año de la Cristalografía, se consideró oportuno exponer la importancia de dicha disciplina en las acciones de exploración, perforación petroleras, por una parte y determinaciones de fases cristalinas que se generaron por efectos corrosivos en ducto y refinería petroleros.
Para la comprensión de cómo se interpretan las consideraciones cristalográficase informa que:

Se obtuvieron resultados de Difracción, Rayos X (DRX) para una roca de afloramiento de la Franja Norte de Crudos Pesados (FNCP) y de los productos de corrosión que se generaron en: Un ducto petrolero, en tubería de aceroy en otra de latón por la que fluía un derivado petrolero en una refinería nacional. Mientras que, como se conocían anticipadamente los componentes con los que se prepara el fluido de perforación petrolero se seleccionaron algunas fases cristalinas a las que se les buscaron los datos cristalográficos en la base de datos PDF.
En la misma que se identifican las fases de las rocas de afloramiento y productos de corrosión del acero y latón.
Objetivo General.
Estimar la importancia de la cristalografía en acciones del sector petrolero.
Objetivos específicos.
Señalar fases de la roca de afloramiento y la que determina la calidad del sello petrolero, y de ellas las propiedades cristalográficas.
Identificar componentes cristalinos del fluido de perforación y características cristalográficas que contribuyen a la estabilidad con la roca.
Valorar los efectos corrosivos en ducto y refinería mediante el conocimiento de fases cristalinas.

MATERIALES Y MÉTODOS.

Una roca de afloramiento de la FNCP, productos de corrosión del acero X-52, de ducto petrolero y de latón por el que circuló un derivado petrolero en una refinería, se escogieron también algunos productos cristalinos que son componentes del fluido de perforación para que también se consideren .
Los difractogramas se obtuvieron con radiación K (alfa) de hierro filtrada con manganeso. Los difractogramas se obtuvieron con la variante intermitente, paso angular igual a $0{,}005^{0,}$ duración en cada posición angular 3seg, en torno angular que se midió desde 8^0 hasta 70^0. Se usó la base de datos PDF de las fases experimentales con las reportadas.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Como ciencia que es la Cristalografía tiene un único objetivo:

- Determinar el grupo espacial de cada especie cristalina.

Las 230 formas de distribución de átomos o moléculas en el espacio, de modo ordenado, que corresponden a los grupos espaciales que requieren de la combinación de elementos de simetría macroscópicos y microscópicos según el caso. Los primeros se definen como ejes de giros y los segundos, de rotoinversión y espejos.

Los microscópicos son ejes de giros helicoidales y planos deslizantes, cuyas acciones, el ojo humano no las aprecia, en la manifestación externa del cristal. El desarrollo científico actual posibilita el estudio de los cristales con distintas técnicas, pero la difracción de rayos X es la que ofrece mayor información sobre monocristales y policristales, los últimos son los de interés en la investigación presente.

La calidad del sello petrolero lo determina la presencia y cuantía de componentes arcillosos que por sus propiedades de textura; porosidad y área superficial, su capacidad de hidratación e hinchamiento, se acentúan cuando el agua interactúa con las montmorillonitas fundamentalmente.

De la roca de afloramiento se seleccionaron las fases: esmectita, calcita, aragonito y cuarzo entre otras. (ver tabla 1)

De los componentes del fluido de perforación se escogieron: óxido de cinc, cloruro de potasio y sulfato de bario. De los productos de corrosión las fases que se identificaron mediante DRX fueron goethita generada por los componentes: salinos de agua de capa, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico que interactuaron con el acero, mientras que los derivados del latón corresponden a β sulfuro de cobre (I), calcocita y schulenbergita.

Tabla 1. Fases identificadas en una muestra de afloramiento por DRX

Minerales arcillosos	
Illita-hidromoscovita	**Mica-clorita**
Clorita – esmectita,	**Illita-esmectita.**
Otros minerales	
Carbonatos	**Pirita**
Cuarzo	**Cristobalita**
Zeolita	**Yeso**

Para que se comprenda la diferencia entre estructura cristalina y red de Bravais se emplean las estructuras de: cloruro de cesio y cloruro de sodio (fig. 1) a partir de las cuales se obtienen las redes de Bravais cúbica simple y cúbica centrada respectivamente en las caras, de modo que para las 230 tipos de estructuras cristalinas diferentes se corresponden con las 14 redes de Bravais. Cuando los elementos de simetrías se combinan con las redes de Bravais se generan los grupos espaciales, que son 230 maneras de distribuir átomos o moléculas de modo periódico en el espacio.

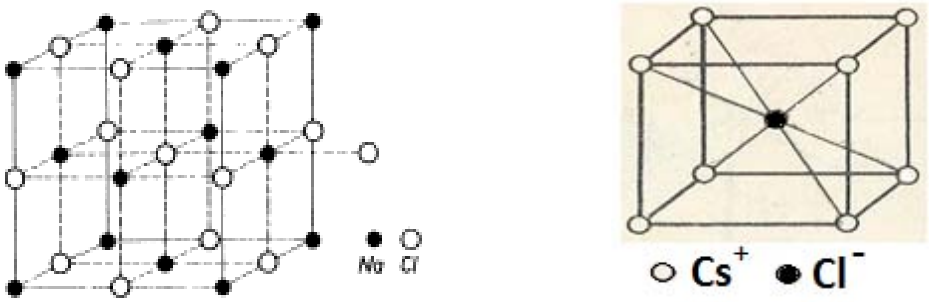


Figura 1. Estructura del cloruro de sodio y del cloruro de Cesio

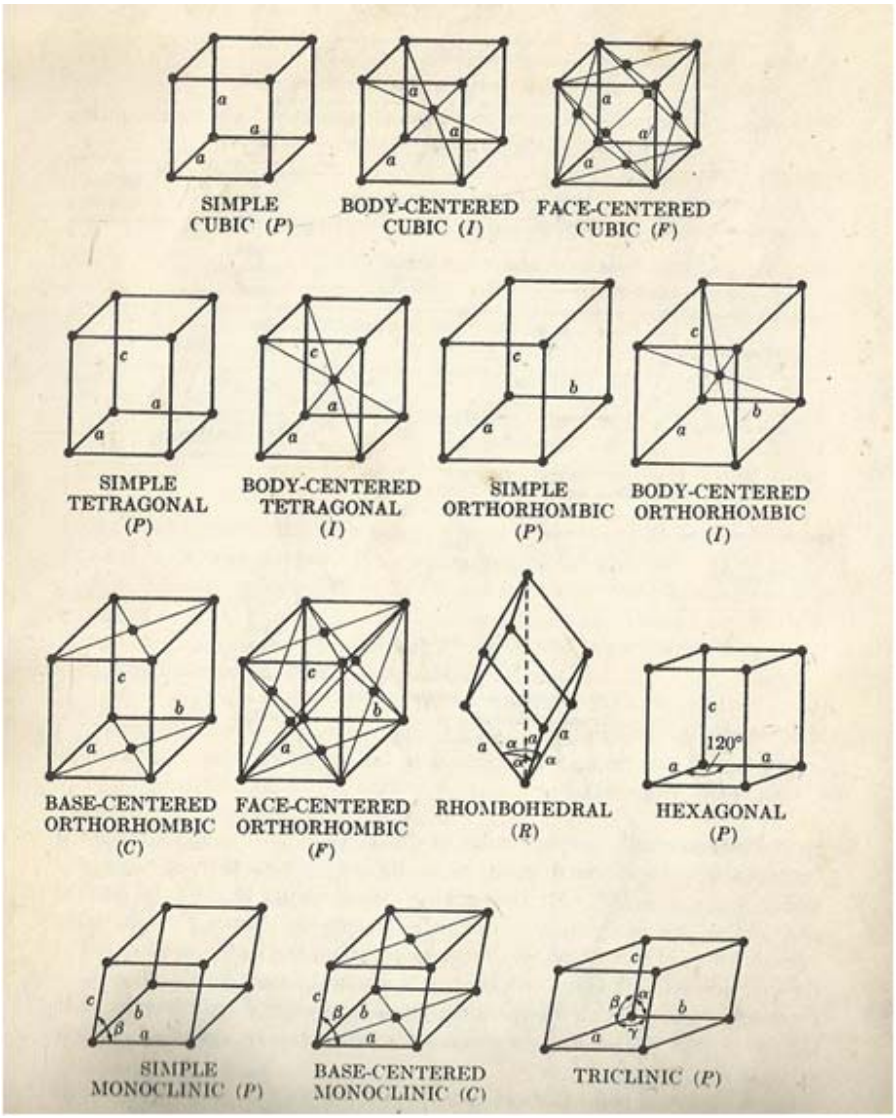


Fig 2. Redes de Bravais

Composición Mineralógica y propiedades cristalográficas de rocas de afloramiento de la FNCP.

ESMECTITA

13-0135 $Ca0_2(Al,Mg)_2Si_4O_{10}(OH)_2$Parámetro celda

dm=2,3 g/cm^{3}a=5,169 A^0

CALCITA: $CaC0_3$

24-0027 a=4,990 A^0 Grupo Espacial:R3C

dx=2,720g/cm^{3}c=17,00 A^0

ARAGONITO $CaC0_3$

41-1475 a=4,962 A^0 Grupo Espacial: Pmcn

dx=2,927g/cm^3 b=7,968 A^0

c=5,743 A^0

CUARZO: $Si0_2$

46-1045 a=4,91 A^0 Grupo Espacial: $P3_221$

dx=2,649 g/cm^3 c=5,405 A^0

COMPONENTES DEL FLUIDO DE PERFORACION

Oxido de cinc Zn0

01-1136 a=3,242 A^0 Grupo Espacial: $P6_3mc$

d=5,736g/cm^3 c=5,176 A^0

Cloruro de Potasio KCl

01-0786 a=6,277 A^0 Grupo Espacial: Fm3m

dx=2,002g/cm^3

Sulfato de Bario $BaS0_4$

24-0020 a=8,884 A^0 Grupo Espacial: Pnma

D=4,516g/cm^3 b=5,458 A^0

C=7,153 A^0

PRODUCTOS GENERADOS POR CORROSION EN INSTALACIONES PETROLERAS.

GOETHITA alfa Fe00H

29-0713 a=4,61 A^0 Grupo Espacial: Pdnm

d=4,26 g/cm^3 b=9,96 A^0

c=3,02 A^0

Beta Sulfuro de Cobre (l) Beta Cu_2S

26-1116 a=3,961 A^0 Grupo Espacial:$P6_3/nmc$

D=5,787 g/cm^3 c=6,722 A^0

CALCOCITA Cu_2S

33-0490a=15,23 A^0 Grupo Espacial: $P2_1/c$

d=5,788g/cm^3 b=11,88 A^0

c=13,49 A^0

SCHULENBERGITA $(Cu,Zn)_7(S0_4)_2(0H)_{10}.3H_20$

38-0349 a=8,249 A^0Grupo Espacial: $P\bar{3}$

dx=3,380g/cm^3 c=7,183 A^0

CONCLUSIONES

Sobre las bases de los resultados difractométricos se identificaron fases de una roca de afloramiento perteneciente a la FNCP las fases: esmectita, calcita, aragonito y cuarzo entre otras de los compuestos químicos que se usan en la preparación del fluído de perforación se seleccionaron las especies: oxido de cinc, cloruro de potasio y sulfato de bario y por último se demostró que en el ducto que determina partir de aceropor donde fluyeron el petróleo y sus acompañante se formó goethita, mientras que en la refinería en la zona donde se usa latón en la confección de la tubería algunos componentes por ejemplo amoniaco interactuó con las especies oxidadas de cinc y cobre y con el paso del tiempo se produjo alguna abertura que posibilitó la entrada del agua de mar, que se utiliza para el enfriamiento de las tuberías, luego aparecieron las fases polimórficas de sulfuro de cobre (I) que determinaron la formación de los hidratos identificados.
De lo indicado se comprueba que la estimación que se realizó con la cristalografía se hizo posible con el apoyo de la técnica de difracción de rayos X.

Además la identificación de la esmectita y su proporción en el sistema rocoso es la garantía del sello petrolero, lo que exige se disponga de un fluido de perforación que atenúe la hidratación notable de las esmectitas, de ahí la presencia de cloruro de potasio en el fluido de perforación, mientras que el óxido de cinc interactúa con el sulfuro de hidrógeno. Con respecto al sulfato de bario se utiliza para que se mantenga la estabilidad de la densidad del sistema.

Cuando se conocen las especies cristalinas que se generan por corrosión, entonces se medita como imponer procedimientos anticorrosivos antes estos fenómenos.

RECOMENDACIONES

El personal que desarrolla actividades científicas y técnicas en la interacción con rocas o productos sólidos de cualquier naturaleza, en el accionar petrolero, así como los que se generan en algunas actividades conozcan la importancia que presenta la cristalografía en el desarrollo de sus tareas tanto experimentales como en el conocimiento teórico.

BIBLIOGRAFÍA

1. Adesoye, K. 2009. Shale Characterization for Evaluating Shale-Drilling Fluid Interaction. [MSc Thesis]. Norman , Oklahoma, USA : Universidad de Oklahoma, 2009. Disponible en mpge.ou.edu/research/documents /2009%20thesis/ Kehinde%20 Adesoye.pdf.
2. Al-Awad, Musaed N. J. and Smart, B. G. D. 1996. Characterization of Shale-Drilling Fluid Interaction Mechanisms Related to Wellbore Instability. s.l. : J. King Saud Univ., 1996. Vol. 2, pp. 187-215.
3. AL-Bazali, Talal Mohammad. 2005. Experimental Study of the Membrane Behavior of Shale During Interaction with Water-Base and. Tesis Doctoral presentada en la Universidad de Texas. Austin, Texas, U.S.A : s.n., Mayo 2005.
4. Bishop LW. and Holtmyer Marlin D. Method for clay stabilization. US Patent 5887653. 03 30, 1999.
5. Carvajal JJM, et al. Geomechanical Wellbore Stability Modeling of Exploratory Well – Study Case at Middle Magdalena Basin. Diciembre 2007. Vol. 3, 3, pp. 85-102
6. Julio Garrido, Joaquín Orland. Los rayos X y la estructura fina de los cristales. Editrial Dossa SA-Madrid 1946.
7. Leonid V. Azaroff. 1968 by MCGrauw Hill, Inc. Elements of X-ray crystallography.
8. B.D. Ullity.Edición Revolucionaria Instituto Cubano del Libro Tomado de la edición 1967. Elements of X-ray difracttion
9. V.Rzhevsky, G.Novik.Editorial Mir.publishers.Moscow.1971.
10. Istvan Naray Szabo. AKADEMIIAI Kiado Budapest 1969.
11. R. C.Evans second edition. ISBN 0 521093678 1964
12. E.Flint, Editorial PAZ MOSCU. Impreso en la URSS, Principios de la cristalografía.
13. G.S.ZHDANOV. Inst del Libro Moscú 1962. Física del estado sólido.
14. N.PERELOMOVA, M: TAGUIEVA. Editorial MIR 1975. Problemas de Cristalofísica.
15. Martin J. Vuerger 1963. An introduction to the fundamental geometrical features of crystals.
16. Yichsy Rivera Beltrán Tesis de Maestría en Ciencia y Tecnología de Materiales Universidad de la Habana 2013 (INRE).Corrosión en tubo de latón de los condensadores del sistema de tope de las columna de destilación de la refinería “Ñico López
17. Nemecz E. Budapest. Budapest. Hungría Akademial Kiado 1981

BIOFILTRACIÓN DEL GAS ACOMPAÑANTE DEL PETRÓLEO EN SOPORTE ORGÁNICO DE FIBRA DE KENAF

Yuletsis Díaz Rodríguez *(1), Raidel Casellas Ortega (2), Sergio Pascual Mustelier Pérez (1), Francisca González Hernández (1), Silvia Acosta Díaz (1)*

1. *Centro de Investigaciones del Petróleo (Ceinpet), Churruca No 481 e/ Vía Blanca y Washington. Cerro. La Habana. Cuba, E-mail: yuletsis@ceinpet.cupet.cu*
2. *Facultad de Ingeniería Química, Instituto Superior Politécnico ¨José Antonio Echeverría¨, Calle 114 # 11901 C.P 19390 Marianao. La Habana, Cuba, E-mail: rcasellaso@nauta.cu*

RESUMEN

En la actualidad resulta necesaria la sustitución de los combustibles convencionales por alternativas viables desde el punto de vista técnico – económico. De ahí que se favorezca el aprovechamiento energético del gas natural en aplicaciones fundamentales como la generación de electricidad y el consumo doméstico. El uso del gas natural cubano se afecta por la elevada concentración de H_2S (g) que este presenta. Dicho compuesto es altamente tóxico, corrosivo y perjudicial para la salud humana, por lo que a nivel mundial se utilizan fundamentalmente diferentes métodos físico-químicos para su eliminación. Las limitaciones ambientales y económicas que presentan estos métodos convencionales hacen necesaria la búsqueda de nuevas opciones como son la aplicación de procesos biológicos, así como el uso de materias primas naturales, renovables y biodegradables para tales fines. La presente investigación tiene como objetivo fundamental la evaluación de la fibra de kenaf como material de empaque, en un biofiltro escurrido con lodos activos, para la desulfuración del gas natural. Para ello se realizó la caracterización físico-química de la fibra, así como pruebas hidrodinámicas para su evaluación como relleno del biofiltro. La efectividad de la fibra como material de relleno se evaluó mediante el crecimiento microbiano adherido a la misma, que presentó valores de $5*10^7$ a $6*10^9$ UFC.g^{-1}, una eficiencia de remoción promedio de 82% para bajas concentraciones de hasta 26,5 g·m^{-3} (1,85 %) de este contaminante en el gas natural. Estos resultados demostraron que la fibra vegetal kenaf empleada en el presente estudio posee propiedades satisfactorias para el crecimiento de microorganismos, lo que permite disponer a nivel nacional de un medio de empaque para biofiltros de escurrimiento eficiente en la desulfuración de gas natural cubano.

ABSTRAT

Nowadays it is necessary the substitution of conventional fuels for viable alternatives from a technical-economical point of view. Thus, the energetic benefit of Cuban natural gas is favored in fundamental applications like electricity generation and domestic supplier. The use of Cuban natural gas is affected by a high concentration of hydrogen sulfide that it has. This compound is highly toxic, corrosive and harmful for human health and consequently, different physico-chemical methods are used worldwide for its elimination. The conventional methods presents environmental and economic limitations, then new options search it is necessary like an application of biological treatment process and the uses of natural resources, renewables and degradable on that uses. The present research has as a fundamental purpose of an evaluation of the Kenaf's fiber as a support material on a biotrickling filters with active mud, for desulfurization of natural gas. So the physico-chemical characterization of the fiber was carried out and the hydrodynamic tests as a material support. The effectiveness as support material of itself was also evaluated by the microbial adhered growth from $5*10^7$ to $6*10^9$ UFC.g^{-1}, a removal efficiency of 82% for low concentrations of hydrogen sulphide (0,17 g.m^{-3}) and 87% higher to concentrations until 26,5 g.m^{-3} (1,85 %) of this contaminant in natural gas. These results proved that the vegetal Kenaf's fiber used in the present study possesses satisfactory properties for microorganisms's growth, that permit on national level to dispose of efficient material support in biotrickling filters for Cuban natural gas desulfuration.

INTRODUCCIÓN

Las tendencias globales del desarrollo sustentable promueven la aplicación de procesos de tratamiento biológico, así como la necesidad de extender el uso de materias primas naturales, renovables y biodegradables en dichas aplicaciones. La biofiltración presenta como beneficio adicional sobre otras tecnologías de oxidación, carencia de contaminantes secundarios, costos de operación generalmente bajos, alta eficiencia de degradación, larga vida de la biomasa inmovilizada y que tienen menor impacto ambiental que los métodos químicos (Buelna y col., 2011).

Los biofiltros empacados con fibras naturales, de características apropiadas para el desarrollo de poblaciones microbianas, se usaron durante muchas décadas, fundamentalmente en plantas de tratamiento de agua residual (Lapo y Gonzalo, 2014) y para la remoción de bajas concentraciones de compuestos olorosos (Iglesias, 2012). Otros materiales orgánicos que se emplean generalmente como soporte para estos fines son: compost, turba, astillas de madera y corteza de árboles. En ocasiones estos se mezclan con materiales biológicamente inertes, que mantienen una porosidad y humedad adecuadas donde tiene lugar el desarrollo microbiano (Buelna y col., 2011).

En la literatura se reportan las especificaciones estándares para los medios filtrantes más empleados, como son: pH de lecho óptimo sobre 7, temperatura de 20 º C, porosidad homogénea y retención del peso de agua, ambas entre 40 y 80 %, entre otras (Emison, [en línea]). Además, se advierte que las matrices orgánicas presentan mayor adsorción que las brindadas por matrices sintéticas. Lo expuesto se atribuye a que los materiales orgánicos poseen mayores cantidades de grupos radicales: como amino, carboxilo, entre otros; así como de nutrientes, lo cual permite adherencia y crecimiento más eficaces (Rincón y col., 2012).

La inmovilización eficaz de los microorganismos en el lecho, considera los espacios usados como soporte de inmovilización, siempre y cuando cumplan con ciertos parámetros tales como: superficie de adherencia amplia, de fáciles operación y regeneración (Kennes y col, 2014; Delgado y Díaz, 2012). Además una adecuada porosidad permite los intercambios constantes de sustratos, productos y gases en el medio de biofiltración (Antúnez y col., 2014). Por otra parte, un bajo contenido de agua en el lecho filtrante reduce el espesor de la biopelícula y disminuye la actividad biológica y por consiguiente, la actividad del biofiltro. Mientras que un elevado contenido de humedad contribuye a la creación de la saturación, provocando zonas anaerobias o incrementa la caída de presión (Emison, [en línea]).

Las plantas de tratamientos de agua residuales son las fuentes más comunes de microorganismos, encontrándose dentro de esas los lodos activos. Los mismos reciben las descargas de la población urbana y de las industrias donde se generan algunos de los contaminantes a tratar. La aplicación de dichas mezclas complejas para la inoculación de biofiltros resulta más conveniente a escala real que el empleo de especies aisladas de microorganismos con potencialidades para degradar el compuesto de interés (Antúnez y col., 2014). Tales lodos presentan elevadas cargas de bacterias sulfooxidantes, debido a su alto contenido en compuestos orgánicos, lo que constituye, por tanto, un medio de cultivo favorable para el desarrollo de los microorganismos, que completan los ciclos biogeoquímicos de elementos como: azufre, carbono, nitrógeno y fósforo (Salazar y Ordoñez, 2013).

En la actualidad se pretende extender dichas aplicaciones a procesos con mayores cargas contaminantes y desarrollarlos de modo eficiente (Buelna y col., 2011). De ahí que se realicen acciones para que se apliquen nuevas alternativas con materiales de mayor disponibilidad como la fibra vegetal de Kenaf, en la industria petrolera. Teniendo en cuenta lo anteriormente planteado el presente estudio tiene como objetivo fundamental evaluar como empaque la fibra mencionada en un sistema de biofiltración para la desulfuración del gas natural, empleando lodos activos como fuente microbiana.

MATERIALES Y MÉTODOS

Caracterización de la fibra vegetal utilizada como material de empaque

Se empleó como material de empaque fibra vegetal de Kenaf, a la cual se le determinaron los siguientes parámetros físico-química: porcentaje de lignina, pentosanos y celulosa, humedad y pH (Vinent y col., 2011). Además se determinó la densidad aparente según el método descrito por Etcharren-Ulloa (2005)**.** La porosidad se definió utilizando un Porosímetro *UltraPore* 300^{TM} según el método de porosimetría con helio, el cual se basa en la Ley de Boyle para determinar el volumen de grano a partir de la expansión de una masa conocida de helio. El procesamiento de los datos se realizó automáticamente mediante el software de control del equipo.

Descripción del sistema experimental

El sistema de biofiltración (Figura 1) utilizado en la evaluación del material de empaque consistió en una columna de vidrio de 0,1 m de diámetro y 0,5 m de altura. La misma cuenta con un distribuidor de líquidos en el tope. El flujo de gas natural a desulfurar se midió a partir de un rotámetro que posibilita regularlo entre 0,1 y 2,65 $m^3.h^{-1}$. A la salida del mismo se conectó un divisor de flujo de tipo **Y** que envió una corriente al fondo de la columna y la otra a la entrada de un manómetro. La alimentación del lodo residual al sistema se realizó con una bomba peristáltica *Elpan* tipo 372.C; y se midió a partir de un rotámetro de capacidad desde 0,002 hasta 0,07 $m^3.h^{-1}$. La alimentación del mismo se realizó desde una bolsa de nylon de 50 L. El soporte del relleno está construido a partir de una malla de cobre con orificios de 0,0003 m de diámetro, que permite el paso de ambas fases (líquida y gaseosa). La malla se sujetó con un soporte plástico que descansa sobre el tapón del fondo.

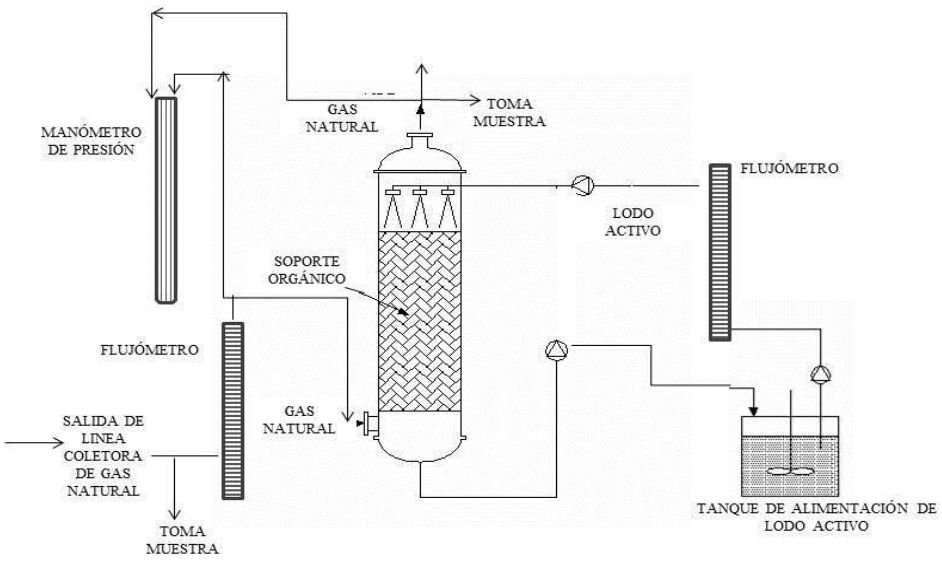


Figura 2: Esquema del sistema de biofiltración para desulfuración de gas natural.

Determinación de los parámetros de operación

El gas natural y el residual líquido se pasan a contracorriente a través del biofiltro. Primero se determina la caída de presión (-ΔP) del gas frente al relleno seco, posteriormente se fija un valor de

flujo de líquido (Q_L desde: 0,001 - 0,017 $m^3.h^{-1}$) y luego se aumenta el flujo de gas (Q_G desde: 0,20 – 2,47 $m^3.h^{-1}$) hasta que aparecen cambios que indican que el equipo está inundado. A continuación se grafica el logaritmo del flujo másico del gas por unidad de área [G'($kg.h^{-1}m^{-2}$)] contra el logaritmo de la caída de presión entre la altura de relleno (Zr) [-ΔP/Zr ($Pa.m^{-1}$)], este gráfico se utiliza para determinar los parámetros de carga e inundación del sistema y fijar los flujos de operación del líquido y el gas (Treybal, 1986).

Caracterización del gas natural

La caracterización del gas combustible se realizó mediante cromatografía gaseosa con dos equipos GOW-MAC Series 600. Se empleó un cromatógrafo gaseoso acoplado con detector de conductividad térmica empleando columna metálica empacada Haysep para determinar H_2, aire, metano, CO_2, CO y tamiz molecular 5A para altas concentraciones de metano C1, C2, C3, C4+, CO_2, O_2 , N_2, H_2S y SO_2. El segundo equipo contiene detector de ionización de llama empleando columna empacada Chemipack para determinar C1 a C10 y detector fotométrico de llama con columna de teflón empacada Chromosil para H_2S y otros compuestos azufrados. El procedimiento analítico se realizó acorde a la Norma ISO 6974-3 (2000) y el procesamiento de los datos automáticamente mediante el software para cromatografía Chrom Perfect Tigre IV™. El gas tratado en el biofiltro se caracterizó tres veces al día durante las dos etapas experimentales desarrolladas.

Análisis de la fuente microbiana

La fuente microbiana que se utilizó en los experimentos fueron los lodos activos de una planta de tratamiento de agua residual. Las muestras se colectaron de forma manual en frascos estériles con un volumen de 1000 mL. La determinación de sulfato se realizó según la Norma APHA 4500-E, Edición 21 (2005), como producto de la degradación del sulfuro de hidrógeno. Además se caracterizaron microbiológicamente la fuente microbiana antes del tratamiento y el efluente líquido del proceso; mediante el conteo de bacterias heterótrofas mesófilas según la norma ISO 8199 (1988) y conteo de hongos y levaduras por la ISO 7954 (1987). Lo expuesto corresponde a la evaluación del crecimiento microbiano en el sistema bajo las condiciones impuestas. La fibra de Kenaf también se analizó de igual forma. Los análisis se realizaron con frecuencia semanal durante el período de investigación.

RESULTADOS

Las principales características del material de empaque empleado durante el proceso de desulfuración del gas natural cubano utilizado en el presente estudio se presentan en la tabla 1.

Tabla I: Caracterización de la fibra analizada.

Parámetro	Valor
Lignina (%)	18
Pentosa (%)	19
Celulosa (%)	50
Humedad (%)	16-48
pH	6,7
Densidad aparente ($kg.m^{-3}$)	333
Porosidad (%)	89,22

Los resultados de la caracterización de la fibra de Kenaf mostrados en la tabla anterior indican que este material asegura el desarrollo de una interfase líquido-sólido donde existe un vínculo con el

medio externo para el desarrollo del intercambio de nutrientes y la eliminación de metabolitos de desecho, debido a que los valores obtenidos para los parámetros humedad, porosidad y pH, se encuentran entre los reportados en la literatura para favorecer el mejor funcionamiento de este tipo de reactores de lecho fijo, radicando este hecho precisamente en que en el soporte poroso se adhieren tanto los microorganismos, que en el caso del presente estudio son de interés las bacterias sulfooxidantes, como la materia orgánica evitando la pérdida del lodo (Fajardo y col., 2011).

En las pruebas hidrodinámicas se obtuvieron resultados para intervalos de flujo de gas y líquido establecidos entre 0,20 – 2,47 $m^3.h^{-1}$ y 0,001– 0,017 $m^3.h^{-1}$ respectivamente, como se muestra en la figura 2. La misma evidencia la similitud entre las curvas de relleno seco y flujo de líquido L_1. Tal fenómeno ratifica las propiedades hidrofóbicas que presenta la fibra vegetal y que se observan con la línea recta de las curvas. Por otra parte, en la región por debajo de la zona de carga (A) se encuentra una cantidad de líquido contenido en el lecho empacado que se mantiene razonablemente constante, respecto a los cambios en la velocidad del gas. Así mismo, por encima de la región A aparecen señales de recarga en el sistema. El cambio de las condiciones en dicha región es gradual y se determina por el cambio en la pendiente de las curvas, como resultado del incremento de la caída de presión más rápidamente (Treybal, 1986). Se destaca que el fenómeno de inundación no ocurre en el sistema estudiado, aunque a flujos de operación de líquido mayor de 0,017 $m^3.h^{-1}$ aparece una pequeña capa de líquido donde burbujea el gas.

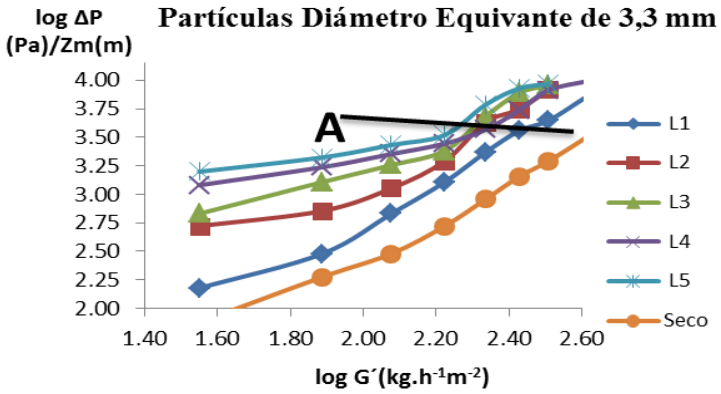
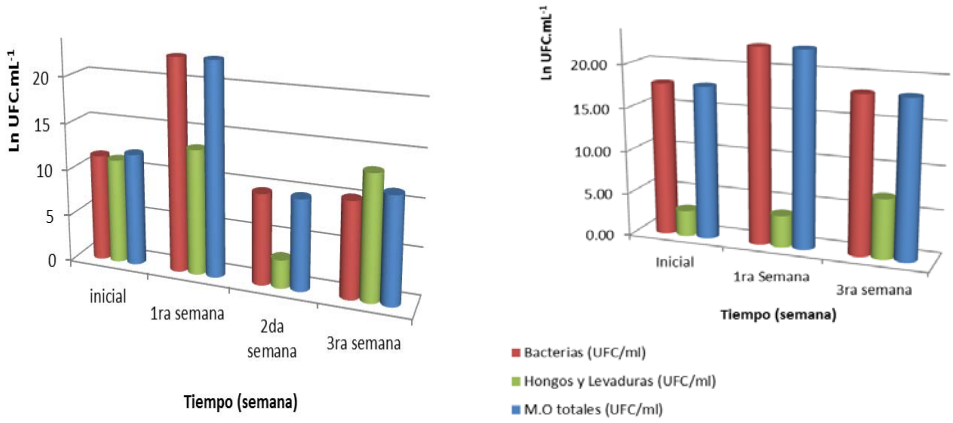


Figura 2: Caída de presión del gas para el sistema Gas natural-residual en el biorreactor en el biofiltro evaluado.

Teniendo en cuenta los resultados de las pruebas hidrodinámicas, se escogió como flujo de gas a desulfurar 0,95 $m^3.h^{-1}$ mientras que de líquido 0,017 $m^3.h^{-1}$. De este modo se alcanzaron valores de caída de presión por metro de relleno superiores a los 2 000 Pa.m pero no superan los 1 000 Pa de caída de presión global del sistema. Tales valores pueden corresponderse a las características del soporte vegetal, cuyas propiedades operacionales para aplicaciones como material de empaque en biofiltros, no se reportan en la literatura. Además, en torres empacadas al azar se recomienda operar a los mayores flujos de operación posible (Treybal, 1986).

La representación gráfica del crecimiento microbiano en el lodo residual inicial y el efluente líquido del proceso (Figura 3) evidencia que en la primera semana de adaptación, el crecimiento de los microorganismos totales aumentó de $1,6*10^5$ a $6,8*10^9$ $UFC.ml^{-1}$. Estos resultados sugieren que los microorganismos se encontraban en un medio favorable para su crecimiento a expensas de la carga orgánica y del compuesto azufrado, que utilizaron como fuente de carbono y energía. Por su parte, en la segunda semana disminuyó el crecimiento microbiano lo que se atribuye a que solo sobreviven los microorganismos adaptados a las condiciones impuestas. El conteo microbiano realizado a los microorganismos adheridos a la fibra presentó el mismo comportamiento, de ahí el incremento en dos

unidades de $5*10^7$ a $6*10^9$ UFC.ml^{-1}. Al finalizar el tratamiento se observó una leve disminución en la concentración de microorganismos, que puede atribuirse a la muerte de aquellos microorganismos que no consiguen crecer a expensas del sulfuro de hidrógeno. Así mismo, se evidenció que el desarrollo de los microorganismos adaptados es mayor en el caso de las bacterias, las cuales presentan: metabolismo más versátil y una plasticidad fisiológica que les permite colonizar y sobrevivir los hábitats con condiciones nutricionales menos favorables (Narváez y col., 2008).



a) b)

Figura 3: Crecimiento microbiano expresado en logaritmo de las UFC.ml^{-1} contra tiempo: a) En lodo activo y efluente líquido del proceso. b) En fibra de Kenaf.

En la figura 4 se muestra el comportamiento de la concentración de sulfatos en el medio líquido muestreado a la salida del biofiltro desulfurador, pudiéndose observar en la misma correspondencia en los niveles de la concentración de sulfatos y el crecimiento microbiano antes de la segunda semana de experimentación.

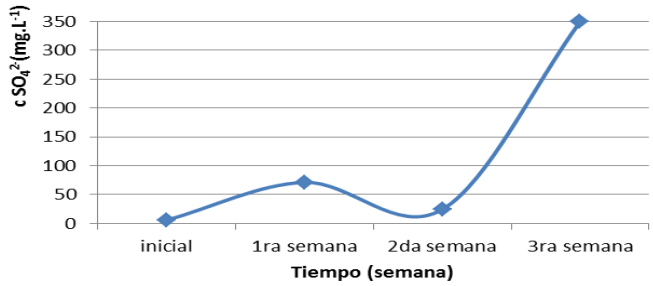
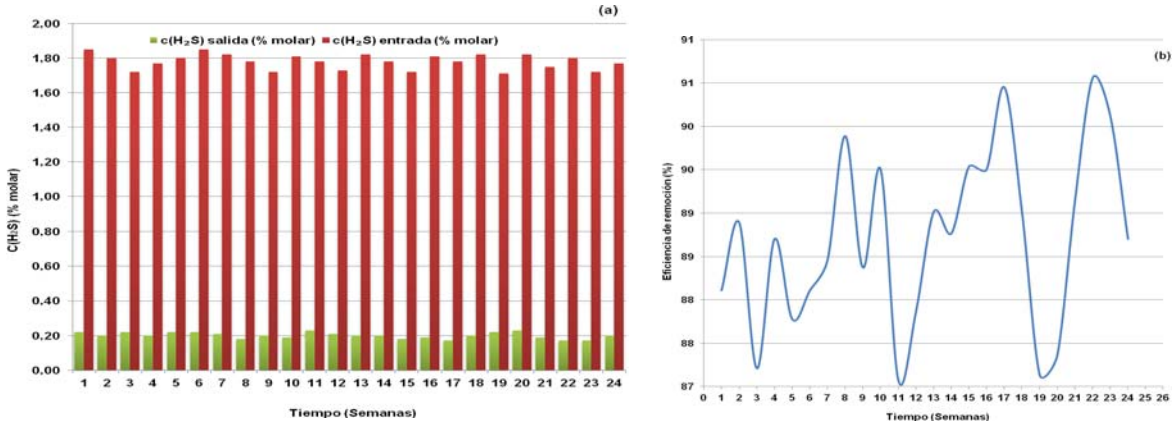


Figura. 4: Concentración de sulfato (c SO_4^{2-}) en el medio como producto de la degradación de sulfuro de hidrógeno en el GAP.

El comportamiento de la concentración de sulfatos en el efluente residual muestra un aumento de su concentración desde 5,63 mg.L^{-1} a 349,92 mg.L^{-1}, lo que se corresponde con lo descrito en la literatura, como resultado del metabolismo de compuestos azufrados, según el ciclo del azufre (Rincón y col., 2012). Estos resultados indican que los microorganismos presentes durante el proceso de adaptación y hasta la segunda semana se alimentan fundamentalmente de la carga orgánica presente en los lodos. A partir de ese tiempo se incrementa la concentración de sulfato a causa de

que los microorganismos que sobrevivieron a esas condiciones degradan solo el sulfuro de hidrógeno única fuente de sustrato, hasta obtener su forma más oxidada que son los sulfatos.

Como resultado de la actividad biológica de los microorganismos desulfuradores, la concentración de H_2S del GAP en la entrada al sistema durante el período de adaptación disminuyó de 0,17 hasta 0,03 $g.m^{-3}$. Lo que equivale a la eficiencia de remoción de 82%, que se mantuvo constante durante las dos semanas correspondientes a la adaptación de los microorganismos. Los resultados obtenidos para la segunda etapa de trabajo se muestran en la figura 5.



a) b)

Figura. 5: Comportamiento del $H_2S(g)$ durante el tratamiento del gas natural. a) Concentraciones $H_2S(g)$ a la entrada y salida del biofiltro, b) Eficiencia de remoción de $H_2S(g)$.

La figura 5 (a) muestra que durante el tiempo de operación de seis meses, el contenido de $H_2S(g)$ en el gas natural a tratar varió entre 1,85 % molar (26,5 $g \cdot m^{-3}$) y 1,71 % molar (24,5 $g \cdot m^{-3}$), obteniéndose a la salida del reactor biotecnológico concentraciones de este contaminante entre 0,22 % molar y 0,17 % molar, o sea muy cercanos al límite permisible que se establece en las normas internacionales vigentes que es de 0,1 % molar. Estos resultados se corresponden con las eficiencias de remoción reportadas en la figura 5 (b), en la cual se observa que este parámetro alcanza valores superiores al 87 %, los cuales son similares a los reportados en la literatura para biofiltros de empaque orgánico pero con concentraciones de $H_2S(g)$ entre 0,07 y 0,26 $g \cdot m^{-3}$ (Morgan y col, 2002). Estos resultados evidencian que las condiciones de operación empleadas, permiten que el sistema se comporte estable, tanto desde el punto de vista de eficiencia de remoción como del hidráulico, ya que durante el tiempo de operación no hay indicios de inundación en el equipo, aunque en el tanque de almacenamiento del residual efluente del biorreactor se observa presencia de materia orgánica, que pudiera atribuírse al desprendimiento de la biopelícula.

CONCLUSIONES

De manera general, las partículas de fibra Kenaf presentaron condiciones apropiadas de pH, porosidad y humedad para el crecimiento de los microorganismos degradadores de sulfuro de hidrógeno. Tales características permitieron el crecimiento microbiano adherido a la superficie de la fibra, con un aumento de 10^2 $UFC.mL^{-1}$ en comparación a la concentración inicial. El tratamiento se realizó con un flujo de gas natural a desulfurar de 0,95 $m^3.h^{-1}$ y de líquido 0,017 $m^3.h^{-1}$. Con ello se garantizó una caída de presión global del sistema de 858,96 Pa.m, la cual no provoca el deterioro y la compactación de la fibra de Kenaf como material de relleno. Como consecuencia, se alcanzó una eficiencia promedio de remoción de $H_2S(g)$ de 88,72 % para concentraciones iniciales de este contaminante en el gas natural tratado entre 1,85-1,71 % molar, durante seis meses de operación del

sistema. La utilización de materiales de desecho como esta fibra resultan alternativas económicas y amigables con el medio ambiente que merecen especial atención para futura aplicación, no obstante se debe continuar el estudio y optimización del proceso para lograr disminuir el contenido de $H_2S(g)$ a valores menores del 0,1 % molar y la aplicabilidad de la alternativa evaluada en la presente investigación a una mayor escala, teniendo en cuenta el aumento de las cantidades de gas natural disponibles actualmente en Cuba.

BIBLIOGRAFÍA

Antunez, J., V. C., de Castro, M., Soares, A., Lorenci, C. R., Soccol, 2014. Biofiltration of Volatile Organic Compounds of Brazilian Gasoline. International Journal Brasilian Archives of Biology and Technology, 57(1): 119-125.

APHA 4500-SO_4^- E. 2005. Standard Methods for the examination of water and wastewater. ed. 1015, NW Washington. United States of America. 4-178 p.

Buelna, G, M., Garzón, G., Moeller, 2011. Los biofiltros de empaque orgánico: una alternativa simple, robusta y eficiente para el tratamiento de aguas residuales en zonas rurales. Idea@s CONCYTEG, 6 (71): 540-551.

Delgado Y, Y., Díaz. 2012. Estado del Arte en el tratamiento de emisiones gaseosas de los pozos petroleros contaminadas con compuestos azufrados. P-7021 Etapa 5. Ed. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, 41p.

Emison. Efluentes gaseosos, Biofiltración de efluentes gaseosos. [en línea]. Disponible en Web: http://emison.com/1182.htm . Consultado: 17 de octubre 2011.

Etcharren, P. A. 2005. Diseño de un sistema de biofiltración para la eliminación de olores en la fábrica Lubascher y Krause. Tesis de Licenciado en Ciencias De la Ingeniería, Universidad Católica de Temuco. México.

Fajardo, R., J. A., Osuna, C., Villavelázquez, P., Escalante, V. Ibarra. 2011. Inmovilización de células y enzimas. AQM (Acta Química Mexicana) Revista Científica de la Universidad Autónoma de Coahuila. 3 (6): 42-56.

Iglesias, A. R., 2012 Contaminación odorífera. Estrategias de análisis de olores. Vida Científica 100cias@uned, (5): 92-100.

ISO Standard 6974- 3 First Ed. 2000. Natural gas -- Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography -- Part 3: Determination of hydrogen, helium, oxygen, nitrogen, carbon dioxide and hydrocarbons up to C8 using two packed columns. ISO/IEC Office Geneva. Switzerland. Stage: 90.93 (2010-07-08). 14 pp.

ISO Standard 8199. 2005. Water quality – General guide to the enumeration of microorganisms by culture. ISO/IEC Office. Geneva. Switzerland.

ISO Technical Specification (TS) 7954. 1987 Microbiology-General Guidance for enumeration of yeasts and moulds-Colony count technique al 25°C. ICS 13.060.50. Geneva. Switzerland. Stage: 90.9 1987.

Kennes, C., M., Montes, M. E. López, M. C. Veiga, 2014. Waste gas treatment in bioreactors: environmental engineering aspects. Journal of Environmental Engineering and Science. 9 (1): 20-28.

Lapo, B. G. 2014. Estudio de medios de soporte para crecimiento bacteriano aplicado al tratamiento biológico aerobio de aguas residuales. Tesis de Grado Máster en Ingeniería Ambiental, Universidad Politécnica Nacional de Quito.

Morgan, J. M., S., Revah, A., Noyola. 2002. Remoción de H_2S de corrientes gaseosas por biofiltración: efecto de la carga másica y del mezclado del medio biológico. En actas del Congreso Nacional de Ingeniería Sanitaria y Ciencias Ambientales, 13. Federación Mexicana de Ingeniería Sanitaria y Ciencias del Ambiente, AIDIS. Memorias FEMISCA. Guanajuato, México D.F. 10 p.

Narváez, S., M.L., Gómez, M.M. Martínez. 2008. Selección de bacterias con capacidad degradadora de hidrocarburos aisladas a partir de sedimentos del Caribe colombiano". Boletín. INVERMAR. 37(1): 61-75.

Rincón, Á., J. E., Baquero, H., Flórez, 2012. Manejo de la nutrición mineral en sistemas ganaderos de los Llanos Orientales de Colombia. Corporación Colombiana de Investigación Agropecuaria (CORPOICA), p. 30.

Salazar, A. M., C. A., Ordóñez, 2013. Aislamiento e identificación de actinomicetos fijadores de nitrógeno en suelo del jardín botánico de la Universidad Tecnológica de Pereira. Tesis de Grado de Químico Industrial, Universidad Tecnológica de Pereira. 115p.

Treybal, R.E. "*Operaciones de Transferencia de Masa*". 2da ed. McGraw-Hill, 1986. 822 p.

Vinent, E., O., Fajardo, R.A., Batista, A. L., Martínez, A., Sánchez, L. M., Beltrán, E., Diago, K., Núñez, Explotación sostenible del kenaf (*Hibiscus cannabinus*, *L.*). I. absorbentes naturales de hidrocarburos". Temas de Ciencia y Tecnología. Revista de la Universidad Tecnológica de la Mixteca, 15 (44): 23-29.

COMPORTAMIENTO ELECTROQUIMICO DE LA HEXAMETILENTETRAMINA EN LA PROTECCION DEL ACERO EN MEDIO ACIDO

Yosmari Adames M ontero*[1], *Anais Fernández* [2], *Alexander Cueli Corugedo* [1], *Silio López Guerra

[1]*Laboratorio Corrosión CEINPET, Churruca 481 e/Washington y V. Blanca, Cerro*
[2] *Centro de Química Biomolecular e-mail: yosmari@ceinpet.cupet.cu, anais.fernandez@cqb.cu, cueli@ceinpet.cupet.cu, silio@ceinpet.cupet.cu*

RESUMEN

En la Industria del Petróleo, el fenómeno de corrosión se manifiesta en las etapas de perforación, extracción, tratamiento de gases acompañantes, almacenamiento, trasiego, tanques, ductos y refinación. Dentro de los métodos de protección se encuentran los inhibidores, que tienen una amplia utilización en medio ácido. Generalmente son sustancias orgánicas que funcionan por un mecanismo de adsorción. El objetivo del presente trabajo consiste en determinar el comportamiento electroquímico de la hexametilentetramina a diferentes concentraciones en la corrosión del acero 20 en medio ácido a escala de laboratorio. Para ello se realizan pruebas de solubilidad en diferentes disolventes de la sal orgánica hexametilentetramina, producto a evaluar mediante la técnica de resonancia magnética nuclear. Mediante ensayos electroquímicos se determina la efectividad o no de la sal orgánica a diferentes concentraciones en la protección del acero 20 mediante un equipo multipropósito fieldmachine de la ACM Instruments. En el estudio se aplica la técnica de espectroscopía de impedancia electroquímica y curvas de polarización. Los resultados demuestran que el producto evaluado exhibe eficiencias de 93 % a la concentración de 0, 8 g/l, mientras que se establece que a partir de concentraciones más bajas de 0,1 g/l, la eficiencia de protección del metal disminuye, por lo que no se recomienda su utilización. La sal orgánica también puede emplearse como integrante de formulaciones nacionales para mejorar sus propiedades inhibidoras y por este concepto disminuir el empleo de productos importados utilizados en los procesos de la industria petrolera.
PALABRAS CLAVE. Corrosión, hexametilentetramina, espectroscopia de impedancia electroquímica, curvas de polarización.

ABSTRACT

In the Oil Industry the corrosion is manifested in the perforation, extraction, accompanying gases treatment, storage, transportation, tanks, ducts and refinery stages. Inside the protection methods they are the inhibitors that have a wide use in acid medium. They are generally organic substances that work for an adsorption mechanism. Presently work is carried out solubility tests in different solvents of the hexametilentetramine salt organic, product to evaluate by resonance magnetic nuclear technique. On the other hand, one of the parameters that evaluate product inhibitors properties is the efficiency in the metal protection in the corrosive medium. By means of electrochemical tests the effectiveness or not is determined of the organic salt to different concentrations in the 20 steel protections by means of a fieldmachine of ACM instruments. In the study, electrochemical impedance spectroscopy and cyclic sweep techniques are applied. The results demonstrate that efficiencies of evaluated product were 93% in 0, 8 g / l of concentration, while that settles down that starting from concentrations but you get off 0, 1 g / l, the metal efficiency protection decreases for what its use is not recommended under these conditions. The organic salt can also be used in national formulations to improve its inhibitors properties and for this concept to decrease the cared products employment used in oil industry processes.
KEY WORDS: Corrosion, hexametilentetramine, steel, electrochemical impedance spectroscopy, cyclic sweep.

INTRODUCCION

Los materiales metálicos de construcción se caracterizan por sus magníficas propiedades mecánicas y costo adecuado, lo cual hace preferible su uso en aquellos sistemas donde los requerimientos mecánicos sean elevados. El fenómeno de corrosión se pone de manifiesto de forma más intensa en los metales, destruyéndose por tanto rápidamente. Un ejemplo de ello lo constituye el empleo de soluciones ácidas en procesos de decapado, limpiezas químicas y en sistemas que operan con fluidos en condiciones de alta agresividad como en estimulaciones a pozos de petróleo*. (Schweitzer, P, 2010; Biomorgi J, 2012; Sandianes B, 2009)*

En instalaciones industriales la corrosión se manifiesta de diversas formas, tal es el caso de un tanque de almacenamiento de ácido sulfónico con daños por picaduras en las planchas de acero inoxidable y en las uniones soldadas. En instalaciones petroleras en todas las etapas de tratamiento de crudo también ocurre dicho fenómeno. Los oleoductos manifiestan problemas de corrosión bajo depósito en su parte inferior por la presencia de agua acompañante en las zonas bajas de su recorrido por tener dentro de su composición CO_2, H_2S, Cl y otros contaminantes. En todos los casos explicados el empleo de inhibidores en la protección de metales es uno de los métodos más universales porque reducen sustancialmente las pérdidas por corrosión cuando se adicionan en pequeñas concentraciones en el medio. *(Andrade CV, 2012; Cueli A, 2013; Adames Y, 2014)*

En corrosión atmosférica en los procesos de decapado final de las probetas, una vez expuestas en diferentes medios, se utiliza la hexametilentetramina, con el objetivo de que el ácido no afecte al metal base y que solo las capas de óxidos sean removidas. (N*orma ISO 8407)*

La hexametilentetramina es un compuesto orgánico heterocíclico cuya fórmula es $(CH_2)_6N_4$. También es conocida como hexamina, urotropina, formamina, HMTA, hexaformo y metenamina. (*Eller K, 20015, Schoen AH, 2004).* Este compuesto cristalino blanco es sumamente soluble en agua y solventes orgánicos polares. Posee una estructura tipo jaula simétrica tetraédrica cuyos cuatro "vértices" son átomos de nitrógeno y las "aristas" son grupos metileno. Si bien la forma molecular define una jaula, no existe espacio libre en su interior para fijar otros átomos o moléculas. Es utilizado en la síntesis de otros compuestos químicos, tales como plásticos, farmacéuticos y aditivos de goma. La molécula se comporta como una base amina, sufriendo protonación y N-alquilación.

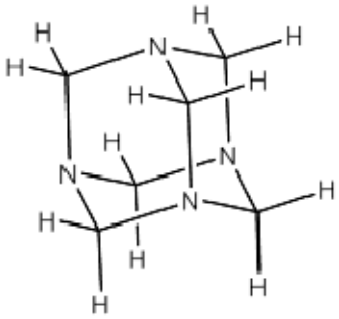


Figura 1: Estructura de la hexametilentetramina

La Espectroscopía de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) es una de las principales técnicas empleadas para obtener información física, química, electrónica y estructural sobre moléculas. La RMN es hoy día la técnica más poderosa para determinar estructuras químicas en disolución. Para garantizar el éxito en los estudios por RMN las muestras deben estar puras y presentar una adecuada solubilidad en el disolvente elegido para los análisis. *(Braun H, 2004)*

Para el estudio de la corrosión sobre el acero en los medios que se investigan se emplean diferentes técnicas electroquímicas como: Espectroscopía de Impedancia Electroquímica (EIS) y las curvas de polarización (Cyclic Sweep), que brindan la información del mecanismo de acción de un producto dado y corroboran la buena eficiencia o no que exhibe el producto en cuestión. (*González J, 1987; Adames Y, 2014)*.

Se plantea como objetivo del presente trabajo, determinar el comportamiento electroquímico de la hexametilentetramina a diferentes concentraciones en la corrosión del acero 20 en medio ácido a escala de laboratorio.

MATERIALES Y METODOS

Materiales

- Sensor electroquímico construido con acero 20.
- Equipo fieldmachine ACM Instruments
- Medio corrosivo: solución de HCl 1M

Métodos

Para las pruebas de solubilidad se utilizaron 0, 6 ml de diferentes disolventes: agua, dimetilsulfóxido, cloroformo, metanol y acetona en 30 mg de hexametilentetramina.

Para el estudio por resonancia magnética, se empleó un espectrómetro Bruker/Avance DPX 250 con una sonda de 5 mm QNP (H, C, P y F). La adquisición y procesamiento de datos fue llevada a cabo con el paquete de software TopSpin. Para el procesamiento del FID se utilizaron además los programas MestReEc y Sparky. Para la hexametilentetramina se pesaron 60 mg, se disolvieron en 0, 6 mL de D2O con sal de sodio del ácido trimetilsililpropanosulfónico (TSP) como referencia y se trasvasaron para un tubo de RMN

El FID del experimento de correlación heteronuclear (BIRD-HMQC) se obtuvo a una frecuencia de 50, 13 MHz en f2 y 692, 9 MHz en f1, con 32 repeticiones, 256 experimentos, dos barridos de preparación antes de cada experimento. El espectro se procesó con una transformada de Fourier modulada por una función sinusoidal en ambas dimensiones, el artículo se trabajó en modo magnitud. (Siegmar Braun).

La composición química del metal utilizado fue determinada mediante la técnica de Espectrometría de Emisión por arco eléctrico, utilizando un espectrómetro multicanal digital, modelo Spectrolab No. 6536.

Para los ensayos electroquímicos se utilizó un sensor de tres electrodos de forma circular, construido de acero 20. La superficie del mismo se preparó según la norma ASTMG 1- 90. Posteriormente se acopló a una celda de vidrio a temperatura ambiente. El flujo de trabajo fue laminar. Se empleó como electrodo de referencia el de calomel saturado a través de un puente salino. Las técnicas electroquímicas utilizadas fueron:

- Espectroscopía de Impedancia Electroquímica (EIS), norma G ASTM106-89. Se aplica una señal de potencia a un electrodo y se mide su respuesta en corriente a diferentes frecuencias. La eficiencia se determina mediante la información que brinda los semicírculos obtenidos.
- Curvas de polarización en el intervalo de potenciales norma ASTM G 5-94. Se realiza un barrido de potenciales de Ecorr de ±250 mV, en las condiciones ensayadas. Se emplea la norma ASTM G-102 para el procesamiento de la información que brinda las mediciones electroquímicas.

El equipo utilizado para los ensayos electroquímicos fue un fieldmachine de la ACM Instruments de fabricación inglesa, con los softwares proporcionados por el suministrador.

Para el análisis de los productos de corrosión se utilizó la técnica de Difracción de rayos X, (DRX), en un equipo Philips, modelo PW 1710, con radiación kα de hierro, filtro de níquel y en un intervalo de trabajo de 4 a 60º en 2θ.

RESULTADOS Y DISCUSION

Pruebas de solubilidad

Para realizar los estudios de RMN fue necesario realizar las pruebas de solubilidad de la hexametilentetramina en diferentes disolventes. Se aprecia que en DMSO y acetona no se logró disolución, pero en los demás sí.

Tabla I. Pruebas de solubilidad de la hexametilentetramina en diferentes disolventes

Disolventes	**Hexametilentetramina**
Agua	Si
Dimetilsulfóxido	No
Cloroformo	Si
Metanol	Si
Acetona	No

Resonancia Magnética Nuclear de la hexametilentetramina.

La hexametilentetramina es una amina terciaria cíclica completamente simétrica, lo cual explica los espectros de RMN-^{1} y RMN -^{13} de baja complejidad obtenidos. (Figs. 2 y 3)

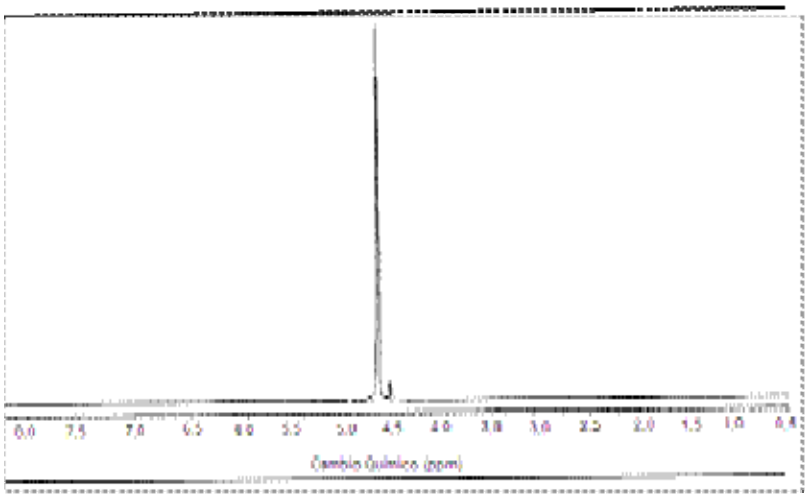


Figura 2. Espectro de RMN ^{1}H de la hexametilentetramina

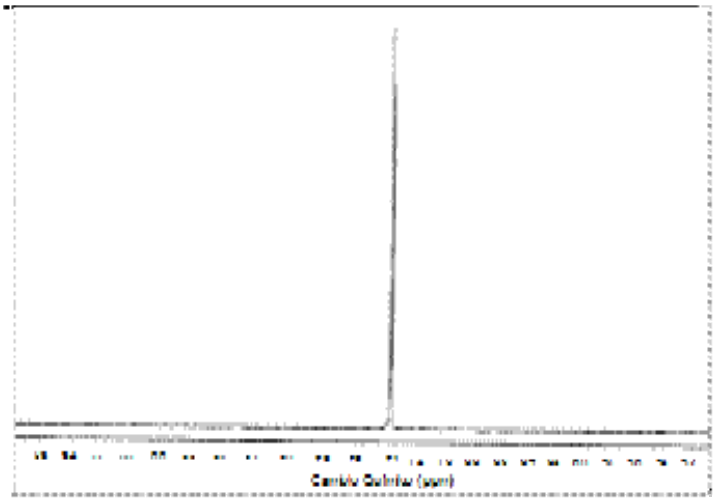


Figura 3. Espectro de RMN ^{13}C de la hexametilentetramina

Las señales observadas para la hexametilentetramina únicamente corresponden a los protones y carbonos del grupo metileno. Los mismos aparecen a una única frecuencia ya que son equivalentes dada la simetría molecular. En el espectro bidimensional heteronuclear Bird HMQC se observa únicamente el acoplamiento entre los protones y el carbono del metileno, es decir indica qué hidrógenos están unidos a qué carbonos.*(Espectroscopía RMN, 2015)*

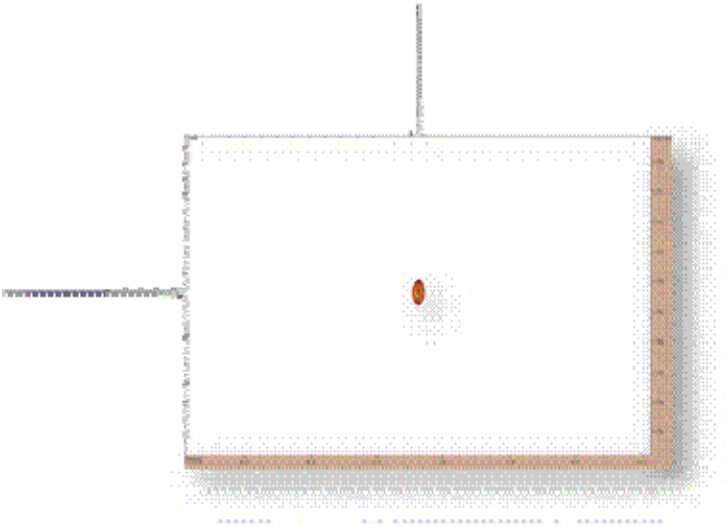


Figura 4. Espectro Bird-HMQC de la hexametilentetramina

Análisis de la composición química.

La composición química define al acero evaluado como grado 20 que responde a la siguiente composición química. (Tabla 2)

Tabla II. Composición química del acero evaluado

C %	Si %	Mn %	P %	S %	Cr %	Ni %	Mo %	Ti %	B %	Resto Fe %
0,24	0,24	1,34	0,015	0,005	0,06	0,12	0,16	0,02	0,003	97,797

Es un acero bajo aleado por el contenido de carbono. Los diferentes elementos aleantes sirven para mejorar sus propiedades físicas, mecánicas o químicas especiales. En este caso por el bajo contenido de cromo se plantea que tendrá poca resistencia a la corrosión y menor dureza. *(Smith W.F, 2001)*

Ensayos electroquímicos

Espectroscopía de Impedancia electroquímica (EIS)

La técnica de EIS, permite obtener a señales de baja frecuencia las etapas parciales implicadas en los fenómenos de corrosión como son de adsorción, difusión, transferencia y otros. *(Genescá J, 2001)*

En sistemas ácidos, el mecanismo de corrosión es la transferencia de cargas y se representa a través del diagrama de Nyquist. La respuesta del sistema de estudio correspondiente a los ensayos realizados con el sensor construido de acero 20 en HCL 1M y la hexametilentetramina tiene forma de semicírculo. De la técnica se obtiene información de la efectividad o no del producto que se evalúa en la protección de un metal en un medio corrosivo dado por cada semicírculo representado en el eje de las abscisas (Z´), que es la resistencia a la transferencia de carga (Rct) que es aproximadamente igual a la de polarización (Rp). *(Cottis R, 1999)*

Se aprecia que en la condición (s/inhib) que significa el acero en HCl 1M, se obtiene la Rp (resistencia de polarización lineal) más pequeña en los ensayos realizados (semicírculo azul), o lo que es lo mismo decir, la velocidad de corrosión más alta, teniendo en cuenta que ambos parámetros son inversamente proporcionales. Al comenzar el barrido de concentraciones, teniendo en cuenta que en la norma de corrosión atmosférica se plantea que al terminar la exposición las probetas metálicas, la solución de limpieza que se emplea es HCl y 3, 5 g/l de hexametilentetramina para el acero [8] se observa que a medida que la concentración del inhibidor aumenta (0,02, 0,1, 0,2, 0,4 y 0, 8 g/l), se obtiene en la mayor concentración del producto evaluado la disminución más sensible de la velocidad de corrosión, obteniéndose para esta condición 93, 28% de eficiencia. Al adicionar al medio 0,1 g/l la eficiencia que se alcanza es de un 83 %. No es recomendable utilizar concentraciones del producto por debajo de dicha concentración. Este es el mínimo valor que se acepta para proteger al acero. Se demuestra que a la concentración de 0,02 g/l la eficiencia es baja (61,2%), por lo que se corrobora lo expresado anteriormente. (Fig. 5)

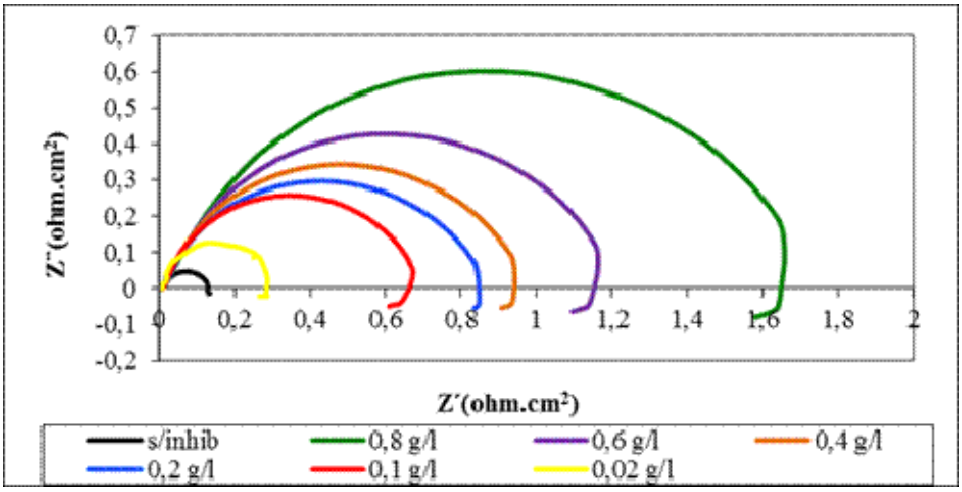


Figura 5. Espectro de Impedancia de la hexametilentetramina en la corrosión del acero en HCl 1M.

También se presenta el comportamiento de la eficiencia en función de las concentraciones de la sal evaluada corroborándose lo obtenido en la técnica anterior. (Fig. 6)

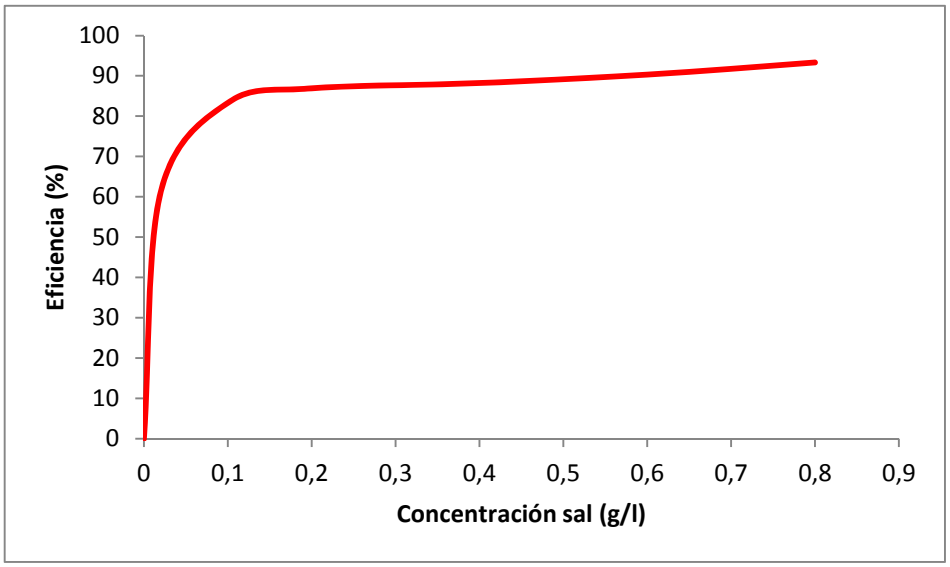


Figura 6. Comportamiento de la eficiencia en función de las concentraciones de hexametilentetramina evaluadas.

Curvas de polarización (Cyclic Sweep)

Las curvas de polarización señalan que la densidad de corriente o velocidad de corrosión se obtiene trazando las rectas de Taffel de la rama anódica y catódica y donde se interceptan se obtiene el valor de densidad de corriente correspondiente para el producto evaluado que se compara su efecto con la del ensayo considerado como blanco o HCl 1M. *(Genescá J, 2001)*

En la condición obtenida de menor valor de corrosión y por tanto mayor eficiencia de la hexametilentetramina en la protección del acero mediante la técnica de Espectroscopia de impedancia electroquímica, las curvas de polarización se corresponden con dichos resultados. Para el sistema no inhibido (curva azul) se obtienen densidades de corriente cercanas, $Di_{s/i}$ 10^{2} mA/cm^2, mientras que el sistema inhibido (curva roja) se obtienen valores cercanos de $Di_{c/i}$ a 5

mA/cm^2, dando como resultado 95 % de efectividad y por tanto el produto evaluado posee buenas propiedades inhibidoras en la corrosión que experimenta el acero 20 en médio ácido. Las ramas anódicas y catódicas de ambas condiciones de forma general muestran el mismo comportamiento, lo que es característico de un mecanismo de transferencia de cargas, propio de metales en medios ácidos. (Fig.7) *(Cottis R, 1999)*

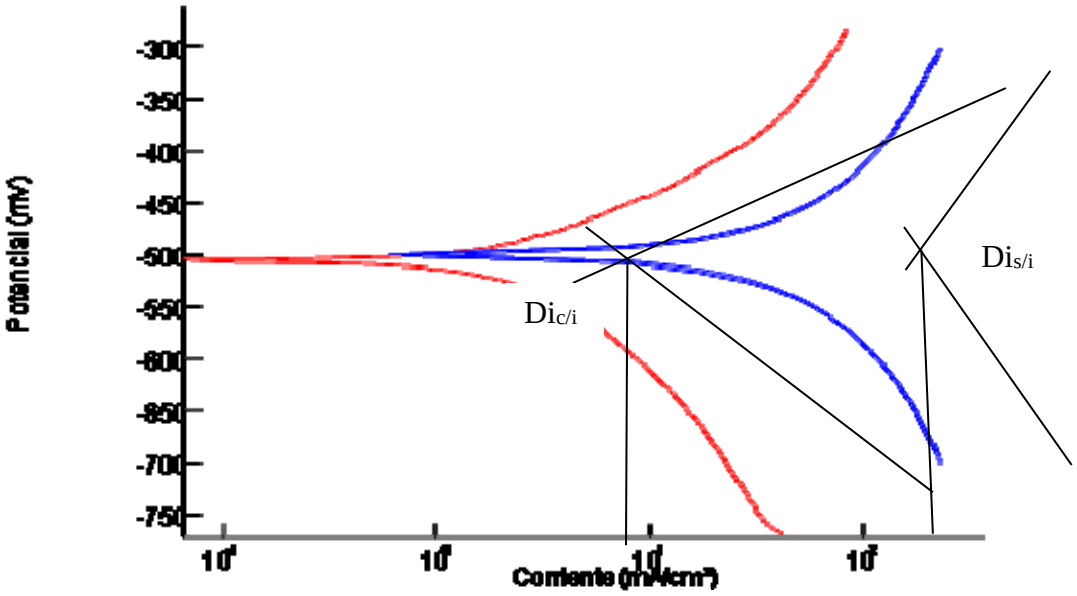


Figura 7. Curvas de polarización del acero 20 en medio ácido: azul (sistema no inhibido), roja (sistema con hexametilentetramina)

Análisis de los productos de corrosión formados

Mediante la técnica de difracción de rayos X, se detectó la presencia de lepidocrocita (γ-FeOOH) como producto de corrosión. Se presentan las distancias interplanares (d) y sus intensidades de difracción (Int).

Tabla 3. Resultados de difracción de Rayos X

d (A°)	Int (%)
6,26000	100
3,29000	85
2,47000	75
2,36000	12
2,09000	10
1,93700	50
1,73200	28

CONCLUSIONES

1. La hexametilentetramina evaluada mediante ensayos electroquímicos a escala de laboratorio, inhibe procesos de corrosión del acero 20 en medio ácido.
2. El producto evaluado por técnicas electroquimicas obtiene su mayor eficiencia a una concentración de 0,8 g/L y por debajo de 0, 1g/L no es recomendable su aplicación .
3. En el proceso de corrosión que manifestó el acero en medio ácido se evidenció la presencia de la lepidocrocita (γ-FeOOH) por Difracción de Rayos X.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Adames, Y., A. Cueli., I. Rizo., 2014. Evaluación electroquímica de inhibidores de corrosión para aceros austeníticos. *Revista Cubana de Ingeniería*, Vol. V, (1): pp. 51 - 58, ISSN 2223 -178. Disponible en Web: http://rci.cujae.edu.cu [consultado Noviembre 2014].

Adames, Y., M. E. Casas., A. Cueli., I. Rizo., 2014. Comportamiento del agua de formación del petróleo y aguas residuales en instalaciones petroleras desde el punto de vista de la corrosión. *Revista CENIC Ciencias Químicas*, Vol. (45): pp. 81-89. Disponible en Web: http://rci.cujae.edu.cu [consultado Enero 2015].

Andrade, C. V.; S. H. García., M. S Flores., 2012. Determinación de las causas de los daños por corrosión presentados en un tanque de almacenamiento de acero inoxidable. *Revista Latinoamericana de Metalurgia y Materiales.* (Vol S4): pp 29-34. ISSN 0255-6952. Disponible en http://www.erevistas.csic.es

Biomorgi, J., S. Hernández., J. Marín., E. Rodríguez., M. Lara., A. Viloria., 2012. Evaluación de los mecanismos de corrosión presentes en las líneas de producción de crudo y gas ubicadas en el noreste de Venezuela. *Revista latinam. Metal. Mat*, Vol 31 (1): ISSN 2244-7113.

Braun, S., 2004. H.-O. K. A. S. B., 200 and More Basic NMR Experiments. Wiley VCH Weinheim.

Cottis, R., S. Turgoose., 1999. *Electrochemical Impedance and Noise*. Barry C. Syrett Series Editor, pp 35-42.

Cueli, A., Y. Adames., Y. Rivera, Davis, J., 2013. Efecto corrosivo del agua acompañante del petróleo contaminada con CO_2 sobre el acero de los ductos. *Revista Cubana de Ingeniería*, (Vol. IV, No.3): pp.47–52, ISSN 2223–1781.Disponible en Web: http://rci.cujae.edu.cu [consultado octubre 2014].

Cueli, A., Y. Adames, Y. Rivera., J Davis., 2013. Efecto corrosivo del agua acompañante del petróleo, contaminada con H_2S, sobre el acero (API 5L X_52). *Revista Cubana de Química*. (Vol. 25, No 2).

Eller, K.; E. Henkes,. R. Rossbacher., H. Höke,. 2005. *Amines, Aliphatic in Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry,* Wiley-VCH Verlag, Weinheim. Doi 10.1002/14356007.a 02_001

Espectroscopía de Resonancia Magnética Nuclear. Disponible en Web: http://es.wikipedia.org/wiki/Espectroscopia_de_resonancia_magnetica_nuclear. [Consultado 23 de Enero de 2015]

Genesca, J., 2001 *Técnicas electroquímicas para el control y estudio de la corrosión*. XVI Congreso Sociedad Mexicana Electroquímica, Querétaro: pp 9-25.

González, J. A., *Control de la corrosión estudio y medida por técnicas electroquímicas,* España, 1987. pp. 207, ISBN 840069900

Sandianes, B., J. Uruchurtu., M. Ronda., 2009. Composición inhibidora de la corrosión del acero en medio ácido*. Revista Tecnología Química*, Vol. XXIX, No.2, 2009.

Schoen A H., 2004. Re: Equivalence of methylamine Tablets Standard for Flammability of Carpets and Rugs. U.S. Consumer product Safety Commission, Washington, DC.

Schweitzer, P. A,. 2010. *Fundamentals of Corrosion. Mechanism, causes, and preventative methods.* United States of America, Taylor and Francis Group:pp. 32-35; ISBN 978_959_7107_33_9.

Smith W. F., Hashemi J., 2001. *Foundations of Material Science and Engineering,* 4th edition, Mc Graw-Hill: p. 394, ISBN 0-07-295358-6.

NORMAS CONSULTADAS

Norma ASTM.¨ *Preparing, cleaning and evaluating corrosion test specimens* ¨G1 – 90: 9pp. 100 Bar Harbor Drive, PO Box C700, West Conshohocken, United States of America; 2003
Norma ASTM. ¨ *Standard reference test method for making potentiostatic and potentiodynamic anodic polarization meausurements.¨* G-5-94 (reapproved 2004).
Norma ASTM. ¨*Standard Practice for verification of algorithm and equipment for electrochemical impedance measurements¨.* G-106-89 (reapproved 2004).
Norma ASTM. *"Standard practice for calculation of corrosion rates and relates information from electrochemical measurements"*. G-102: 10pp. 100 Bar Harbor Drive, PO Box C700, West Conshohocken, United States of America. 2004.
Norma ISO/DIS 8407-3: Metals and alloys. Procedures for removal of corrosion products from corrosion test specimens. 1986

UNCERTAINTY ANALYSIS AND NUMERICAL STREAMLINE SIMAULATION FOR SELECTING REPRESENTATIVE GEOLOGICAL MODELS IN MATURE OIL FIELDS

Yoe Alain Reyes Perez *(1), Daniel Dias (2), Heitor Hartmann (3)*

(1) *Schlumberger, Rua Euzébio Rocha No. 14, Natal, Rio Grande do Norte, Brasil, yperez3@slb.com; (2) Schlumberger, Abingdon Technology Centre, Lambourn Court, Wyndyke Furlong, Abingdon, United Kingdom; (3) Schlumberger, Avenida Presidente Wilson No. 231, Rio de Janeiro, Brazil.*

Uncertainty analysis quantifies the impact of geological modeling uncertainties in field volume and production. When modeling a reservoir, several stages are involved in the construction and integration of geological data. These stages directly influence the accuracy, resolution, and distribution of the models and their properties.
Recently, streamline numerical simulation has been used as a tool for geological modeling screening. It intuitively represents the natural paths of flow, enabling dynamic characterization of a reservoir and the integration of geological parameters in fluid flow and field development planning workflows. Although several different methods of quantifying uncertainty exist, few studies are known to integrate the analysis of geological uncertainty with dynamic simulation in a single process.
In the present study, a workflow was developed to screen representative geological models in mature fields, from the integrated analysis of geological uncertainty with numerical streamline simulation. The dynamic simulation was performed in one streamline numerical simulation software, with the modeling software acting as the pre- and post-processor. This methodology is tested using different 3D mature field models.
The speed of streamline simulation enabled several geological scale simulations to be run in only a few minutes. A large majority of the geological parameters can then be treated as uncertainty variables, with distinct ranges and distributions. The production curves for the several realizations of the model could then be observed and ranked. At the end of the process the best models were selected, and a histogram was built of their volume of oil in place distribution, with its respective percentiles P10, P50 and P90 (usually the P50 is selected as more representative data when it is no data available). The analysis of the deviation with respect to the observed production data allowed for screening of the scenarios, discarding those that were clearly inadequate to the history of the reservoir.
The application of this workflow considerably reduced the analysis time for geologists and reservoir engineers. Therefore, the quality and representational aspect of the studies benefit from the effort as a whole. Geological variables that impact exclusively on the reservoir fluid flow can now be quantified and utilized as parameters for representative model screening. This method may also be used for validating deterministic reservoir scenarios. The entire workflow was performed with Schlumberger software's.