



RAPPORT ANNUEL 2015





ENTREPRISE TUNISIENNE D'ACTIVITES PETROLIERES

SECTION 1. SITUATION ENERGETIQUE

- Situation Energétique à l'Echelle Internationale & Nationale

SECTION 2. ACTIVITES CONTRATS & CONVENTIONS

- Accords Pétroliers

SECTION 3. ACTIVITES TECHNIQUES

- Exploration
- Développement
- Production
- Operating

SECTION 4. ACTIVITES COMMERCIALES

- Commercialisation

SECTION 5. ACTIVITES AUDIT DES CONCESSIONS

SECTION 6. ACTIVITES SOCIETALE & ENVIRONNEMENTALE

- Responsabilité Sociétale de l'Entreprise (RSE)
- Santé, Sécurité et Environnement (HSE)

SECTION 7. ACTIVITES SUPPORTS

I. SUPPORTS TECHNIQUES

- Services
- Etudes Exploration

II. SUPPORTS DE GESTION

- Ressources Humaines & Aff. Générales
- Informatique

SECTION 8. ANNEXES

SITUATION ENERGETIQUE A L'ECHELLE INTERNATIONALE

En 2015, la croissance économique mondiale est estimée à 3,1% contre 3,4% en 2014. Pour les pays émergents et en développement, la croissance s'est ralentie pour la cinquième année consécutive affichant une croissance de 4,0% en 2015 contre 4,6% en 2014, tandis qu'une reprise modeste s'est poursuivie au niveau des pays industrialisés (1,9% en 2015 contre 1,8% en 2014).

La chute des cours du pétrole, imputable à l'augmentation de l'offre mondiale, au ralentissement de la croissance économique et de la demande mondiale de pétrole (en particulier en Europe et en Asie Pacifique), a bénéficié à un grand nombre de pays importateurs, mais elle a lésé les équilibres macroéconomiques des pays exportateurs de pétrole.

A- MARCHÉ PÉTROLIER

1- Demande mondiale de pétrole

La demande mondiale de pétrole, selon le rapport de l'OPEP du mois de janvier 2016, a atteint 92,9 millions de barils par jour en 2015 contre 91,4 millions de barils par jour en 2014, soit une hausse de 1,6%. Cette progression s'explique essentiellement par une augmentation significative de la consommation (2,4% en 2015 par rapport à 2014) des pays non membres de l'OCDE (principalement l'Inde et la Chine) ainsi qu'une légère hausse de la demande (0,9% en 2015 par rapport à 2014) des pays de l'OCDE (particulièrement les États-Unis).

2- Offre mondiale de pétrole

Selon les chiffres de l'OPEP, l'offre mondiale de pétrole a atteint 94,9 millions de barils par jour en 2015 contre 92,4 millions b/j en 2014, affichant ainsi une hausse considérable de 2,7%.

En effet, la production de pétrole de l'OPEP (y compris celle de l'Indonésie de retour à l'OPEP en 2015) a été de l'ordre de 37,9 millions de barils par jour en 2015, enregistrant ainsi une forte hausse de 3,0% par rapport à 2014. Cette hausse s'explique principalement par la croissance de la production de certains pays membres à l'instar de l'Iraq, l'Arabie Saoudite, les Émirats-Arabs-Unis et l'Angola.

La production de pétrole des pays non-OPEP s'est élevée à 56,9 millions b/j en 2015, affichant une hausse considérable de 2,3% par rapport à 2014. Cette hausse provient essentiellement de l'augmentation de l'offre de certains pays tels que le Canada, le Brésil, la Russie, la Norvège, l'Angleterre, la Chine, Oman et surtout les États-Unis.

Il est à signaler que l'offre mondiale de pétrole est répartie à raison de 60% pour les pays non membres de l'OPEP contre 40% pour les pays de l'OPEP.

Balance de l'offre et de la demande de pétrole

Million b/j

	2014	2015	Var 2014-2015
Offre	92,4	94,9	2,7%
OPEP *	36,8	37,9	3,0%
Non-OPEP	55,6	56,9	2,3%
Demande	91,4	92,9	1,6%
OCDE	45,8	46,2	0,9%
Non-OCDE	45,6	46,7	2,4%

Source : OPEP Rapport janvier 2016

(*) Y compris GNL et huiles non conventionnelles.

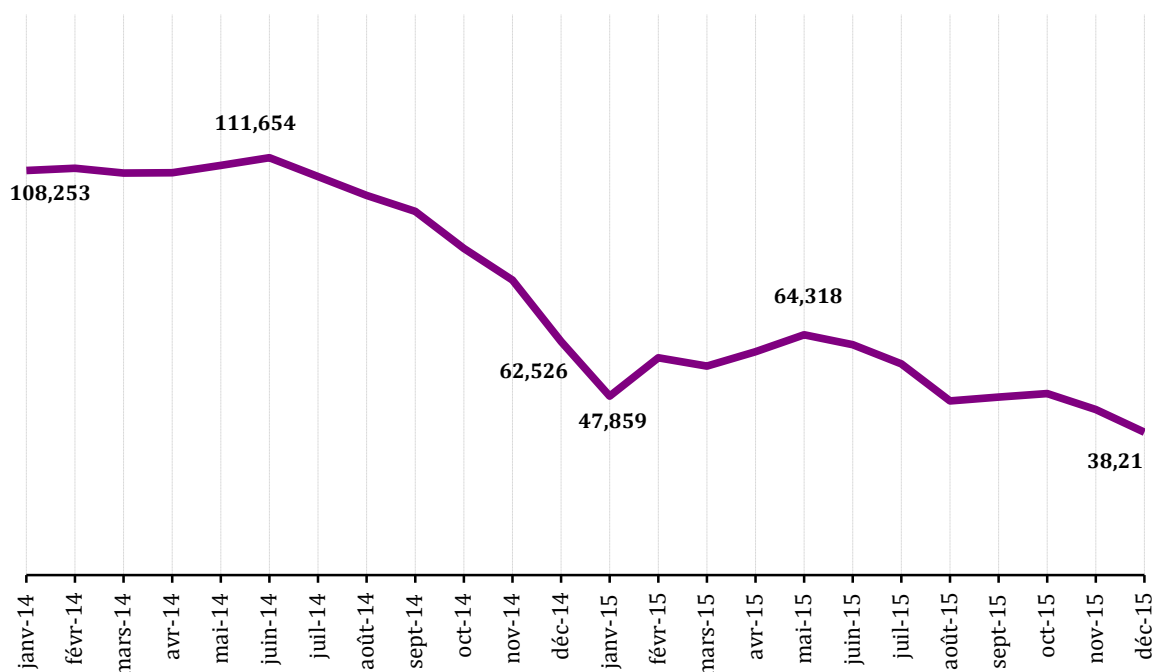
3- Prix de pétrole

Le prix de pétrole a connu une chute significative d'environ 50% en 2015 par rapport à 2014. Cette baisse s'explique par l'offre excédentaire sur le marché mondiale du pétrole (schiste américain et offre de l'OPEP), l'appréciation du dollar américain ainsi que le ralentissement de la demande de pétrole émanant des pays émergents (l'Inde, la Chine, etc.).

De ces faits qu'en 2015, le cours du Brent a enregistré une moyenne annuelle de 52,5 \$/bbl (soit son plus bas niveau depuis dix ans) contre une moyenne de 99 \$/bbl en 2014. (Fig.1).

Fig.1 Prix mensuels moyens du Brent

US \$ /bbl



B- MARCHÉ GAZIER

En 2015, le ralentissement de la consommation mondiale du gaz, le surplus de la production et les conditions climatiques douces de l'hiver ont provoqué un déséquilibre entre l'offre et la demande mondiale gazière et une chute marquée des prix sur les marchés internationaux.

1- Production mondiale de gaz

Selon les chiffres de BP (British Petroleum), la production mondiale de gaz a enregistré une hausse notable de 2,2% en 2015 par rapport à 2014.

En effet :

- *A l'instar des années précédentes, la production gazière mondiale reste influencée par la production nord-américaine des gaz non conventionnels (gaz de schiste), qui a enregistré une hausse de 3,9%.*
- *En Amérique Latine, la production a presque stagné (+0,7%) malgré le développement des projets offshore au Brésil et la mise en production des nouveaux gisements au Venezuela, et ce en raison du déclin des gisements matures en Argentine et à Trinité-et-Tobago.*

- *Au Moyen-Orient, la production du gaz a connu une hausse de 3,1% en 2015, sous l'effet de l'augmentation significative de la production de l'Iran, du Qatar (GNL), de l'Arabie Saoudite et, dans une moindre mesure, celle des Émirats Arabes Unis, malgré la chute de la production gazière yéménite et syrienne.*
- *En Asie-Océanie, la production gazière a enregistré une croissance de 4,1% en 2015 en relation avec la montée de l'offre de GNL de l'Australie et de la Papouasie-Nouvelle-Guinée. De même, la production chinoise a augmenté de 4,8% en 2015.*
- *En Afrique, la production gazière a enregistré une légère hausse de 1,8% en 2015. Le déclin de la production des gisements en Égypte d'environ 7%, a été compensé par une hausse notable de la production nigérienne (11%).*

En revanche :

- *La production européenne a affiché un déclin de 8% en 2015 dû essentiellement à la forte baisse de la production des Pays-Bas (-23%) malgré la croissance de la production norvégienne (7,7%) et anglaise (7,8%).*
- *La production gazière de la CEI (Communauté des États Indépendants) a enregistré une légère régression de 0,6% en 2015 sous l'effet de la diminution de la production russe (-1,5%).*

2- Consommation mondiale de gaz

Selon les chiffres de BP, la consommation mondiale de gaz a été marquée par une reprise modérée en 2015 enregistrant ainsi une faible hausse de 1,7% par rapport à 2014.

En effet :

- *La demande gazière asiatique a enregistré une légère hausse de 0,5%. Ceci est due à la régression de la demande interne des principaux pays importateurs (le Japon, la Corée du Sud et l'Inde), à l'augmentation des capacités électriques d'origines renouvelables et à la compétitivité du charbon.*
- *En Amérique (Nord et Sud), la demande gazière a augmenté de 1,9%, suite à la croissance de la production électrique à partir du gaz (d'origine schiste principalement) ayant un prix compétitif inférieur à 3\$/Million Btu en 2015.*
- *Au Moyen-Orient, la consommation du gaz a affiché une hausse de 6,2% en 2015 sous l'effet de l'augmentation significative de la demande de l'Iran, de l'Arabie Saoudite, du Qatar et des EAU (production électrique, principalement).*

- La consommation gazière européenne a enregistré une hausse de 4,6% en 2015 suite au recul de la production hydroélectrique et la reprise, modérée, de l'activité industrielle.

En revanche :

- La consommation gazière dans la CEI a enregistré une chute de 3,6% en 2015 consécutive de la baisse de 5% de la demande interne russe.

Balance de la production et de la consommation de gaz

	2014	2015	Var 2014-2015
Production (1)	3,463	3,538	2,2%
Consommation (2)	3,410	3,468	1,7%

Billion m³

Source : BP Statistical Review of World Energy June 2016

(1) Exclut le gaz brûlé ou recyclé et inclut le gaz produit à la liquéfaction.

(2) Exclut le gaz converti en combustibles liquides et inclut les dérivés de charbon ainsi que le gaz consommé à la liquéfaction.

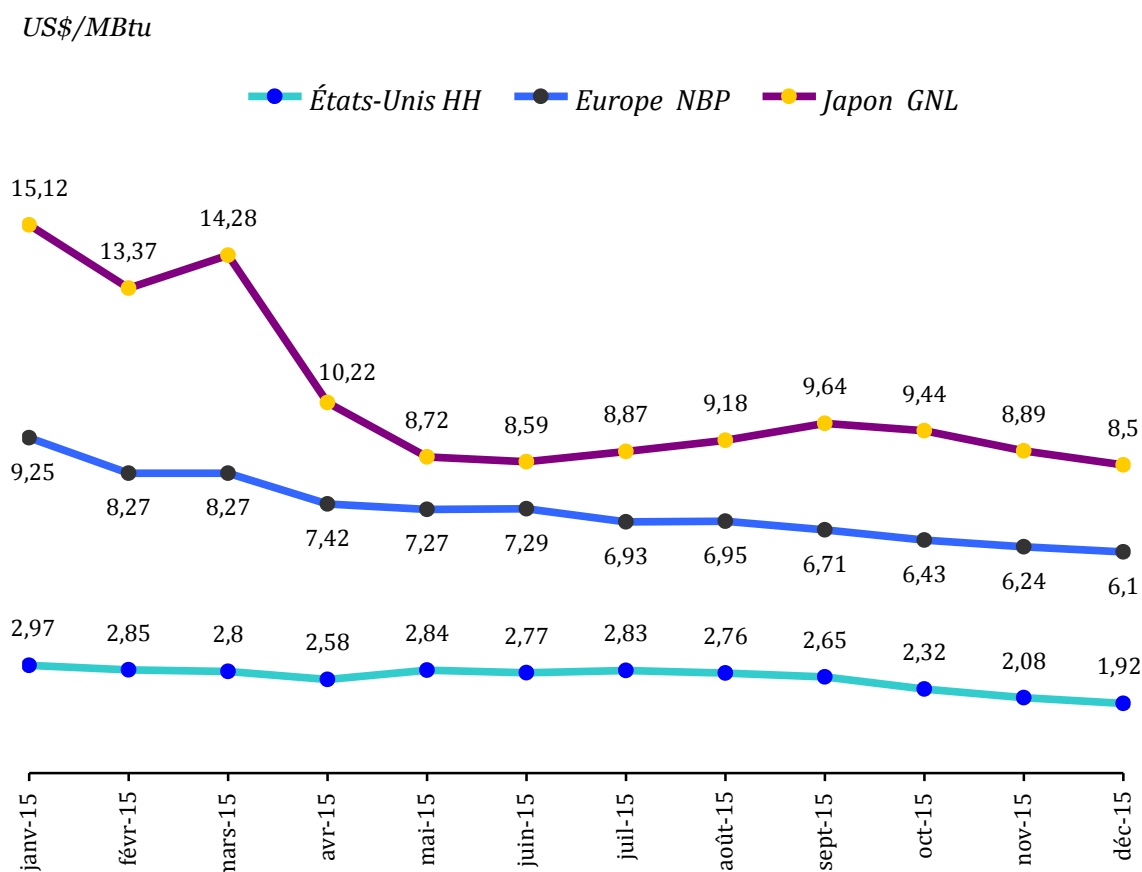
3- Prix de gaz

En 2015, les prix internationaux du gaz se sont considérablement diminués en relation avec la baisse spectaculaire des prix des autres énergies fossiles sur un marché mondiale caractérisé par un excédent des quantités offertes.

- En Europe, le prix spot NBP (bourse de Londres) a suivi une tendance baissière atteignant une moyenne d'environ 7,3\$/MBtu en 2015 contre 10\$/MBtu en 2014, soit les plus bas niveaux pendant les six dernières années.
- En Asie, le prix moyen du GNL (bourse du Japon), indexé en quasi-totalité sur le prix du pétrole, s'est situé à une moyenne de 10,4\$/MBtu en 2015 contre 16\$/MBtu en 2014 suite à la chute des prix du pétrole et le ralentissement de la demande asiatique.
- Au États-Unis, le surplus de l'offre, l'importance des stocks et l'anticipation d'un hiver doux ont contribué à la réduction du prix Henry Hub (bourse de New York) à son niveau le plus bas depuis 1999. Il s'est situé autour d'une moyenne de 2,6\$/MBtu en 2015 contre 4,4\$/MBtu en 2014.

Ceci est illustré au niveau de la figure N°2.

Fig.2 Prix mensuels moyens du Gaz



Source : World Bank Commodity Price Data

C- PERSPECTIVES ENERGETIQUES MONDIALES

La chute récente et inattendue des prix des combustibles fossiles a bouleversé les marchés mondiaux de l'énergie (investissements, offre, demande et échanges commerciaux) et a modifié les perspectives énergétiques à court terme. Toutefois il serait plus difficile de prévoir les transformations au niveau du système énergétique à long terme.

Actuellement, le défi énergétique majeur auquel le monde est confronté, est d'assurer la sécurité énergétique tout en réduisant les émissions de CO₂. Le développement des ressources non conventionnelles, du nucléaire et des énergies renouvelables dans plusieurs pays présente l'innovation technologique la plus significative.

Selon Exxon Mobil, la consommation mondiale d'énergie augmentera d'environ 35% d'ici 2040 en raison de l'expansion démographique et économique mondiale. Cette croissance viendra principalement des pays émergents et en voie de développement.

L'électricité et les transports (essentiellement le transport commercial) représenteront la locomotive de l'augmentation de la demande mondiale en énergie dans les prochaines décennies.

1- Pétrole

Selon Exxon Mobil, le pétrole devrait rester la première source d'énergie avec une hausse de la demande d'environ 30% en 2040 du fait de la croissance du transport commercial et des besoins industriels.

D'ici 2040, les sources autres que les hydrocarbures liquides conventionnels représenteront environ 45% de la production mondiale de combustibles liquides. Les types de sources et les régions de provenance vont progressivement se diversifier. Le pétrole provenant des réservoirs non conventionnels a permis d'élargir l'offre, avec une part dans la production mondiale d'environ 7%.

L'augmentation de la production de gaz (non conventionnel et conventionnel) en Amérique du Nord et au Moyen-Orient fera grimper l'approvisionnement en gaz naturel liquéfié au niveau mondial. D'ici 2040, le GNL devrait représenter près de 15% des combustibles liquides et les échanges commerciaux de GNL vont plus que tripler.

2- Gaz naturel

D'ici 2040, la demande en gaz naturel augmentera d'environ 65%, alors que 20% de la production mondiale sera issue de l'Amérique du Nord grâce à la part de plus en plus importante des gaz de schiste et d'autres ressources non-conventionnelles.

Le gaz naturel contribuera à près de 30% de la production mondiale d'électricité. De nombreux consommateurs (particulièrement les producteurs d'électricité et les industries manufacturières) choisiront le gaz en tant que combustible et matière première de premier choix. Le gaz émergera aussi comme carburant pour le transport.

D'ici 2040, les deux tiers de l'augmentation de la demande seront satisfaits grâce au gaz non conventionnel.

Les technologies pour extraire le gaz non conventionnel seront utilisées dans plusieurs régions dans le monde, mais à un degré moindre qu'au continent nord-américain.

3- Energies renouvelables

Le futur sera marqué par l'augmentation des énergies à faibles émissions des gaz à effet de serre. En 2040, le gaz naturel, le nucléaire et les énergies renouvelables devraient fournir plus de 70% de l'électricité mondiale.

- ❖ *L'énergie nucléaire devrait progresser de près de 90%, la région Asie-Pacifique (particulièrement la Chine et l'Inde) constituera le principal moteur de cette croissance. Le nucléaire devrait croître deux fois plus vite que la demande énergétique globale ; de nombreux pays développent leurs capacités nucléaires pour faire face à leur sécurité énergétique et aux défis liés aux changements climatiques.*
- ❖ *En 2040, la production d'énergie solaire sera multipliée par 20. La production d'énergie éolienne devrait quant à elle être cinq fois supérieure. Ces énergies verront une croissance dans la production d'électricité et devraient approcher de 4% de la demande énergétique mondiale.*
- ❖ *L'hydroélectricité devrait représenter, en 2040, environ 15% de la demande énergétique mondiale. Dans de nombreuses régions, l'énergie hydraulique sera une importante source d'électricité.*

SITUATION ENERGETIQUE A L'ECHELLE NATIONALE

Selon la Banque Centrale de Tunisie (périodique de conjoncture janvier 2016), la situation économique du pays demeure fragile avec une faible croissance économique estimée à 1% en 2015 contre 2,3% en 2014.

En 2015, les protestations sociales excessives, les circonstances règlementaires (Article 13 de la Constitution) ainsi que la chute des prix du baril ont eu un impact négatif sur l'activité du secteur des hydrocarbures, manifesté par :

- L'absence d'attribution de nouveaux permis ;
- L'absence de campagnes sismiques 2D et 3D ;
- La chute du nombre de puits de développement forés (3 en 2015 sur les concessions Miskar, Guebiba et SLK contre 11 en 2014) ;
- La hausse du déficit du bilan d'énergie primaire (4 Mtep en 2015 contre 3,7 Mtep en 2014).

Par ailleurs il y'a lieu de signaler :

- Une hausse du nombre de puits d'exploration forés (5 en 2015 contre 3 en 2014) ;
- Notification de trois découvertes ;
- Une augmentation de la redevance en gaz algérien d'environ 6%.

A- RESSOURCES EN ENERGIE PRIMAIRE

Les ressources disponibles en énergie primaire (y compris les redevances en gaz perçues sur le gazoduc Transméditerranéen) ont accusé une baisse de l'ordre de 6%, passant de 5503 ktep-PCI en 2014 à 5175 ktep-PCI en 2015.

1- Ressources en pétrole & GPL

La production nationale de pétrole en 2015 (y compris condensat et GPL) a atteint 2627 ktep contre 2902 ktep durant 2014, enregistrant ainsi une réduction de 9,5%.

Cette baisse de la production s'explique notamment par :

- a-** Le déclin de la production de la plupart des champs tels que : Hasdrubal (-18%), Adam (-20%), Chourouq (-17%), Oued Zar (-18%), Hajeb/Guebiba (-16%), Didon (-34%), Ch. Essaida (-10%), Miskar (-13%), Bir Ben Tartar (-28%), MLD (-20%), Anaguid Est (-62%), Sidi El Kilani (-10%), Douleb S.T (-11%), Ezzaouia (-21%), Franig (-44%).

b- L'arrêt planifié de l'usine de GPL Gabès pour maintenance entre le 15/10/2015 et le 18/11/2015. Cet arrêt a provoqué la réduction de la production au niveau de certains champs et l'arrêt de livraison de GPL pour d'autres.

c- Les arrêts de production de certains champs, soit pour la réalisation des travaux d'entretien soit pour réparation, à l'instar de :

► La réduction de la production du champ Hasdrubal suite à l'arrêt programmé entre le 05/10/2015 et le 10/10/2015 ainsi qu'au problème survenu au niveau de l'unité de stabilisation du condensât.

► La baisse de la production du champ Adam, du 26/06/2015 au 05/07/2015, à cause d'un problème électrique survenu à l'usine de traitement de GPL de Gabès et par conséquent la réduction de l'expédition du gaz à l'usine.

► Champ Hajeb/Guebiba :

- Diminution de la production du champ en conséquence aux problèmes techniques qui ont surgi au niveau des puits EHJ#1, EHJ#7, GUE#2 et GUE#10A au cours de l'année 2015.

- Fermeture du puits GUE#9, depuis le 20/11/2015, suite à la haute température du moteur de la pompe.

- Fermeture du puits GUE#5A du 24/11/2015 au 27/11/2015 pour remontée de pression.

► Champ Anaguid Est :

- Arrêts du puits Ameni#2 depuis décembre 2014 jusqu'à juillet 2015 suite à son 'water cut' élevé. De même du 18/10/2015 au 27/10/2015 pour intervention.

- Fermetures du puits Maha#1 :

- » Du 16/05/2015 au 02/08/2015 après installation de la pompe à jet.

- » Du 11/09/2015 au 15/09/2015 suite à une panne de la pompe.

- » Du 18/10/2015 au 23/10/2015 pour intervention.

- Fermeture du puits Ameni#1 en raison de la grève des camionneurs de transport.

- Fermeture provisoire des puits Chahda#1 et Nada#1 pour des raisons économiques (rentabilité).

Cette baisse des ressources en pétrole, condensat et GPL est résumée aux tableaux suivants :

Production nationale de pétrole & GPL (Champs)

En millions tonnes

	2014	2015	Variation 2014-2015
<i>Concessions ETAP</i>	<i>2,140</i>	<i>1,922</i>	<i>-10,2%</i>
<i>Autres</i>	<i>0,566</i>	<i>0,535</i>	<i>-5,5%</i>
<i>TOTAL</i>	<i>2,706</i>	<i>2,457</i>	<i>-9,2%</i>

La production nationale du pétrole brut est passée de 2,543 millions de tonnes en 2014 à 2,310 millions de tonnes en 2015 reflétant une réduction de 9,2%. Le GPL (champs) a connu une baisse de l'ordre de 9,7% passant de 0,163 million de tonnes en 2014 à 0,147 million de tonnes en 2015.

Ressources en Condensat & GPL (Gabès)

En mille tonnes

	2014	2015	Variation 2014-2015
<i>GPL Gabès</i>	<i>78,0</i>	<i>65,8</i>	<i>-15,6%</i>
<i>Condensat Gabès</i>	<i>29,3</i>	<i>24,3</i>	<i>-17,1%</i>
<i>TOTAL</i>	<i>107,3</i>	<i>90,1</i>	<i>-16,0%</i>

Source : Observatoire National de l'Energie (ONE)

2- Ressources disponibles en gaz commercial

Les ressources disponibles en gaz (production nationale et forfait fiscal) ont atteint, en pouvoir calorifique inférieur (PCI), 2548 ktep en 2015 contre 2601 ktep en 2014, enregistrant une légère baisse de 2% due à la diminution de la production nationale de 3% expliquée par :

- La baisse de la production du champ Hasdrubal de l'ordre de 11% suite à l'arrêt annuel programmé et aux problèmes techniques.
- La diminution du gaz commercial de sud de 7% à cause de l'arrêt planifié de l'usine GPL de Gabès pour maintenance.

Cependant, la redevance totale sur le gaz algérien a atteint 316,5 ktep en 2015 enregistrant une croissance de l'ordre de 6% par rapport à 2014, mais la contribution de la redevance prélevée sur le gaz algérien à l'approvisionnement national en gaz naturel reste timide et ne représente que 6% de la demande nationale en 2015.

Ressources disponibles en gaz commercial

En ktep-pci

	2014	2015	Var (%)
PRODUCTION NATIONALE	2 301,4	2 231,1	-3,1%
Miskar	716,0	713,2	-0,4%
Gaz Com Sud*	346,2	321,3	-7,2%
Chergui	222,9	240,6	+7,9%
Hasdrubal	787,2	702,6	-10,7%
Maâmoura et Baraka	81,7	102,2	+25,1%
Franig & Baguel/Tarfa	135,8	132,0	-2,8%
Sabria	11,6	19,2	+65,5%
Redevance totale	299,1	316,5	+5,8%
RESSOURCES DISPONIBLES	2 601	2 548	-2,0%

Source : ONE

(*) Gaz Com Sud : Quantité du gaz traité d'El Borma, Oued Zar, Djebel Grouz, Ch. Essaida, Adam et Chourouq.



Usine de traitement de gaz Tazarka

B- DEMANDE D'ENERGIE PRIMAIRE

La demande d'énergie primaire est passée de 9198 ktep en 2014 à 9238 ktep en 2015, affichant ainsi une légère hausse de 0,4% suite à l'augmentation de la consommation des produits pétroliers de 6,3% d'une part, et à la baisse de la demande de gaz naturel de 4,7% d'autre part.

1- Demande des produits pétroliers

La consommation nationale des produits pétroliers est passée de 4302 ktep en 2014 à 4573 ktep en 2015 affichant une évolution de 6,3%.

Cette augmentation est due essentiellement à :

- La hausse de la consommation de fuel de 35% par rapport à 2014 en raison de son utilisation pour la production électrique.*
- L'augmentation de la consommation des carburants routiers (évolution de 5,6% entre 2014 et 2015).*
- La hausse de la consommation du coke de pétrole de 8,2% et celle du GPL de 4,1%.*

Toutefois, la demande de pétrole lampant a accusé une baisse de 2,6% en 2015 par rapport à 2014 et la consommation du jet aviation a subi une régression de 23,5% du fait de déclin de l'activité touristique et du transport aérien.

La consommation nationale des produits pétroliers est détaillée au tableau suivant :

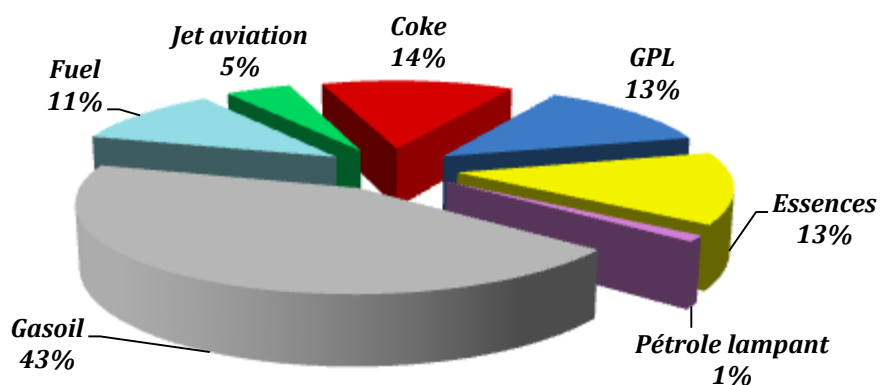
En ktep-pci

	2014	2015	Var (%)
<i>GPL</i>	<i>564</i>	<i>587</i>	<i>+4,1%</i>
<i>Essences</i>	<i>564</i>	<i>612</i>	<i>+8,5%</i>
<i>Pétrole lampant</i>	<i>53,6</i>	<i>52,2</i>	<i>-2,6%</i>
<i>Gasoil</i>	<i>1900</i>	<i>1991</i>	<i>+4,8%</i>
<i>Gasoil ordinaire</i>	<i>1655</i>	<i>1712</i>	<i>+3,4%</i>
<i>Gasoil 50</i>	<i>245</i>	<i>279</i>	<i>+13,9%</i>
<i>Fuel</i>	<i>369</i>	<i>498</i>	<i>+35,0%</i>
<i>Jet aviation</i>	<i>277</i>	<i>212</i>	<i>-23,5%</i>
<i>Coke de pétrole</i>	<i>574</i>	<i>621</i>	<i>+8,2%</i>
CONSOMMATION TOTALE	4302	4573	+6,3%
CONSOMMATION FINALE (Hors STEG & STIR)	4184	4323	+3,3%

Source : Observatoire Nationale de l'Energie

La distribution de la consommation totale par produit se détaille au niveau de la figure suivante :

Fig.3 Distribution de la consommation par produit



2- Demande de gaz naturel

La consommation totale de gaz naturel a enregistré une diminution de 4,7% passant de 4897 ktep en 2014 à 4666 ktep en 2015. Cette baisse est due à la réduction de la consommation de gaz naturel destiné à la production électrique de 5% (sous l'effet de la substitution partielle du gaz naturel par le fuel pour la génération de l'électricité) et à la régression de la demande des usagers finaux de 3,9%.

Le tableau suivant résume les détails de la consommation de gaz naturel :

Consommation de gaz naturel

	En ktep-pci		
	2014	2015	Var (%)
CONSOMMATION TOTALE	4897	4666	-4,7%
<i>Production d'électricité</i>	<i>3614,5</i>	<i>3433,0</i>	<i>-5,0%</i>
<i>Hors production électrique</i>	<i>1282,2</i>	<i>1232,6</i>	<i>-3,9%</i>
<i>Haute pression</i>	<i>297,6</i>	<i>282,4</i>	<i>-5,1%</i>
<i>Moy & Basse pression</i>	<i>984,6</i>	<i>950,2</i>	<i>-3,5%</i>

Source : ONE

C- BILAN ENERGETIQUE

Le bilan d'énergie primaire pour l'année 2015 s'est caractérisé par l'aggravation du déficit énergétique passant de 3,7 Mtep en 2014 à 4 Mtep en 2015.

Ce déficit s'explique, d'une part, par la baisse des ressources disponibles en énergie primaire de 6,0% (pétrole -9,2%, gaz naturel -2% et GPL -12%) et, d'autre part, par l'évolution de la demande d'énergie primaire, qui a enregistré une légère hausse de 0,4% (produits pétroliers +6,3% et gaz naturel -4,7%).

Le taux d'indépendance énergétique, qui représente le ratio des ressources disponibles en énergies primaires par rapport à la consommation, s'est diminué en passant de 60% en 2014 à 56% en 2015.

BILAN D'ÉNERGIE PRIMAIRE

En ktep-pci

	2014	2015	Var (%)
RESSOURCES DISPONIBLES <i>(y compris la redevance)</i>	5503	5175	-6,0%
<i>Pétrole ⁽¹⁾</i>	<i>2638</i>	<i>2394</i>	<i>-9,2%</i>
<i>GPL primaire ⁽²⁾</i>	<i>264</i>	<i>233</i>	<i>-11,7%</i>
<i>Gaz naturel ⁽³⁾</i>	<i>2601</i>	<i>2548</i>	<i>-2,0%</i>
<i>Production</i>	<i>2301</i>	<i>2231</i>	<i>-3,0%</i>
<i>Redevance</i>	<i>299</i>	<i>317</i>	<i>+6,0%</i>
CONSOMMATION	9198	9238	+0,4%
<i>Produits pétroliers ⁽⁴⁾</i>	<i>4302</i>	<i>4573</i>	<i>+6,3%</i>
<i>Gaz naturel</i>	<i>4897</i>	<i>4666</i>	<i>-4,7%</i>
DEFICIT ANNUEL <i>(y compris la redevance)</i>	-3695	-4063	10,0%

NB : Le bilan d'énergie primaire est calculé selon l'approche classique (sans tenir compte de la biomasse-énergie ni de l'autoconsommation des champs ni de la consommation des stations de compression du gazoduc transméditerranéen).

(1) Y compris condensat et condensat usine Gabès

(2) GPL Champs et GPL usine Gabès

(3) Le gaz naturel est comptabilisé dans le bilan énergétique en pouvoir calorifique inférieur PCI, seule la quantité de gaz commercial est prise en compte dans le bilan (gaz sec).

(4) Demande des produits pétroliers : hors consommation non énergétique (lubrifiants+bitumes+W Spirit).



ENTREPRISE TUNISIENNE D'ACTIVITES PETROLIERES

SECTION 1. SITUATION ENERGETIQUE

- Situation Energétique à l'Echelle Internationale & Nationale

SECTION 2. ACTIVITES CONTRATS & CONVENTIONS

- Accords Pétroliers

SECTION 3. ACTIVITES TECHNIQUES

- Exploration
- Développement
- Production
- Operating

SECTION 4. ACTIVITES COMMERCIALES

- Commercialisation

SECTION 5. ACTIVITES AUDIT DES CONCESSIONS

SECTION 6. ACTIVITES SOCIETALE & ENVIRONNEMENTALE

- Responsabilité Sociétale de l'Entreprise (RSE)
- Santé, Sécurité et Environnement (HSE)

SECTION 7. ACTIVITES SUPPORTS

I. SUPPORTS TECHNIQUES

- Services
- Etudes Exploration

II. SUPPORTS DE GESTION

- Ressources Humaines & Aff. Générales
- Informatique

SECTION 8. ANNEXES

ACCORDS PETROLIERS

Introduction

Aucun nouveau permis n'a été octroyé durant l'année 2015. En effet l'approbation de l'Article 13 de la Constitution, les revendications sociales excessives ainsi que la chute des prix du baril, n'ont pas encouragé les investisseurs ni étrangers ni tunisiens à investir et à explorer en Tunisie.

A- GESTION DES TITRES D'HYDROCARBURES

Il s'agit en majorité des demandes d'extension de durées ou de renouvellement de périodes de validité des permis, dont nous citons :

- *Permis de recherche Nefzaoua «ex-Fawar»*

Demande de permis de recherche d'une période initiale de cinq (05) ans par la société Yug-Neftagaz, la demande a été déposée à la Direction Générale de l'Energie pour être finalisée.

- *Permis de recherche Nord des Chotts*

Demande d'extension de la durée de validité du premier renouvellement de deux (02) années de la période initiale commençant le 28 mars 2015 et finissant le 27 mars 2017.

- *Permis de recherche Zaafrane*

Demande de premier renouvellement d'une période de quatre (04) ans commençant le 04 mai 2015 et finissant le 03 mai 2019.

- *Permis de recherche Sfax Offshore*

Demande d'extension de la durée de validité du premier renouvellement d'une période de (02) années commençant le 09 décembre 2015 et finissant le 08 décembre 2017.

- *Permis de recherche El Jem*

Demande du deuxième renouvellement d'une période de trois (03) ans commençant le 03 juin 2015 et finissant le 02 juin 2018.

- *Permis de recherche Tozeur*

Demande de transfert d'engagement de travaux du permis de recherche Tozeur au permis de recherche El Jem.

- *Permis de recherche Chorbane*

Demande d'extension de la durée de validité d'une période de deux (02) ans commençant le 13 juillet 2015 et finissant le 12 juillet 2017.

► *Permis de Recherche Araifa*

Demande de modification de l'engagement minima de travaux.

► *Permis de recherche Les Oasis*

Demande de transfert de l'engagement minima de travaux du permis de recherche Les Oasis au permis de recherche Nord Médenine.

► *Permis de Recherche Nord Médenine*

Demande d'extension de la deuxième période du deuxième renouvellement de vingt quatre (24) mois commençant le 29 octobre 2015 et finissant le 28 octobre 2017.

► *Permis de recherche Bargou*

Demande de la 3^{ème} extension de la durée de validité de douze (12) mois de la période initiale commençant le 07 août 2015 et finissant le 06 août 2016.

► *Permis de Recherche Bouhajla*

Demande d'extension additionnelle de la durée de validité de douze (12) mois commençant le 08 août 2015 et finissant le 07 août 2016.

► *Permis de recherche Le Kef*

- Demande du premier renouvellement du permis pour une période de trois (03) ans commençant le 08 août 2015 et finissant le 07 août 2018.

- Demande de report d'obligation de travaux.

► *Permis de recherche Anaguid*

Demande d'extension de durée de validité des surfaces autour des structures Sana et Sondos d'une période de deux (02) années commençant le 08 août 2015 et finissant le 07 août 2017, de ce fait la surface n'incluant pas la découverte sera automatiquement considérée comme bloc libre.

► *Permis de recherche Hammamet Offshore*

Demande d'extension de la durée de validité du premier renouvellement d'une période de douze (12) mois commençant le 23 septembre 2015 et finissant le 22 septembre 2016.

► *Permis de recherche Sud Remada*

Demande d'extension de durée de validité du premier renouvellement du permis d'une période de douze (12) mois commençant le 23 septembre 2016 et finissant le 22 septembre 2017.

► *Permis de recherche Jenein Centre*

Demande d'extension additionnelle de la durée de validité d'une période de douze (12) mois commençant le 16 octobre 2016 et finissant le 15 octobre 2017.

► *Permis de recherche El Fahs*

Demande d'extension de la période du premier renouvellement d'une période de douze (12) mois commençant le 22 novembre 2015 et finissant le 21 novembre 2016.

► *Permis de recherche Borj El Khadra Sud*

Demande d'extension de durée de la période du premier renouvellement d'une période de vingt quatre (24) mois commençant le 04 mai 2016 et finissant le 03 mai 2018.

B- CONTRATS

1- Concession Nawara

Participation de la Direction des Accords Pétroliers (DAP) aux différentes réunions relatives à la négociation du contrat de stockage et de transfert de butane et du propane issus de la concession Nawara entre ETAP, OMV et la SNDP.

2- Concession Utique

Participation de la DAP aux :

- Protocole d'accord entre ETAP et l'actionnaire unique de la société UTIQUE GAZ régissant la cession des actions.*
- Accord entre les actionnaires de la concession Utique.*

3- Concessions Maâmoura et Baraka

Participation de la DAP à la conclusion d'un contrat entre ETAP, ENI et la STEG qui détermine les modalités et les conditions de vente du gaz entre les différents intervenants.

4- Concession Hasdrubal

La conclusion d'un contrat entre ETAP, BGT et la STEG qui détermine les modalités et les conditions de vente du gaz entre les différents intervenants.

5- Concession Sabria

Accord conclu entre ETAP, Perenco et Winstar lors des négociations relatives à l'Avenant no.2 (contrat pour le transport du gaz de Sabria).



ENTREPRISE TUNISIENNE D'ACTIVITES PETROLIERES

SECTION 1. SITUATION ENERGETIQUE

- Situation Energétique à l'Echelle Internationale & Nationale

SECTION 2. ACTIVITES CONTRATS & CONVENTIONS

- Accords Pétroliers

SECTION 3. ACTIVITES TECHNIQUES

- Exploration
- Développement
- Production
- Operating

SECTION 4. ACTIVITES COMMERCIALES

- Commercialisation

SECTION 5. ACTIVITES AUDIT DES CONCESSIONS

SECTION 6. ACTIVITES SOCIETALE & ENVIRONNEMENTALE

- Responsabilité Sociétale de l'Entreprise (RSE)
- Santé, Sécurité et Environnement (HSE)

SECTION 7. ACTIVITES SUPPORTS

I. SUPPORTS TECHNIQUES

- Services
- Etudes Exploration

II. SUPPORTS DE GESTION

- Ressources Humaines & Aff. Générales
- Informatique

SECTION 8. ANNEXES

EXPLORATION

Suite à une conjoncture économique nationale et internationale difficile et en raison de la baisse des prix du pétrole en 2015, les activités d'exploration en Tunisie ont connu une régression manifestée par les faits suivants :

- L'absence d'attribution de nouveaux permis.
- Aucune acquisition sismique n'a eu lieu.

Toutefois, cinq (5) puits d'exploration ont été forés en 2015 (3 puits en 2014) avec la notification de trois (3) découvertes techniques (aucune découverte en 2014).

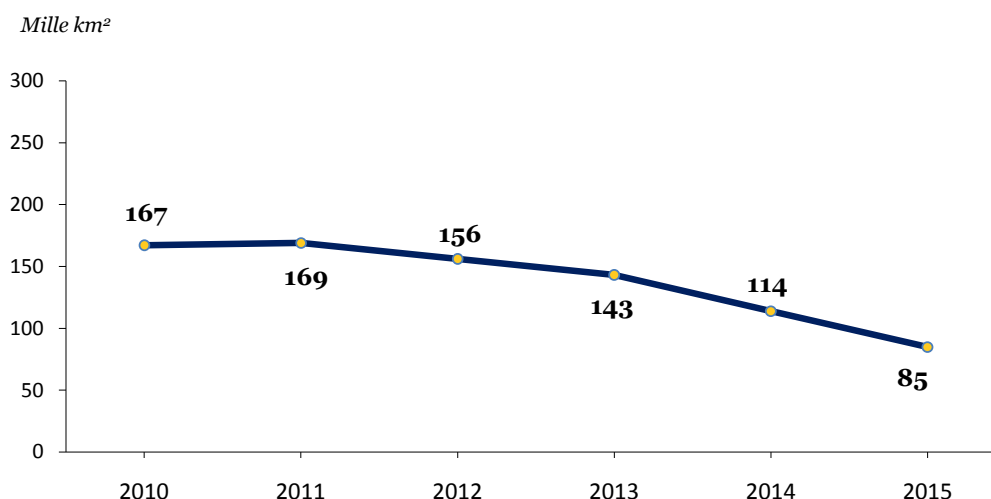
A- OPERATION D'EXPLORATION SUR PERMIS

1- Permis de recherche et de prospection

Le nombre de permis en cours de validité au 31 décembre 2015, s'élève à 31 permis dont 21 onshore et 10 offshore. Il s'agit de 29 permis de recherche et 02 permis de prospection, couvrant une superficie totale de 85 313 km² (53 214 km² en onshore et 32 099 km² en offshore).

Ces permis sont opérés par 23 compagnies pétrolières nationales et internationales actives dans le domaine de l'exploration et la production des hydrocarbures.

Fig.1 Evolution du domaine minier



a- Nouveaux permis

Aucun permis n'a été attribué durant l'année 2015.

b- Permis rendus ou annulés

➤ Renonciation aux six (6) permis de recherche en 2015 :

- *Permis de recherche SIDI MANSOUR (fin d'échéance janvier 2015), opéré par OMV (impossibilité de continuer l'activité à cause des revendications des citoyens).*
- *Permis de recherche SUD TOZEUR pour fin d'échéance, opéré par RIGO OIL.*
- *Permis de recherche TEJEROUINE pour fin d'échéance, opéré par OIL SEARCH.*
- *Permis de recherche NABEUL pour fin d'échéance, opéré par COOPER ENERGY.*
- *Permis de recherche TOZEUR pour fin d'échéance, opéré par THANI.*
- *Permis de recherche LES OASIS pour fin d'échéance, opéré par HBS.*

➤ Annulation d'un (1) permis de recherche en 2015 :

- *Annulation du permis BAZMA suite à l'impossibilité d'honorer les engagements contractuels, opéré par RIGO OIL.*

c- Permis renouvelés

Trois (3) permis ont été renouvelés durant 2015 :

- *Permis EL JEM.*
- *Permis ZAAFRANE.*
- *Permis MAHDIA (demande de renouvellement en 2014).*

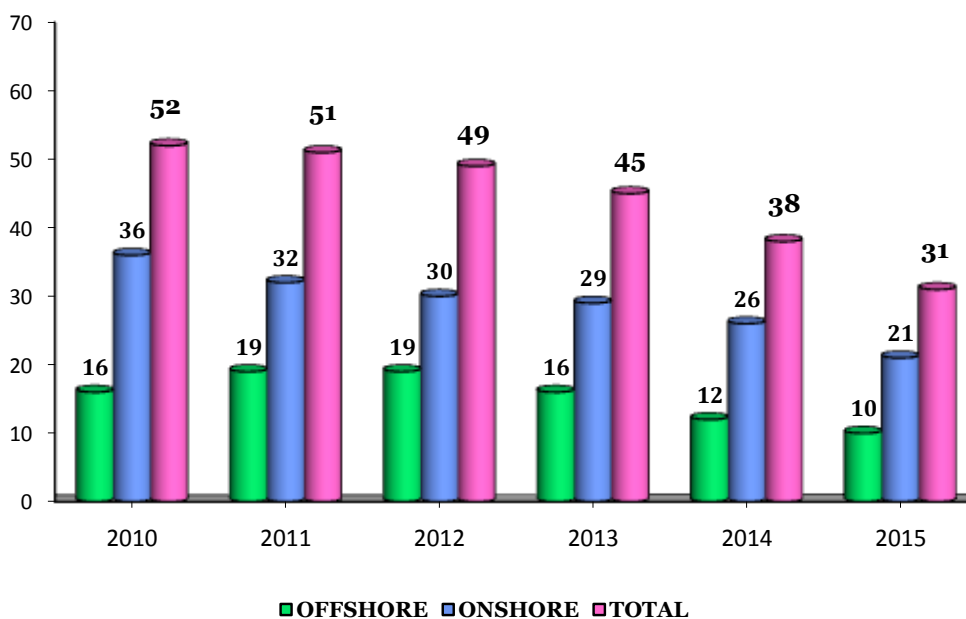
d- Extension de la durée de validité

Extension de la durée de validité des permis suivants :

- *Permis de recherche ANAGUID. (Avis favorable du CCH).*
- *Permis de recherche NORD MEDENINE. (Avis favorable du CCH).*
- *Permis de recherche SUD REMADA.*
- *Permis de recherche JENEIN CENTRE.*
- *Permis de recherche HAMMAMET OFFSHORE.*
- *Permis de recherche NORD DES CHOTTS.*
- *Permis de recherche CHORBANE.*
- *Permis de recherche BOUHAJLA.*
- *Permis de recherche SFAX OFFSHORE.*
- *Permis de recherche BARGOU.*

2- Evolution du nombre de permis

Fig.2 Evolution du nombre de permis

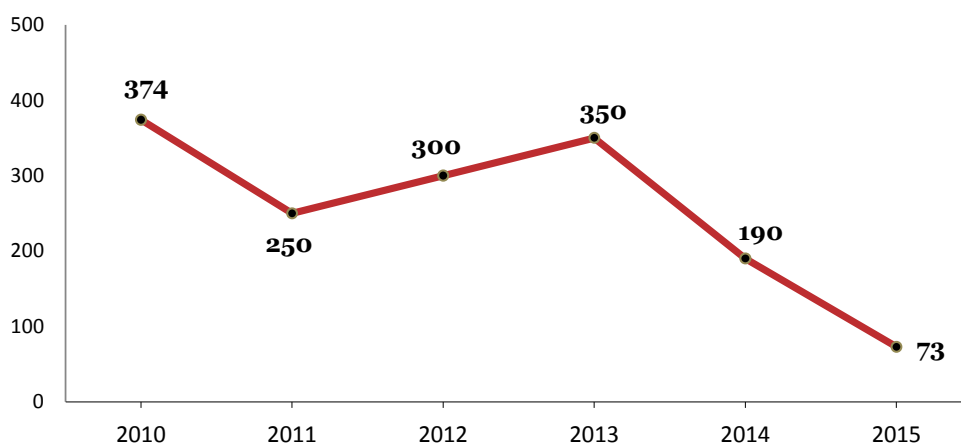


3- Investissements dans l'exploration

Le montant des investissements a atteint 73,19 millions US\$ en 2015, contre 189,62 millions US\$ en 2014.

En millions USD

Fig.3 Investissements dans l'exploration



4- Activités sismiques

Aucune activité sismique 2D ou 3D n'a été enregistrée en 2015.

Fig.4 Aquisitions Sismiques 2D

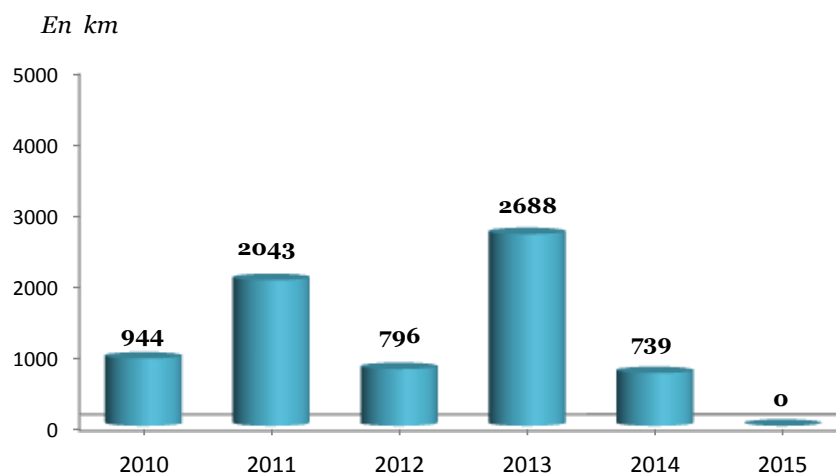
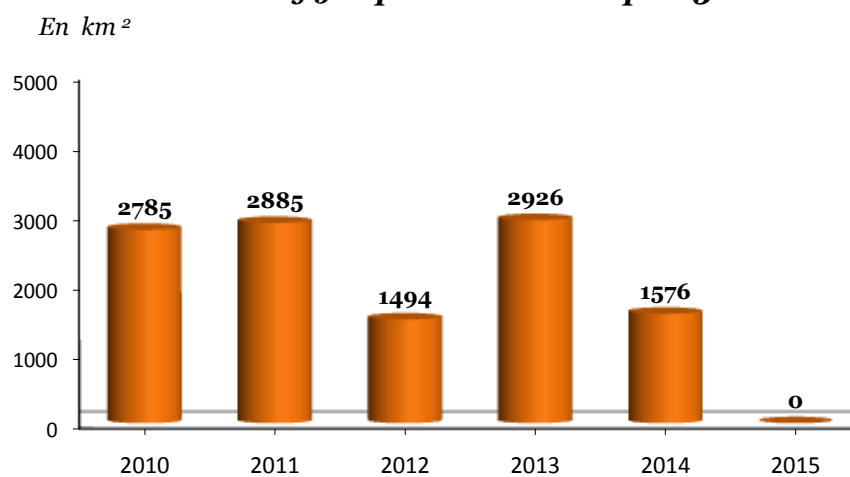


Fig.5 Aquisitions Sismiques 3D



5- Activités de forage

En 2015, cinq (05) puits onshore ont été forés : Chouchet El Atrous-1 (CAT-1), Douar Ghrib-1 (DGH-1), Sondes-1, Sana-1 et Mazrane-2, tels que résumés au tableau suivant :

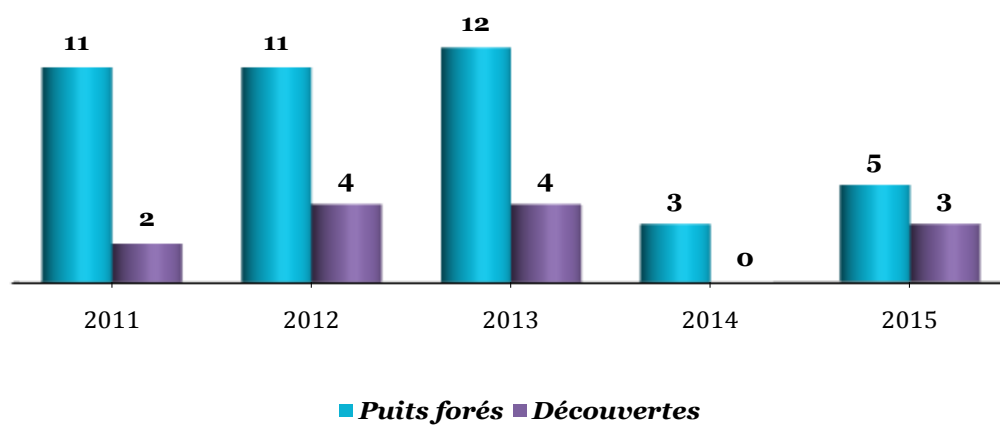
Puits	Permis/ Opérateur	Prof. (m)	Début de forage	Libération de l'appareil	Observations
Chouchet El Atrous-1 (CAT-1)	Zaafrane/ Mazarine Energy	3900 m	10-02-2015	07-05-2015	- Découverte dans les formations El Hamra et El Atchane. - Débit par DST : 4300 b/j d'huile et 395 mille m³/j de gaz.

Sondes-1 (SDS-1)	Anaguid/ OMV	2601 m	24-05-2015	08-07-2015	- Puits complété après MDT. - Découverte d'huile dans la formation TAGI. - Abandon provisoire du puits.
DGH-1	Zaafrane/ Mazarine Energy	3975 m	02-06-2015	09-09-2015	- Découverte d'huile et du gaz dans les formations El Hamra et El Atchane. - Débit par DST 1000 b/j d'huile et 55 mille m³/j de gaz.
Sana-1	Anaguid/ OMV	3879 m	04-08-2015	23-09-2015	- MDT : Réserves non économiques. - Abandon du puits.
Mazrane-2	Nord Médenine/ HBS	3410 m	09-11-2015	14-01-2016	- Puits d'appréciation positif qui confirme le potentiel de la formation Meloussi. - Préparatifs en cours pour les tests.

Réalisation de trois découvertes techniques en 2015, à savoir :

- Deux découvertes sur le permis "Zaafrana" situé dans la région de Fawar. Ce permis est détenu par ETAP (50%), Mazarine Energy (45%) et Medex Petroleum Ltd (5%) :
 - Puits «CAT-1» courant le mois d'avril 2015.
 - Puits «DGH-1» courant le mois de septembre 2015.
- Une découverte sur le permis "Anaguid" situé dans le gouvernorat de Tataouine. Ledit permis est détenu par ETAP (50%), OMV Tunisien (40%) et Thani Tunisien BV (10%) :
 - Puits «SONDES-1» courant le mois de juillet 2015.

Fig.6 Evolution du nombre de découvertes techniques



Forage d'exploration (Permis Zaafrane)



ENTREPRISE TUNISIENNE D'ACTIVITES PETROLIERES

SECTION 1. SITUATION ENERGETIQUE

- Situation Energétique à l'Echelle Internationale & Nationale

SECTION 2. ACTIVITES CONTRATS & CONVENTIONS

- Accords Pétroliers

SECTION 3. ACTIVITES TECHNIQUES

- Exploration
- Développement
- Production
- Operating

SECTION 4. ACTIVITES COMMERCIALES

- Commercialisation

SECTION 5. ACTIVITES AUDIT DES CONCESSIONS

SECTION 6. ACTIVITES SOCIETALE & ENVIRONNEMENTALE

- Responsabilité Sociétale de l'Entreprise (RSE)
- Santé, Sécurité et Environnement (HSE)

SECTION 7. ACTIVITES SUPPORTS

I. SUPPORTS TECHNIQUES

- Services
- Etudes Exploration

A.SUPPORTS DE GESTION

- Ressources Humaines & Aff. Générales
- Informatique

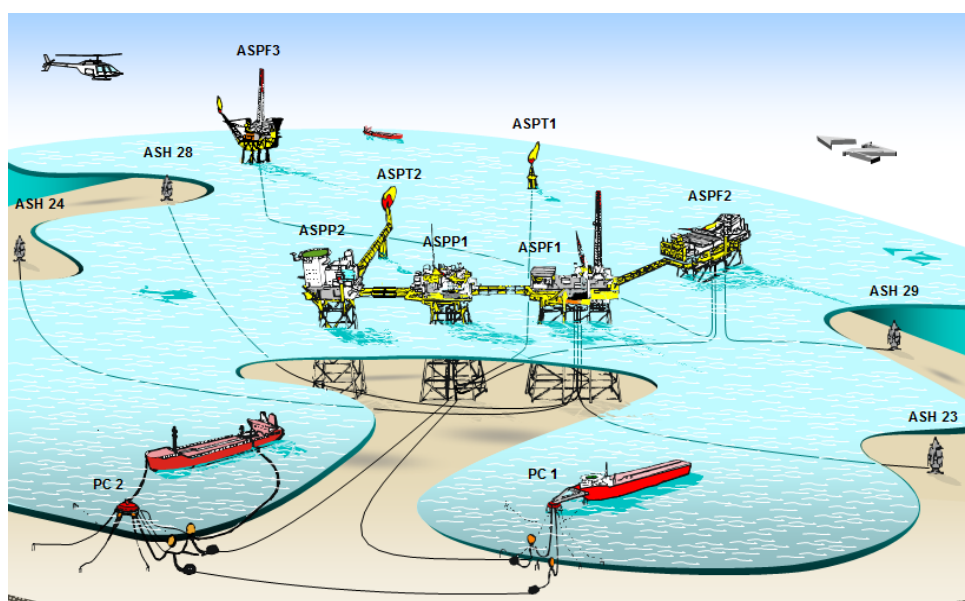
SECTION 8. ANNEXES

DEVELOPPEMENT

A- PROJET “ASHTART EXPORT SOLUTION”

1- Introduction

Le brut produit auprès des installations d'Ashtart est exporté vers l'unité de stockage et d'export IFR-II (FSO : Floating Storage and Offloading) par un pipeline de 10". Cette unité est amarrée sur la bouée PC1 qui se trouve à 1,8 km de la plateforme centrale.



Projet 'ASHTART EXPORT SOLUTION'

Suite aux inspections réalisées en 2013, le jeu de roulement n'opère plus dans les limites conçues admissibles et ceci est considéré comme un risque de rupture. Cette rupture pourrait résulter du dysfonctionnement de jeu de roulement qui causerait une tension excessive et qui se transformerait au niveau de la configuration d'amarrage et des flexibles. Cette rupture pourrait causer une dérive incontrôlable ou une fuite majeure de brut.

2- Objectifs

Les objectifs de ce projet sont :

- Assurer l'intégrité des installations du champ Ashtart.
- Assurer la déconnexion de la barge de stockage IFR-II avant la saison du mauvais temps (fin septembre 2015).
- Assurer la continuité de la production en utilisant une unité temporaire de stockage (FSO).
- Identifier et mettre en place une solution permanente pour le stockage et/ou l'export de brut.

3- Description

L'unité flottante de stockage de brut IFR-II n'a jamais fait l'objet d'opérations de cale sèche depuis son installation sur le site d'Ashtart. Plusieurs problèmes de sécurité et d'intégrité ont été identifiés depuis 2009. Spécialement le jeu de roulement qui se situe entre l'unité FSO et sa bouée d'amarrage PC1.

Actuellement, le jeu de roulement est de 1,65 mm, alors que la limite tolérable et admissible est de 1,43 mm. Cette défaillance présente un grand risque et pourrait avoir des conséquences graves par rapport aux installations du champ (déconnexion brusque suite à un mauvais temps et risque la collision avec la plateforme).

Ce projet comporte quatre packages de travaux :

a- WP1 : Plan d'urgence «Emergency Response»

Ce package correspond principalement à préparer les documents d'ingénierie et les procédures de gestion de la situation d'urgence dans le cas d'une déconnexion brusque de l'unité IFR-II avant la déconnexion planifiée.

b- WP2 : IFR-II Déconnexion «Disconnection»

Ce package consiste à réaliser une déconnexion planifiée de l'unité IFR-II avec sa bouée PC1, avant la fin du mois de septembre 2015, et sa préservation dans un lieu sûr avant une éventuelle réparation sur cale sèche «DRY DOCK».

Les opérations principales sont :

- ✓ *Transfert du brut restant vers l'unité temporaire.*
- ✓ *Nettoyage des pipelines et des lignes flexibles (Pipelines flashing).*
- ✓ *Déconnexion du câble électrique et son isolation.*
- ✓ *Déconnexion des deux «Hoses» 10" et 20".*
- ✓ *Déconnexion des six chaînes.*
- ✓ *Remorquage (Towing) de l'unité IFR-II vers un lieu sûr.*

c- WP3 : Solution temporaire de location «Temporary FSO Solution»

Ce package consiste à identifier une unité temporaire de stockage de brut FSO sur le site d'Ashtart pour une période maximale de 9 mois afin d'assurer la continuité de production avant la déconnexion de l'unité IFR-II.

Les opérations principales sont :

- ✓ *Inspection de la bouée d'amarrage PC2.*
- ✓ *Remplacement et inspection des chaînes de la PC2.*
- ✓ *Sélection et mobilisation d'une unité FSO temporaire.*

d- WP4 : Solution permanente «Permanent Export Solution»

Ce package consiste à identifier et mettre en place une solution permanente pour le stockage et/ou l'export de brut. La solution doit être identifiée avant la fin du mois de décembre 2015.

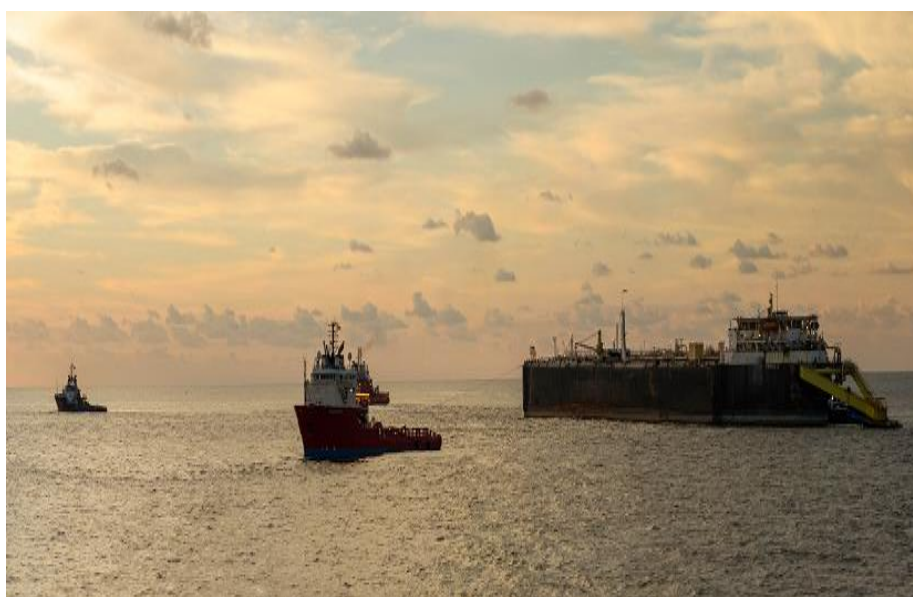
Plusieurs scénarios devront faire l'objet de ce processus, à savoir :

- ✓ 'Dry Dock' de l'unité IFR-II FSO.
- ✓ Réparation de l'unité IFR-II en local.
- ✓ Pipelines.
- ✓ Achat d'une nouvelle unité FSO.
- ✓ Achat d'une unité FSO d'occasion (15-20 ans).
- ✓ Stockage sous-marin.

4- Projet : déconnexion de la barge

4.a- Budget

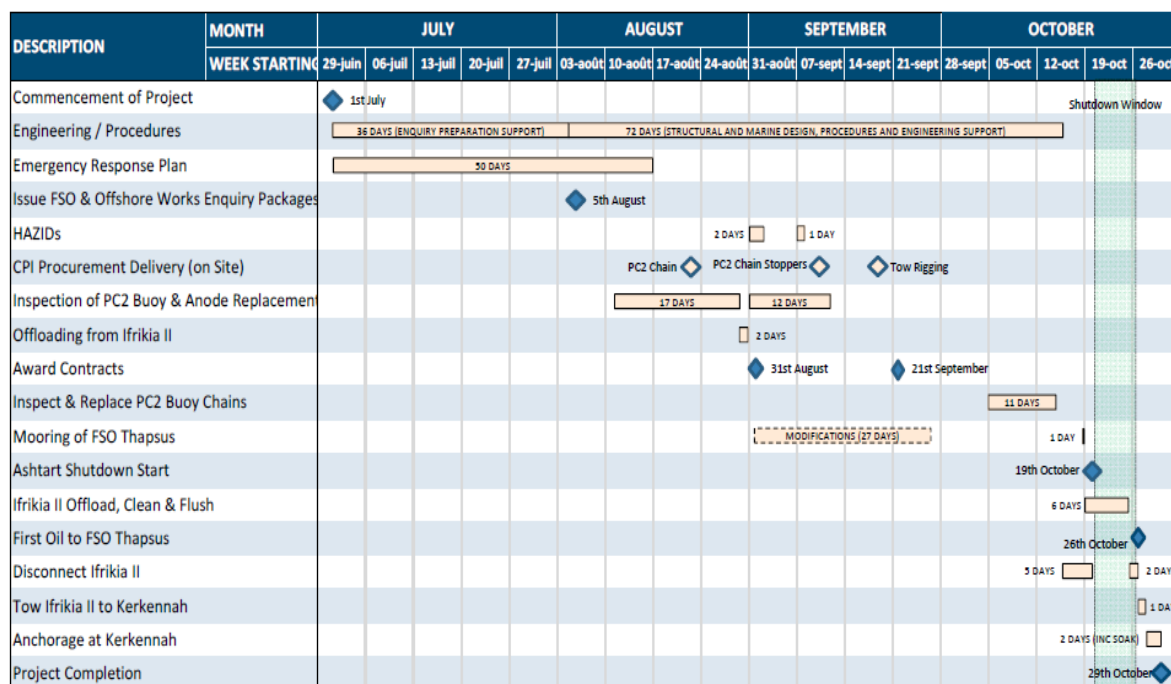
Le budget réservé pour le projet de déconnexion de la barge (packages WP1, WP2 et WP3) est de l'ordre de 30,05 MM\$, soit 58 MMDT.



Projet 'ASHTART EXPORT SOLUTION'

4.b- Planning et état d'avancement

Le projet a commencé en juillet 2015 et la barge a été déconnectée en octobre de la même année, conformément au planning détaillé au tableau suivant :



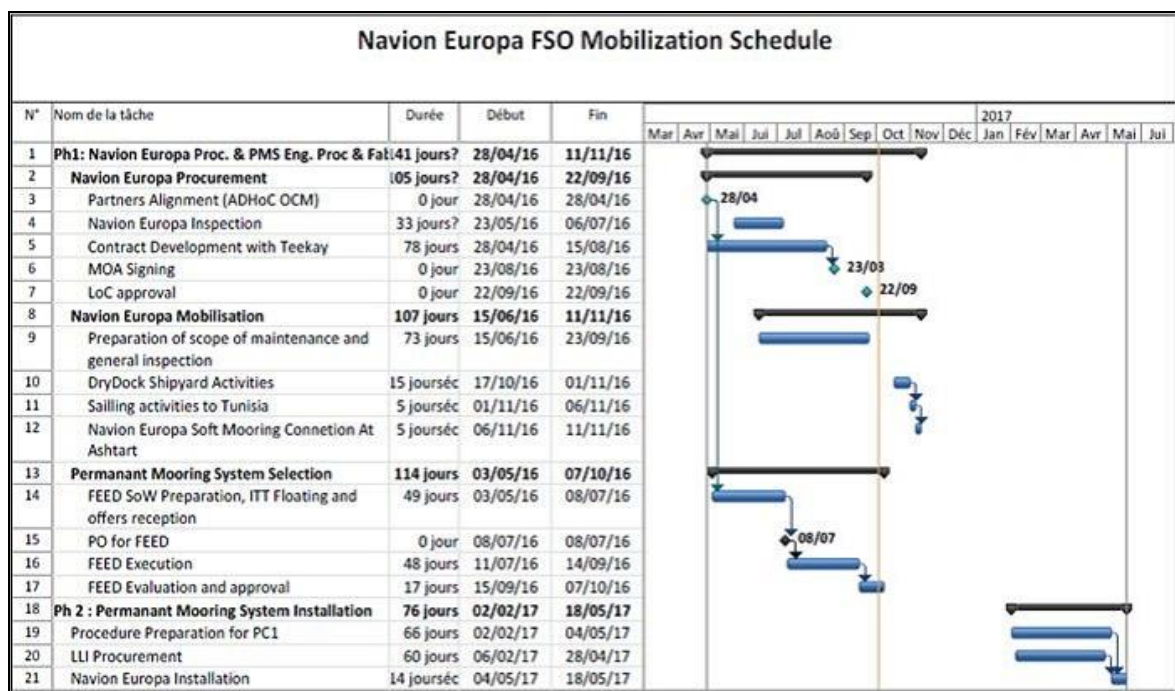
5- Projet : mobilisation du Navion Europa FSO

5.a- Budget

Pour le projet de mobilisation du Navion Europa FSO (package WP4), le budget alloué est de l'ordre de 40 MM\$.

5.b- Planning

Ce projet sera exécuté en 2016-2017 conformément au planning suivant :





Projet 'ASHTART EXPORT SOLUTION'

B- PROJET NAWARA

1- Introduction

Le gisement Nawara détenu équitablement par ETAP et OMV, est un gisement de gaz à condensat situé au sud tunisien dans le bassin de Ghadamès à environ 50 km au sud-ouest des installations de production de Hammouda et Oued Zar.

Après le départ d'Eni, en janvier 2013, ETAP et OMV ont décidé d'insérer le pipeline principal de 370 km vers Gabès et l'unité de traitement de gaz dans le projet de développement de NAWARA.

Le projet Gaz du Sud STGP «South Tunisia Gas Project» a été initialement dimensionné pour une capacité de traitement de 4,4 millions de Nm³/jour avec possibilité d'extension pouvant aller jusqu'à 8,8 millions de Nm³/jour.

Après le départ d'Eni, le champ de NAWARA est devenu le seul fournisseur de gaz et la capacité de traitement a été réduite à 2,7 millions de Nm³/jour. Le diamètre de 24" du pipeline principal a été retenu pour une capacité maximale de 10 millions de Nm³/jour.

2- Développement

Le développement de la concession Nawara consiste à :

- *Produire 2,7 millions m³/jour de gaz et plus que 1500 Sm³/jour de condensat à partir de 9 puits déjà forés dans la phase exploration.*
- *Construire un centre de traitement (Central Processing Facility : CPF) à côté du site du puits Nawara-1 pour traiter le gaz selon les spécifications du nouveau pipeline principal et stabiliser/stocker les condensats produits.*

- Construire un réseau de conduites multiphasiques pour collecter l'effluent des autres puits jusqu'au CPF.
- Transporter le condensat stabilisé par conduite jusqu'à la ligne de la TRAPSA à 12 km du CPF et transporter le gaz jusqu'à l'unité de traitement à Gabès (Gas Treatment Plant : GTP).
- Construire une conduite de longueur 370 km et de diamètre 24" reliant le CPF de Nawara à l'unité de traitement de Gabès.
- Construire une station de traitement de gaz à Gabès pour produire le gaz commercial, le propane, le butane et le condensat.

3- Budget

Le budget du projet Nawara s'élève à 1174 MM\$.

4- Planning

Le plan d'exécution du projet NAWARA est détaillé au tableau suivant :

Key Milestones	Dates
'Nawara wells Workovers'	Mid August 2016
'CPF commissioning & Start-up'	July 2017
'Nawara Pipeline commissioning'	August 2017
'GTP Gabes commissioning & Start-up'	October 2017

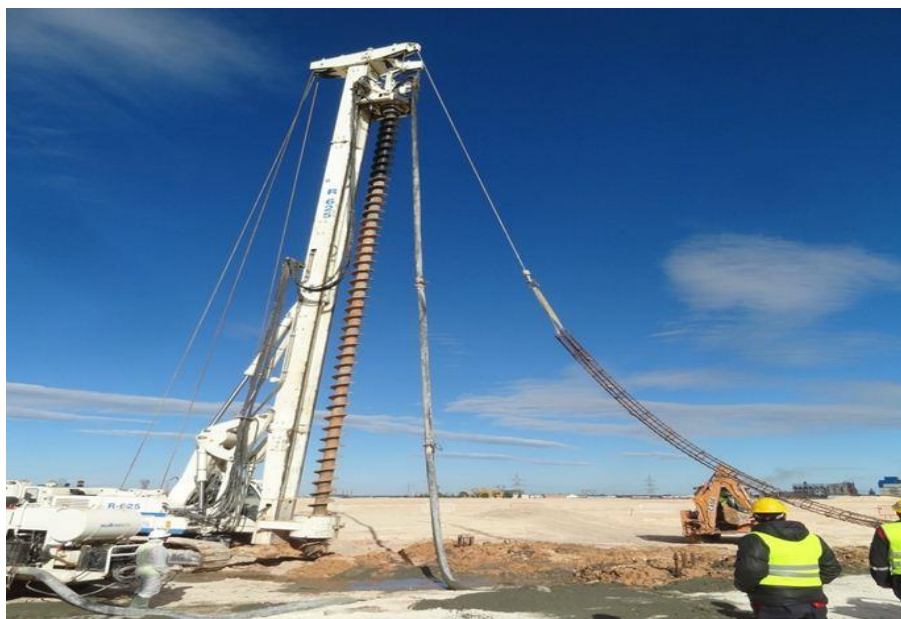
5- Avancement et principaux évènements durant 2015

α- Lot : Construction de la GTP : «Gas Treatment Plant»

Avancement global d'environ 51% à la fin de 2015.

- ▶ Ingénierie de détail finalisée à 85% contre 97,8% planifiée. Le ralentissement des activités d'ingénierie est dû principalement aux disciplines mécaniques, tuyauterie et 'commissioning'.
- ▶ L'approbation du permis de construction est en phase finale et prévue pour le début de l'année 2016.
- ▶ Les tests finaux en usine des principaux équipements ont été effectués avec succès courant l'année 2015 (trois turbocompresseurs, une turbine à gaz, un 'turbo-expander', les cigares de stockage et le système de contrôle).

- Les tests finaux en usine sont en cours pour les équipements de moindre envergure (les pompes, les colonnes de séparation, les échangeurs et les systèmes de distribution électrique).
- Les activités d'assemblage et de soudure sont effectuées (en partie) sur le site de construction à Gabès.
- Les activités de génie civil sur site ont tourné au ralenti, durant 2015, à cause de désaccords avec l'entrepreneur général concernant la nature du sol et le système de fondation à adopter.



Projet NAWARA

b- Lot : Construction du CPF et réseau de collecte 'flowlines' :

Avancement physique global d'environ 16%.

- La finalisation de l'ingénierie de détail est en cours. L'entrepreneur général a placé les commandes pour les équipements nécessitant une durée de livraison conséquente (turbines à gaz, compresseur et système de contrôle).
- Le site d'implantation est finalisé, ainsi que le «routing» des 'flowlines'.
- Début de fabrication des équipements de séparation à l'usine de l'entrepreneur général.
- 75% des 'flowlines' de 6" ainsi que la totalité des lignes de méthanol ont été livrés au port de Gabès.
- Les travaux de préparation du terrain sont en cours pour la CPF. Les travaux de préparation du terrain de la base de vie permanente (NAC) ont été achevés.

c- Lot : Pose et installation du pipeline :

Avancement global d'environ 27%.

- ▶ *Au vue du retard accumulé par l'entrepreneur général durant 2015, un renfort d'équipes et d'équipements de préparation des tranchées, de soudure et de peinture est prévu pour 2016.*
- ▶ *L'avancement de l'ingénierie de détail est de 78%.*
- ▶ *Les deux camps de constructions temporaires KP-244 (Ksar Ghilane) et KP-158 sont entièrement achevés et opérationnels, le troisième situé au KP-45 est en cours de finalisation.*
- ▶ *L'emprise du pipeline principal de 24" a été dégagée sur 291 km.*
- ▶ *Les activités de soudure ont atteint 165 km. Celles de peinture et de revêtement sont de l'ordre de 115 km, alors que 92 km de tranchées ont été creusées.*
- ▶ *56 km de pipeline ont été placés dans les tranchées en attendant le remblaiement.*



Projet NAWARA



C- PROJET DE DEVELOPPEMENT TATAOUINE

1- Introduction

Le projet de gaz de Tataouine est développé par ETAP (100%). Ce projet vise à récupérer une partie du gaz (0,6 million de Sm³/jour) à partir du pipeline 24" allant de Nawara vers Gabès. La quantité récupérée sera traitée à la station GTP-T sise à Tataouine.

2- Développement

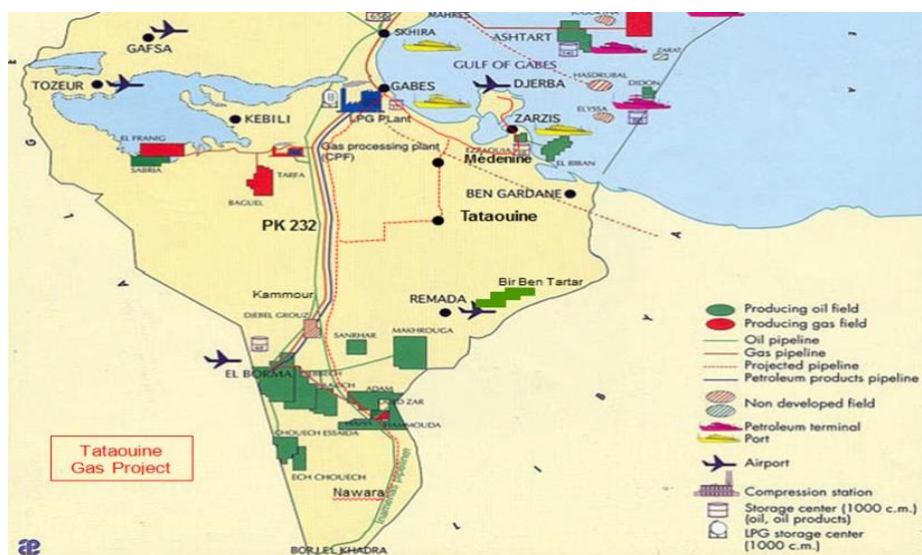
Le développement du projet Tataouine consiste à :

- ⇒ Construire une conduite de longueur 94 km et de diamètre 12" reliant le pipeline de Nawara à l'unité de traitement à Tataouine (GTP-T).
- ⇒ Construire une station de traitement de gaz à Tataouine pour produire le gaz commercial, le propane, le butane et le condensat avec le stockage opérationnel.
- ⇒ Vendre le gaz commercial à la STEG.
- ⇒ Construire une unité de mise en bouteille de GPL domestique (LPG BU).
- ⇒ Transporter le condensat stabilisé par camions jusqu'au centre de stockage à Gabès.

3- Budget

Le budget alloué au projet TGP est de l'ordre de 150,00 MM\$, réparti en lots suivants :

ITEM	VALUE (MM\$)
'General Costs'	11,54
'Plants Package' (GTP-T and BU)	70,37
'Pipeline Package'	37,58
'Contingency'	30,51
'GRAND TOTAL'	150,00



Projet 'TGP'

4- Planning

Les différents jalons du projet TGP sont les suivants:

Principaux Etapes	Dates	Avancement prévu
Lancement des A.O		
Achat du Pipeline	Avril 2016	50%
Inspection technique (Third party)	Juin 2016	40%
Support gestion du projet	Juillet 2016	0%
Transport du pipeline	Juillet 2016	0%
Forage d'un puits à eau	Août 2016	0%
TBL (Pose du pipeline)	Octobre 2016	20%
GTP-Tataouine (Centre de traitement)	Octobre 2016	20%
'Bottling Unit' (Unité de Mise en Bouteilles)	Octobre 2016	10%
Travaux Génie Civil (Clôtures, terrassement...)	Juillet 2017	25%
Achats & Construction		
Pipeline		
Fabrication (Pipeline)	Décembre 2016	0%
Transport	Janvier 2017	0%
EPCC		
Travaux de Génie Civil (Clôtures, terrassement...)-EPCC	Novembre 2016	0%
Forage d'un puits à eau	Décembre 2016	0%
TBL (mise en place du pipeline)-PCC	mi-février 2018	0%
'Bottling Unit' (Unité de Mise en Bouteilles)-PCC	Août 2018	0%
GTP-Tataouine (Centre de traitement)-PCC	Août 2018	0%

5- Principaux événements et état d'avancement durant 2015

- Le profil en long et les enquêtes parcellaires du pipeline ont été finalisés.
- Les cahiers des charges pour le lancement des appels d'offres sont en cours :
 - ↳ Support technique.
 - ↳ Travaux de génie civil.
 - ↳ Centre de traitement à Tataouine (GTP-T).
 - ↳ Pose du pipeline.
 - ↳ Bureau de contrôle réglementaire et inspection du tube.
 - ↳ Unité de mise en bouteilles (LPG BU).
- Le cahier des charges de l'achat des tubes est finalisé ; l'appel d'offres a été lancé et les offres ont été évaluées (la recommandation finale de l'octroi du contrat est en cours).

D- PROJET ANAGUID

1- Introduction

La concession Anaguid Est, issue du permis Anaguid, est une concession onshore située à 130 km sud Remada. C'est un gisement à huile, gaz et condensat détenu par les partenaires ETAP et OMV à 50% chacun.

2- Développement

Le développement de cette concession vise le traitement et l'export du liquide et du gaz.

La philosophie de développement est basée sur l'aspect de centralisation du procédé de traitement à travers un CPF (Central Processing Facility) près d'Ameni-1.

Le développement de cette concession consiste en deux phases distinctes :

a- Phase préliminaire de production jusqu'au Q3-2015 «Early Production Phase : EPF»

- ▶ *Le liquide est transporté par camions à WAHA CPF pour traitement. L'huile est exportée via pipeline de WAHA CPF à la station de la TRAPSA.*
- ▶ *Le gaz associé produit durant cette phase sera torché et sera limité à 60 000 m³/j.*
- ▶ *Le design de l'EPF sera ajusté au fur et à mesure de la production tout au long de cette phase.*

b- Phase d'installations Permanente :

- *La station de collecte/traitement (Anaguid Gathering Point : AGP) sera localisée près du site d'Ameni (52 km au nord-est du Waha CPF).*
- *La mise en place de 52 km de pipelines multiphasiques (8") pour le transport du mélange liquide/gaz de l'AGP vers WAHA CPF pour traitement.*
- *Raccordement des puits à l'AGP.*
- *L'huile arrivant de l'AGP sera mélangée à celui de Chourouq puis exportée à la TRAPSA.*
- *L'eau sera mélangée à celle de Chourouq pour traitement et par la suite injection.*
- *Le gaz produit sera valorisé :*
 - ⇒ *En partie pour l'autoconsommation à l'AGP ;*
 - ⇒ *Le reliquat de gaz vendu à la STEG à travers le gazoduc 16" d'Oued Zar.*

3- Budget

Le budget réservé au projet Anaguid Est est de l'ordre de 50,52 MM USD.

4- Planning

Les différents jalons dudit projet sont les suivants:

Key Milestones	Dates
'First well hooked up to AGP'	28/12/2015
'Trunkline & receiving Facilities Mechanical completion'	April 2016
'TRL & WRF ready for HC introduction'	May 2016
'AGP(schlumberger) Ready for HC introduction'	May 2016
'Wellsite & Flowlines Construction finalized'	May 2016
'Work over Rig Mobilization'	May 2016
'Workover campaign finalized'	July 2016

5- Principaux évènements et avancement durant 2015

↳ Construction de la station de collecte/traitement (AGP) près du site Ameni-1 :

- Les équipements de l'AGP ont été commandés.
- Les études HAZID/HAZOP/SIL ont été effectuées.
- Les travaux de construction ont commencé.
- Les travaux de génie civil ont été accomplis à raison de **60%**.

↳ Mise en place de 52 km de pipelines multiphasiques (8") pour le transport du mélange liquide/gaz de l'AGP vers WAHA CPF pour traitement :

- La pose pipeline, la soudure, les tests non destructifs (NDT), la protection cathodique, l'hydro-test du 'trunkline', les travaux génie civil reliés ainsi que les 'Factory Accept Test' des 'Long Lead Item' sont accomplis à **100%**.
- Les travaux mécaniques ont été réalisés à raison de **25%**.
- Les travaux électriques ont été effectués à hauteur de **21%**.

↳ Raccordement des puits à l'AGP :

- Ingénierie de détail accomplie à **100%**.
- Soudure des 'flowlines' réalisée à raison de **40%**.
- Préfabrication en usine à hauteur de **10%**.

E- PROJET BIR BEN TARTAR (BBT)

1- Introduction

La concession Bir Ben Tartar (BBT) est issue du permis d'exploration Sud Remada. Elle est située au sud tunisien à environ 105 km au sud-est de Tataouine et régie par un contrat de partage de production où ETAP est titulaire et MEDCO est l'entrepreneur/opérateur. Le champ produit de l'huile avec du gaz associé.

2- Développement

Les puits de BBT assurent la production du champ à travers:

- > Un permanent centre de traitement de fluide (CPF) pour onze (11) puits.
- > Des équipements loués 'Single Well Battery' (SWB) pour sept (7) puits.

La production totale jusqu'au 31 décembre 2015 s'élève à 627 264 barils (1700 b/j).

Le transport de l'huile se fait par camions citernes jusqu'au terminal de la Skhira.

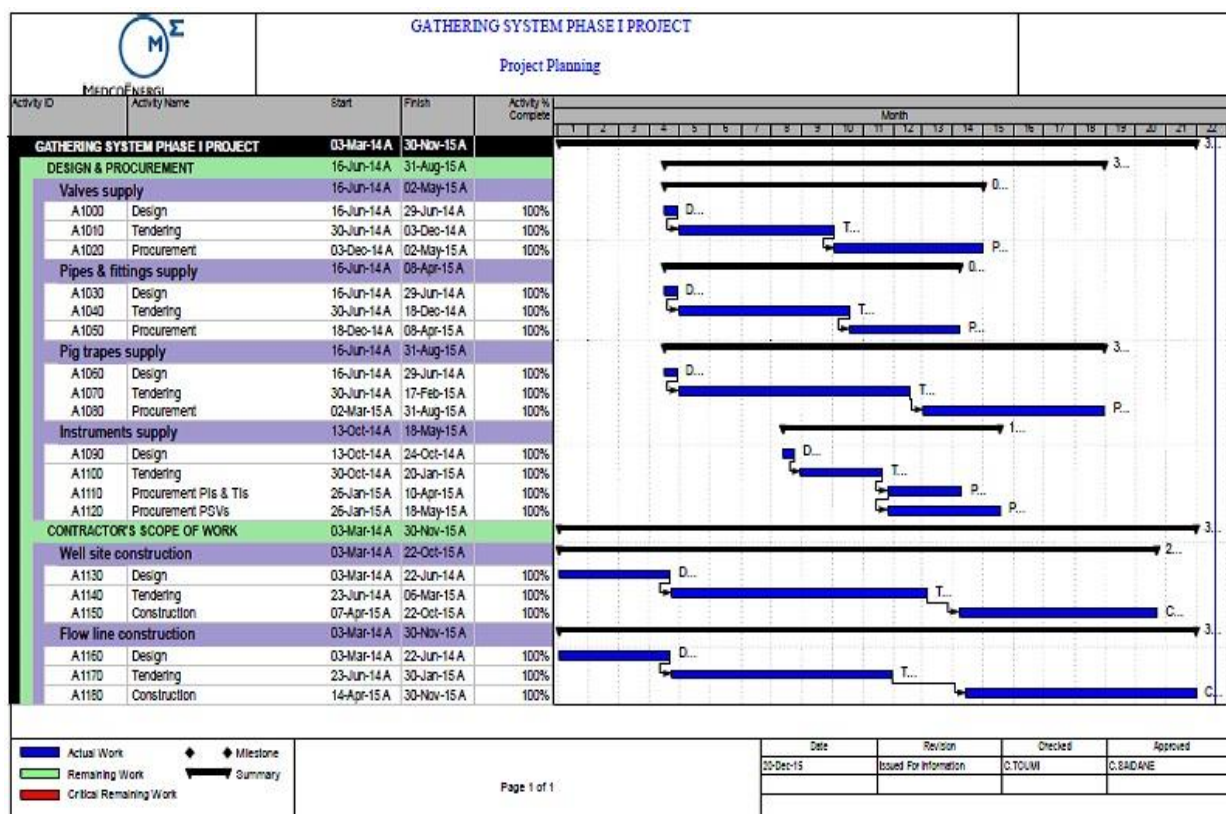
3- Projet : Système de collecte d'huile phase I (Oil Gathering System : OGS)

3. a- Budget :

Un budget de l'ordre de 3,75 MM\$ a été alloué pour le projet OGS phase I. Ce budget couvre l'achat et la construction des packages suivants : Pipes et Raccords 'Pipes & fittings', vanneries, support des pipes 'pipe rack', plateau de câble et câble de traction 'cable tray and cable pulling' et instruments.

3. b- Planning :

Le plan d'exécution du projet en question est détaillé au niveau du tableau ci-dessous:



3. c- Etat d'avancement :

↳ Le projet d'OGS phase I a commencé en février 2015 et a pris fin en décembre 2015.

Notons qu'il y'avait un retard de deux (2) mois par rapport au plan prévu qui est imputable à un problème technique (résolution de quelque 'Punch List' par le contractant).

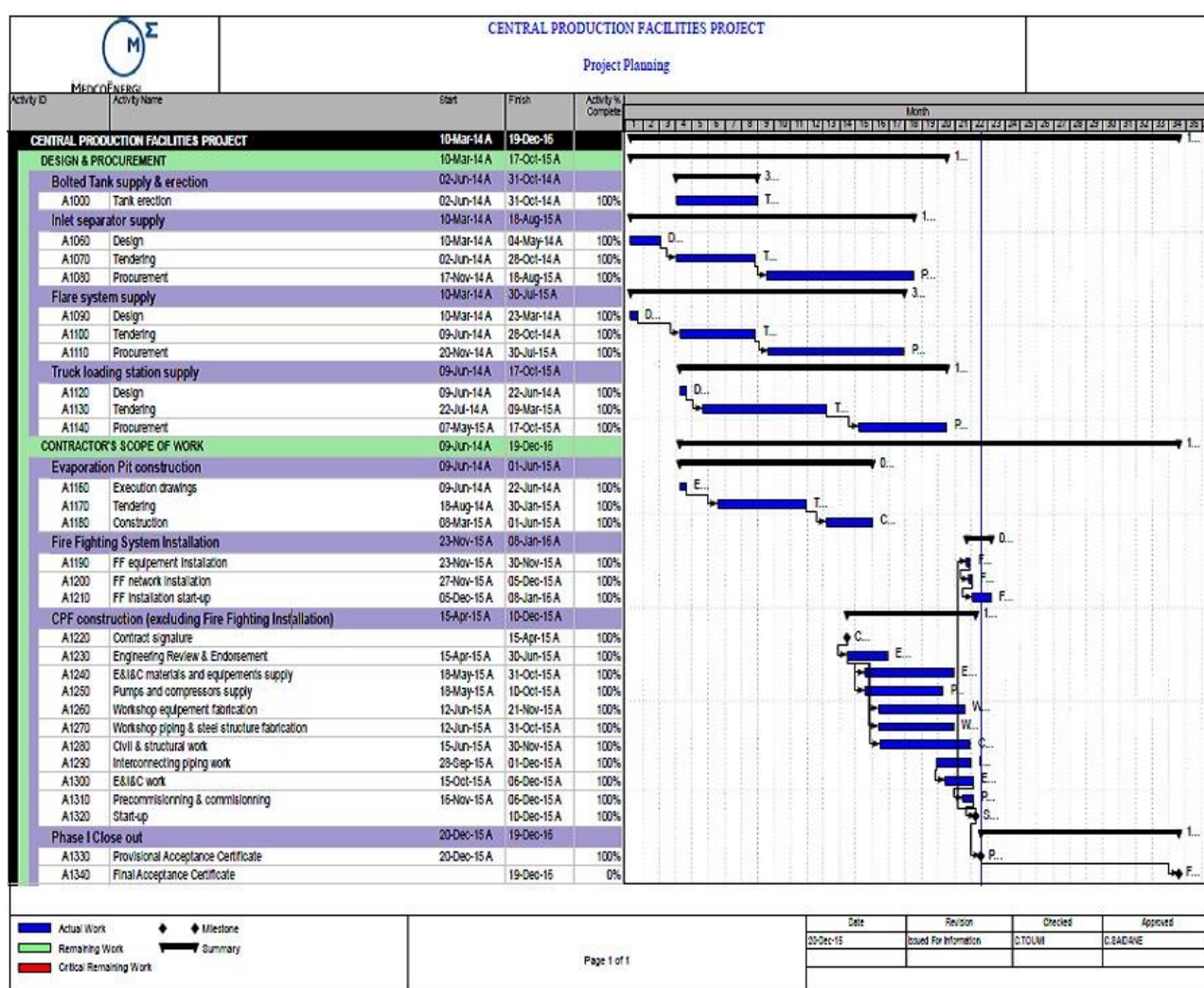
4- Projet : Centre de traitement fluide (Central Production Facilities : CPF)

4. a- Budget du projet CPF :

Un budget de l'ordre de 5,5 MM\$ a été affecté pour le projet CPF.

4. b- Planning :

Le plan d'exécution du projet CPF est détaillé au tableau suivant :



4.c- Etat d'avancement du projet CPF :

↳ Le projet CPF a commencé en Janvier 2014 et a pris fin en décembre 2015.

Il est à signaler qu'il y'avait un retard d'un (1) mois lors de l'exécution du projet qui est dû à un problème logistique (mobilisation du contractant au site).

5- Principaux évènements durant 2015

- ↗ *Construction, installation et démarrage du reste du projet centre de traitement de fluide (CPF).*
- ↗ *Connexion de onze (11) puits au CPF (Oil Gathering System phase I: OGS phase I).*
- ↗ *Lancement de la consultation pour la connexion de sept (7) autres puits (Oil Gathering System phase II).*
- ↗ *Préparation de la campagne de forage de dix (10) puits pour 2016.*
- ↗ *Préparation de la consultation du projet Camp et services associés.*
- ↗ *Lancement et dépouillement du projet du traitement de boue de forage.*
- ↗ *Construction d'une fosse d'évaporation pour le traitement d'eau de production.*
- ↗ *Construction d'une clôture aux alentours de la zone de CPF.*
- ↗ *Etude et consultation du projet d'activation de huit puits pour 2016.*
- ↗ *'Work over' (installation de «sucker rod pump») pour le puits TT-3.*
- ↗ *'Work over' (reperforation) pour le puits TT-5.*
- ↗ *'Work over' (scale investigation) pour le puits TT-14.*
- ↗ *'Work over' (jet pump fishing) pour le puits TT-19.*



ENTREPRISE TUNISIENNE D'ACTIVITES PETROLIERES

SECTION 1. SITUATION ENERGETIQUE

- Situation Energétique à l'Echelle Internationale & Nationale

SECTION 2. ACTIVITES CONTRATS & CONVENTIONS

- Accords Pétroliers

SECTION 3. ACTIVITES TECHNIQUES

- Exploration
- Développement
- Production
- Operating

SECTION 4. ACTIVITES COMMERCIALES

- Commercialisation

SECTION 5. ACTIVITES AUDIT DES CONCESSIONS

SECTION 6. ACTIVITES SOCIETALE & ENVIRONNEMENTALE

- Responsabilité Sociétale de l'Entreprise (RSE)
- Santé, Sécurité et Environnement (HSE)

SECTION 7. ACTIVITES SUPPORTS

I. SUPPORTS TECHNIQUES

- Services
- Etudes Exploration

II. SUPPORTS DE GESTION

- Ressources Humaines & Aff. Générales
- Informatique

SECTION 8. ANNEXES

PRODUCTION

A- PRODUCTION DE PETROLE BRUT ET CONDENSAT

La production de pétrole brut et condensat des concessions ETAP a atteint 1,774 million TM (13 739 160 barils) en 2015 contre 1,977 millions TM, soit l'équivalent de 15 315 359 barils, en 2014, affichant ainsi une régression de 10,3%, due essentiellement au déclin naturel de la production des champs suivants : Hasdrubal (-18%), MLD (-20%), Adam (-19%), Bir Ben Tartar (-28%), Chourouq (-18%), Oued Zar (-18%), Anaguid Est (-62%), Hajeb/Guebiba (-16%), Ezzaouia (-22%) et Franig (-51%).

L'écart négatif enregistré en 2015 par rapport à 2014 est dû, en plus du déclin naturel de la plupart des champs, aux faits suivants :

- Mauvaises performances des compresseurs gaz lift au champ Ashtart.*
- Retards du forage des puits SLK#14 et EZZ#19.*
- Pannes des pompes de fond des champs Mazrane et Guebiba.*
- Fermetures des puits Ameni#2 et Maha#1 du champ Anaguid Est suite aux fréquents problèmes techniques.*
- Arrêts du puits Ameni#1 ainsi que des champs Franig et Chergui pour des raisons de revendications sociales.*

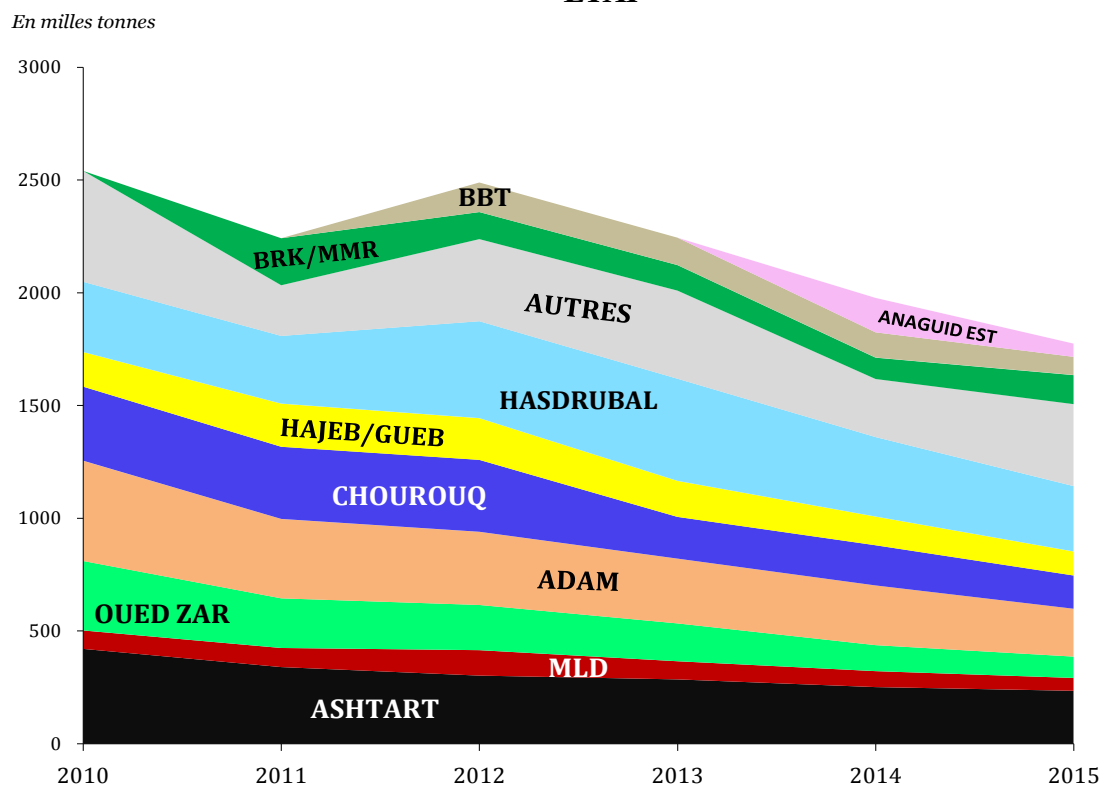
Il convient de noter qu'en 2015, la production nationale de pétrole brut et condensat a été de l'ordre de 2,31 millions TM (17,898 millions de barils).

La production de pétrole des concessions ETAP arrêtée à fin décembre 2015 représente 76,8% de la production nationale contre 77,7% en 2014.

B- PRODUCTION DE GPL CHAMPS

La production de GPL champs des concessions ETAP a enregistré une baisse d'environ 10% passant de 162,723 mille TM en 2014 à 146,872 mille tonnes métriques en 2015 suite à la diminution de la production des champs : Hasdrubal (-13%), Franig (-40%) et Baraka (-68%).

Fig.7 Production de brut et condensat des concessions ETAP



NB. AUTRES : Baguel/Tarfa, Cercina/C. Sud, Sabria, El Ain, Sidi El Kilani, Franig, Ezzaouia, Rhemoura, Chargui, Mazrane et Dorra.

Fig.8 Production nationale de brut et condensat

En milles Tonnes

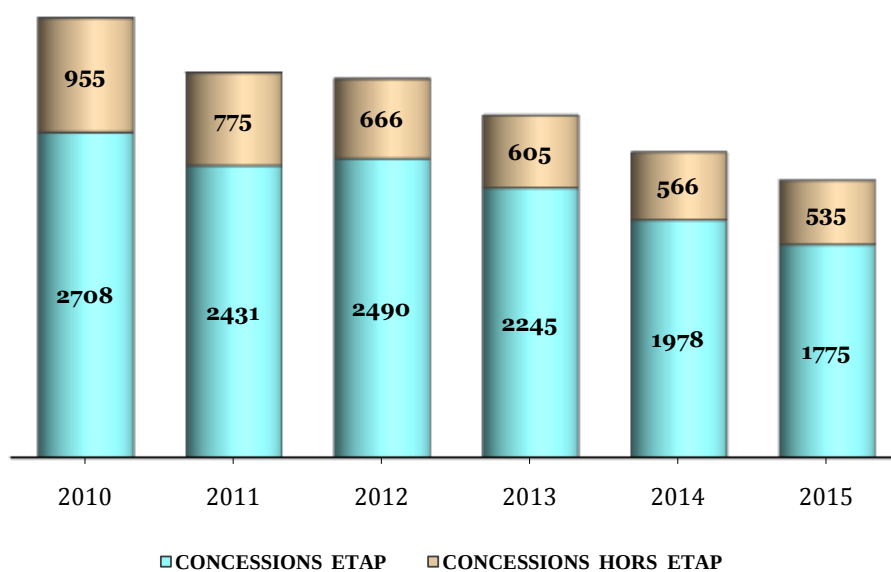
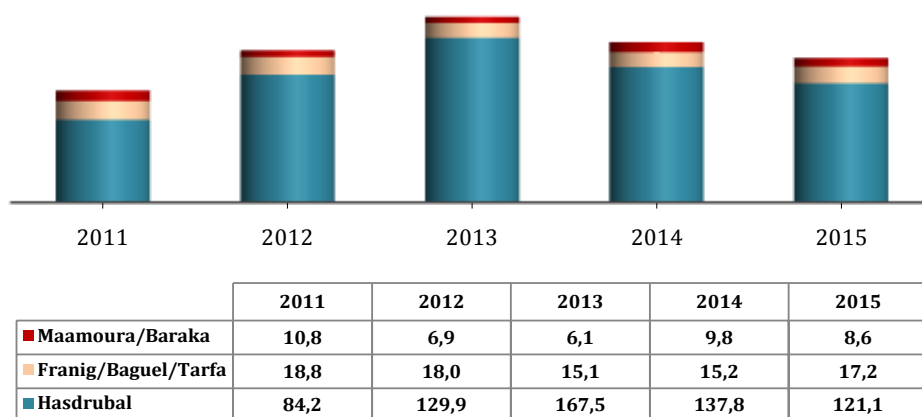


Fig.9 Production de GPL des concessions ETAP

Mille Tonnes



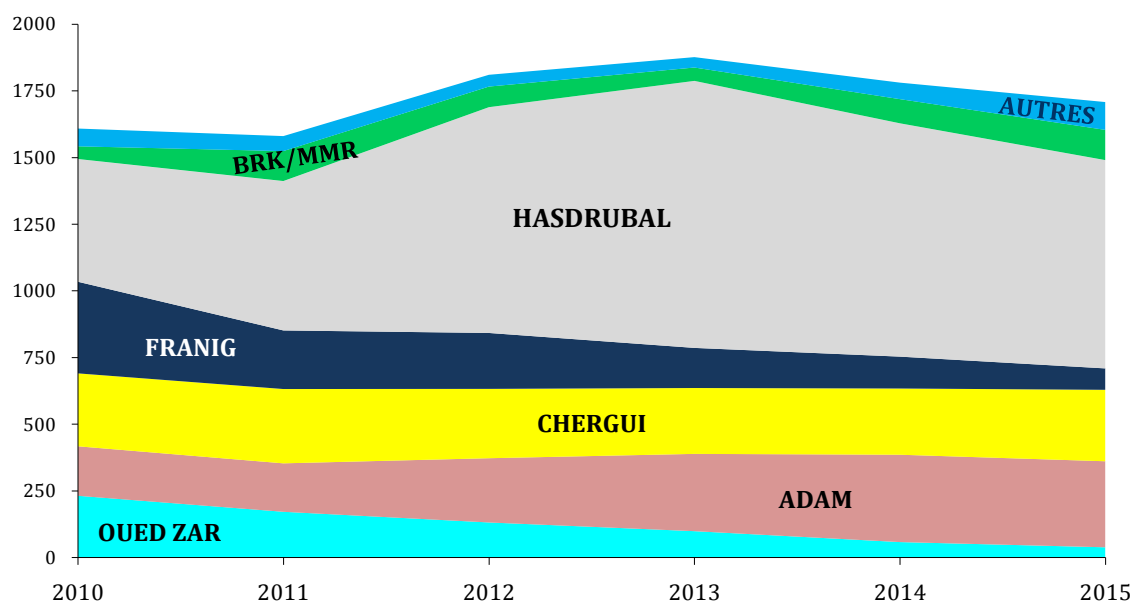
C- PRODUCTION DE GAZ NATUREL

La production de gaz des concessions ETAP a atteint 1,708 million de tep en 2015 (1644,842 millions Nm³) contre 1,781 million de tep (1708,203 millions Nm³) en 2014, soit une diminution de 4%. Cette baisse s'explique par le déclin de la production des gisements: Hasdrubal (-11%), Oued Zar (-32%), Baraka (-54%) et Franig (-33%).

Les quantités de gaz commercial, en pouvoir calorifique supérieur (PCS), des concessions ETAP arrêtées à la fin du mois de décembre 2015 représentent 65,6% de la production nationale (2,546 millions de Tep) contre 66% en 2014.

Fig.10 Production de gaz commercial des concessions ETAP

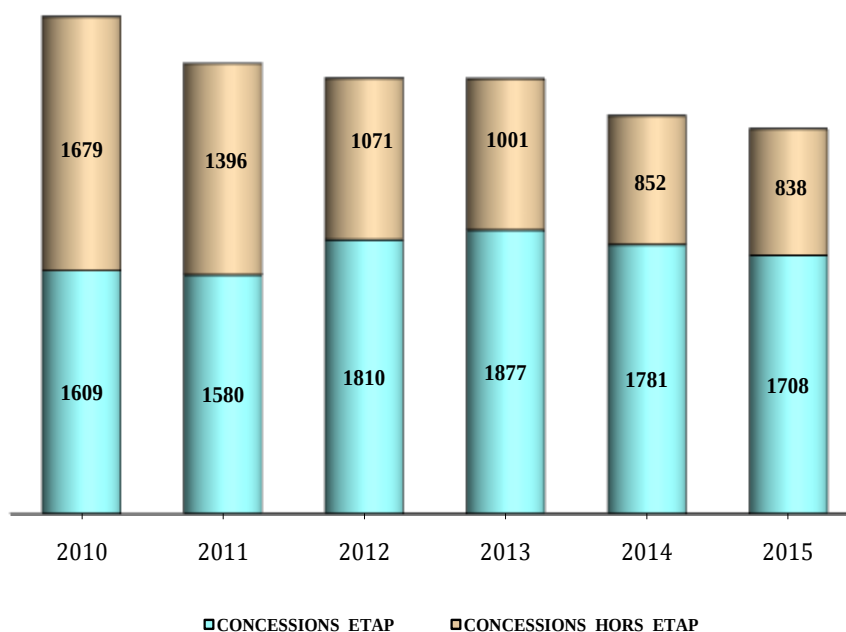
Mille Tep-PCS



NB. AUTRES : Baguel/Tarfa, Sabria, Djebel Grouz et Chourouq.

Fig.11 Production nationale de gaz commercial

Mille Tep-PCS



D- FORAGE DE PUITS DE DEVELOPPEMENT

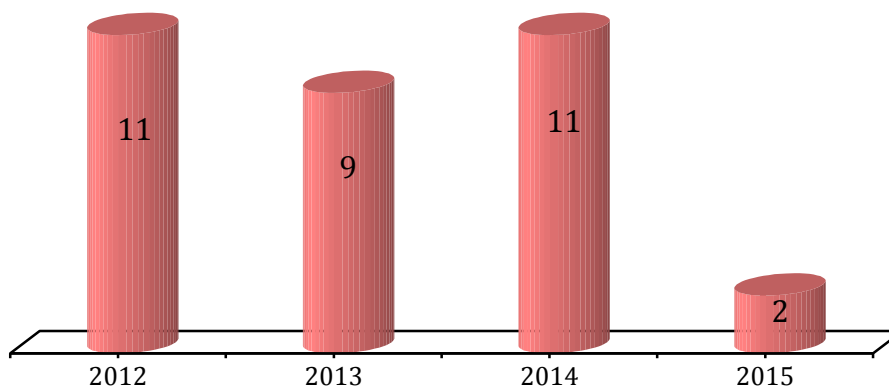
1- Achèvement de trois (3) puits de développement démarrés en 2014 :

Puits	Concession	Prof. (m)	Période de Forage	Résultats
Sabria 13 (Win#13)	Sabria	3781 m	10-12-2014 16-03-2015	Mise en production le 06/05/2015. Débit huile : 140 b/j.
GUB# 12	HAJEB/ GUEBIBA	3310 m	12-11-2014 01-02-2015	Mise en production le 26/03/2015. Débit initial huile : 200 b/j. Puits fermé depuis 08/06/2015.
Tarfa# 03	BAGUEL/ TARFA	2351 m	28-11-2014 01-01-2015	Mise en production le 14/01/2015. Débit initial huile : 4000 b/j.

2- Forage de deux (2) puits de développement en 2015 (contre 11 en 2014) :

Puits	Concession	Prof. (m)	Période de Forage	Résultats
GUB# 14	HAJEB/ GUEBIBA	3350 m	22-02-2015 31-03-2015	• Puits fermé du 20/05/2015 au 16/06/2015 pour remonter la pression (Build up). • Récup de 246 baril d'huile le 16/06/2015 et fermeture le 29/06/2015 suite à un problème au niveau de la pompe de fond.
SLK# 14	SLK	1207 m	18-12-2015 ----	Forage en cours.

Fig.12 Forage de puits de développement



Champ Sidi El Kilani



ENTREPRISE TUNISIENNE D'ACTIVITES PETROLIERES

SECTION 1. SITUATION ENERGETIQUE

- Situation Energétique à l'Echelle Internationale & Nationale

SECTION 2. ACTIVITES CONTRATS & CONVENTIONS

- Accords Pétroliers

SECTION 3. ACTIVITES TECHNIQUES

- Exploration
- Développement
- Production
- Operating

SECTION 4. ACTIVITES COMMERCIALES

- Commercialisation

SECTION 5. ACTIVITES AUDIT DES CONCESSIONS

SECTION 6. ACTIVITES SOCIETALE & ENVIRONNEMENTALE

- Responsabilité Sociétale de l'Entreprise (RSE)
- Santé, Sécurité et Environnement (HSE)

SECTION 7. ACTIVITES SUPPORTS

I. SUPPORTS TECHNIQUES

- Services
- Etudes Exploration

II. SUPPORTS DE GESTION

- Ressources Humaines & Aff. Générales
- Informatique

SECTION 8. ANNEXES

OPERATING DES CHAMPS

Durant l'année 2015, l'activité operating s'est focalisée essentiellement sur les permis Nord des Chotts et Chaal.

A- ACTIVITES SUR LE PERMIS NORD DES CHOTTS

1- Présentation

Il est à rappeler que le permis Nord des Chotts est un permis de recherche situé au sud-ouest de la Tunisie, occupant une superficie de 3894 km².

Il est régi par un contrat de type contrat d'association et détenu par ETAP à raison de 70% comme opérateur et NUMHYD (30%) en tant que partenaire. Il est en période de premier (1^{er}) renouvellement avec comme engagement un (01) forage d'exploration.

2- Activités durant 2015

Après l'obtention d'une extension de 24 mois (jusqu'à 27 mars 2017) pour la réalisation du programme contractuel, l'ETAP devrait durant cette période se charger du forage du puits d'obligation KB-2 avec comme objectif le réservoir F2B du Vraconien ainsi que celui du Serdj de l'Aptien.

La décision d'aller explorer la structure de surface de Jbel Kébir par un nouveau puits d'exploration était dictée par la faible prospectivité du permis Nord des chotts au niveau de sa partie méridionale concernant l'objectif Crétacé inférieur (formation Serdj).

En effet, l'opportunité d'explorer cet objectif ne peut plus être justifiée que dans la province septentrionale du permis (zone de Fériana).

Les coordonnées du puits ont été fixées d'un commun accord entre l'ETAP et NYMHYD. En vue de valoriser certains objectifs profonds, un programme de retraitement sismique a été également programmé.

La Direction Operating des Champs envisage l'amélioration de la sismique 2D existante (environ 500 km) par un retraitement ciblant la frange du Jurassique et permettant d'homogénéiser les données des deux campagnes existantes (ENCo1 et GSB).

A signaler que ce projet de retraitement n'est envisageable qu'une fois un test de retraitement sismique sur une portion d'environ 20 km ait eu lieu.

Concernant la réalisation du forage KB-2, une équipe pluridisciplinaire prendra en charge prochainement toutes les phases d'élaboration du projet de forage.

Il est prévu que les opérations de forage débuteraient à la fin du troisième trimestre 2016.

Entre temps, un rapport d'implantation a été préparé. Il englobe les deux volets à savoir géologique et forage (Design du puits). Ce rapport a été effectué par l'équipe DOC (partie G&G) et le département forage de l'ETAP (DOP).

B- ACTIVITES SUR LE PERMIS CHAAL

1- Présentation

Il est à rappeler que le permis Chaal est situé en Tunisie du Centre-est (Délégation de Bir Ali Ben Khelifa, Gouvernorat de Sfax) et couvre une superficie d'environ 1200 km².

Le programme de travaux de la période initiale (fixée à 5 ans) devrait correspondre à la reprise du forage en déviation du puits d'exploration "Chaal-1", avec un investissement estimé à huit millions de dollars à financer par l'ETAP.

2- Activités durant 2015

Dans le but de tirer profit des potentialités offertes et de tracer les lignes directrices pour développer la structure de Bir Ali Ben Khelifa, qui présente un potentiel gazier respectable, l'ETAP devrait assoir la stratégie la plus appropriée pour développer ce gisement tout en minimisant les risques.

L'ETAP a décidé de réaliser une acquisition sismique 3D comme première étape, avant d'adopter le programme de forage conséquent. Ce programme devrait correspondre soit, à la reprise en déviation de l'ancien forage Chaal-1, soit au forage d'un nouveau puits d'exploration.

Cette décision est justifiée par le fait que la couverture sismique est une sismique 2D ancienne présentant un maillage très lâche (faible densité) et aboutissant à des données sismiques de qualité moyenne à médiocre.

L'interprétation sismique de la structure de Bir Ali Ben Khelifa réalisée par les différents partenaires (ETAP : 1998, 2011 et CANDAX en 2005), a abouti à des cartes structurales différentes. Les estimations des ressources en place par les différentes parties montrent des écarts importants.

Afin de réduire le risque d'exploration de cette structure, l'ETAP a opté pour la réalisation d'une acquisition sismique 3D d'environ 150 km² à travers le recours à un Appel d'Offres International (AOI). Cette acquisition sismique va être effectuée par ETAP.

Dans le même cadre (projet d'acquisition sismique 3D), l'ETAP a lancé, en 2015, un deuxième AOI pour engager un ingénieur QC ainsi qu'une consultation pour la réalisation d'une étude d'impact sur l'environnement (EIE).

La campagne d'acquisition sismique devrait commencer au troisième trimestre de l'année 2016. Cette phase d'acquisition sera suivie par la phase traitement des données, interprétation et prise de décision (réalisation d'un "side track" de l'ancien puits Chaal-1 ou forage d'un nouveau puits d'exploration).



Champ Chaal



ENTREPRISE TUNISIENNE D'ACTIVITES PETROLIERES

SECTION 1. SITUATION ENERGETIQUE

- Situation Energétique à l'Echelle Internationale & Nationale

SECTION 2. ACTIVITES CONTRATS & CONVENTIONS

- Accords Pétroliers

SECTION 3. ACTIVITES TECHNIQUES

- Exploration
- Développement
- Production
- Operating

SECTION 4. ACTIVITES COMMERCIALES

- Commercialisation

SECTION 5. ACTIVITES AUDIT DES CONCESSIONS

SECTION 6. ACTIVITES SOCIETALE & ENVIRONNEMENTALE

- Responsabilité Sociétale de l'Entreprise (RSE)
- Santé, Sécurité et Environnement (HSE)

SECTION 7. ACTIVITES SUPPORTS

I. SUPPORTS TECHNIQUES

- Services
- Etudes Exploration

II. SUPPORTS DE GESTION

- Ressources Humaines & Aff. Générales
- Informatique

SECTION 8. ANNEXES

A- EXPORTATIONS

1- Pétrole brut & Condensat (Miskar/Hasdrubal)

Courant l'année 2015, ETAP a exporté 1,050 million TM de pétrole brut et condensat mélange Miskar/Hasdrubal d'une valeur de 420 millions USD, soit une baisse de 195 mille TM en quantité et 526 millions USD en valeur par rapport à 2014. Cette diminution est expliquée essentiellement par la réduction de la production de la plupart des champs tunisiens d'une part, et la chute spectaculaire des prix mondiaux du Brent, d'autre part. La moyenne des prix à l'exportation du brut & condensat M/H en 2015 a été de 51,293 US\$/baril contre une moyenne de 97,764 US\$/bbl en 2014 (déclin de l'ordre de 46,47 US\$/bbl).

Par ailleurs, l'année 2015 a été marquée par l'absence d'exportations de pétrole brut Didon à cause du niveau très faible de production de cette concession.

En ce qui concerne le pétrole brut Ezzaouia Mélange, l'ETAP a exporté une cargaison en mode C&F à bord du Sichem Manila, qui a servi pour son stockage lors des travaux de réparation du Tank par MARETAP.



Navire pétrolier Sichem Manila

Les exportations de pétrole brut et condensat Miskar/Hasdrubal au cours de l'année 2015 sont résumées au tableau suivant :

QUALITE	QUANTITE TM	QUANTITE BBL	PRIX US\$/BBL	MONTANT US\$
Zarzaitine Mélange	636 461,079	4 987 546,000	51,938	259 041 936,28
Ashtart	124 588,453	896 769,000	53,420	47 905 053,18
Rhemoura Mélange	124 495,436	907 618,000	48,789	44 282 079,19
Ezzaouia Mélange	28 377,741	221 627,000	46,510	10 307 879,77
Didon	0,000	0,000	0,000	0,00
TOTAL PETROLE BRUT	913 922,709	7 013 560,000	51,548	361 536 948,41
Condensat Miskar & Hasdrubal	135 770,980	1 174 096,000	49,769	58 433 347,61
TOTAL	1 049 693,689	8 187 656,000	51,293	419 970 296,02

2- Produits pétroliers

Durant l'année 2015, ETAP a exporté 47 mille TM de Propane Hasdrubal pour une valeur de 14,5 millions USD, soit une baisse de 3,5 mille TM en quantité et 19,3 millions USD en valeur par rapport à 2014.

Il est à noter que le Propane Hasdrubal est exporté à partir du port de Gabès conjointement avec BGT conformément à un contrat annuel.

Par ailleurs, ETAP a exporté, en 2015, 19 mille TM de condensat Gabès pour le compte de la STEG pour une valeur de 8 millions USD. Ces exportations ont enregistré une baisse de 14,23 mille TM en quantité et 17,6 millions USD en valeur par rapport à 2014.

Il est à signaler qu'une cargaison de 5 mille TM a été programmée conformément au contrat, qui prend fin le 31/12/2015, mais l'enlèvement a été réalisé le 01/01/2016. Ainsi cette quantité sera comptabilisée en 2016.

Exportations de produits pétroliers

QUALITE	QUANTITE TM	PRIX US\$/TM	MONTANT US\$
<i>Propane Hasdrubal</i>	<i>46 973,887</i>	<i>308,638</i>	<i>14 497 922,67</i>
<i>Condensat Gabès</i>	<i>19 294,729</i>	<i>428,986</i>	<i>8 277 166,52</i>

B- IMPORTATIONS ET ACHATS AUPRÈS DES PARTENAIRES

L'année 2015 a été marquée par le transfert des activités d'importation de pétrole brut à la STIR et de gaz naturel à la STEG.

1- Importation de pétrole brut

Suite à la décision du Conseil Ministériel, les activités d'importation de pétrole brut ont été transférées à la STIR depuis le 1^{er} janvier 2015.

2- Importation de gaz naturel algérien

Conformément à la lettre de Monsieur le Ministre de l'Industrie, de l'Energie et des Mines en date du 19 mars 2015, ETAP a continué à importer le gaz naturel algérien jusqu'à la mise au point de toutes les procédures nécessaires. A partir du 01/07/2015, les importations du gaz naturel algérien ont été transférées à la STEG.

Courant le premier semestre 2015, ETAP a importé pour le compte de la STEG 1,096 million TEP de gaz algérien pour une valeur FOB de l'ordre de 417,62 millions USD.

Importations de gaz naturel

	QUANTITE TEP	PRIX US\$/TEP	MONTANT FOB USD
<i>Gaz Naturel algérien</i>	<i>1 095 795,343</i>	<i>381,109</i>	<i>417 617 880,43</i>

3- Achats de brut auprès des partenaires

En 2015, l'ETAP a acheté auprès des partenaires 29,5 mille TM de pétrole brut pour une valeur de 8,5 millions USD dont 4,5 millions USD sont payables en US dollar et 4 millions USD payables en équivalent dinar tunisien.

C- CESSIONS LOCALES

1- STIR

a- Pétrole brut

Durant 2015, ETAP a cédé à la STIR 451 mille TM de pétrole brut tunisien qui sont répartis en 364 mille TM de pétrole brut Zarzaitine Mélange, 86 mille TM de pétrole brut Maâmoura/Baraka et 1 mille TM de pétrole brut Beni Khalled et ce, pour une valeur globale de 186 millions US\$.

La facturation de brut tunisien (Zarzaitine mélange, Beni Khalled et Maâmoura & Baraka) est provisoire (*) depuis janvier 2015.

b- GPL

Dans le cadre de l'approvisionnement de la STIR en GPL, ETAP a livré, en 2015, à la STIR du Butane Hasdrubal, du GPL Maâmoura/Baraka et exceptionnellement du Propane Hasdrubal.

Les ventes de GPL à la STIR, courant l'année 2015, sont ventilées comme suit :

Cessions de GPL à la STIR

QUALITE	QUANTITE TM	PRIX USD/TM	MONTANT USD
Butane Hasdrubal	30 586,140	455,029	13 917 595,52
Propane Hasdrubal	963,649	305,430	294 326,95
GPL Maâmoura/Baraka	5 408,413	460,744	2 491 895,55
TOTAL	36 958,202	451,965	16 703 818,02

2- STEG

a- Gaz Naturel tunisien

En 2015, ETAP a vendu à la STEG (en plus de 1,096 million TEP de gaz algérien) 870 mille TEP de gaz tunisien, provenant des champs Adam, Oued Zar, Djebel Grouz, Maâmoura/Baraka, Sabria, Baguel, Franig, Hasdrubal, Chergui et Chourouq, et ce pour une valeur de 230 millions USD (baisse de 188 millions US\$ par rapport à 2014).

(*) En attente de l'établissement du contrat avec la STIR.

b- Gaz pseudo-liquide Baguel/Franig

Les quantités de GPL Baguel & Franig cédées à la STEG durant 2015 ont été de 8,6 mille tonnes pour une valeur de 2,36 millions US\$, soit l'équivalent de 4,645 millions DT, contre 7,62 mille tonnes en 2014 d'une valeur de 3,85 millions US\$ (6,486 millions DT).

3- Utique Gaz

Les livraisons de CO2 à la société Utique Gaz courant les années 2014 et 2015 ont été respectivement de 19 751 tonnes et de 19 045 tonnes pour des valeurs respectives de 2,868 millions DT et 2,785 millions DT.



Terminal la Skhira



ENTREPRISE TUNISIENNE D'ACTIVITES PETROLIERES

SECTION 1. SITUATION ENERGETIQUE

- Situation Energétique à l'Echelle Internationale & Nationale

SECTION 2. ACTIVITES CONTRATS & CONVENTIONS

- Accords Pétroliers

SECTION 3. ACTIVITES TECHNIQUES

- Exploration
- Développement
- Production
- Operating

SECTION 4. ACTIVITES COMMERCIALES

- Commercialisation

SECTION 5. ACTIVITES AUDIT DES CONCESSIONS

SECTION 6. ACTIVITES SOCIETALE & ENVIRONNEMENTALE

- Responsabilité Sociétale de l'Entreprise (RSE)
- Santé, Sécurité et Environnement (HSE)

SECTION 7. ACTIVITES SUPPORTS

I. SUPPORTS TECHNIQUES

- Services
- Etudes Exploration

II. SUPPORTS DE GESTION

- Ressources Humaines & Aff. Générales
- Informatique

SECTION 8. ANNEXES

AUDIT DES CONCESSIONS

En 2015, l'activité audit des concessions s'est articulée autour de cinq grands axes, notamment :

A- LES MISSIONS D'AUDIT DES DEPENSES FACTUREES PAR LES OPERATEURS SUR PERMIS ET CONCESSIONS

- 1-** Réalisation des travaux d'audit des dépenses de développement et d'exploitation des concessions gérées par ENI au titre des années 2011 et 2012, à savoir les concessions Adam, Oued Zar, Djebel Grouz, Baraka et Maâmoura, ainsi que l'audit des dépenses d'exploration sur la concession Adam. L'enveloppe auditée s'élève à 303 256 945,63 US\$ pour les concessions onshore (Adam, Oued Zar et Djebel Grouz) et à 102 827 400,86 US\$ pour les concessions offshore (Baraka et Maâmoura). Les rapports d'audit seront finalisés en 2016.
- 2-** Reprise des travaux d'audit des dépenses de développement des concessions Baraka et Maâmoura des années 2008, 2009 et 2010 ainsi que celles de l'exploration sur la concession Baraka et ce, suite à une invitation de l'opérateur (ENI) qui a présenté les supports justificatifs nécessaires (pièces comptables et contrats) relatifs aux développements des concessions Baraka & Maâmoura. L'enveloppe globale vérifiée a totalisé 770 350 400,58 US\$ et le rapport d'audit a été finalisé en 2015.
- 3-** Réalisation des travaux d'audit des dépenses de développement et d'exploitation de la concession Chergui facturées par l'opérateur PETROFAC au titre des années 2011, 2012 et 2013 pour les montants de 85 093 391,879 DT et 37 527 570,96 US\$. Le rapport d'audit a été finalisé en 2015.
- 4-** Réalisation des travaux d'audit des dépenses de développement et d'exploitation des concessions Chourouq et Dorra facturées par l'opérateur OMV au titre des années 2011, 2012 et 2013, ainsi que l'audit des dépenses de test de longue durée de la concession Anaguid Est pour la période allant de septembre 2012 à septembre 2014. L'enveloppe auditée s'élève à 177 318 720,493 DT et 71 103 421,68 US\$.
- 5-** Réalisation des travaux d'audit des dépenses de développement et d'exploitation de la concession Bir Ben Tartar facturées au titre des années 2012, 2013 et 2014 pour un total de 188 157 325,10 US\$. La mission d'audit est en cours de réalisation, elle sera clôturée au début de l'année 2016.

B- LES MISSIONS D'AUDIT DES DEPENSES REALISEES POUR LE COMPTE DE LA DIRECTION GENERALE DE L'ENERGIE

Revue avec la Direction Projet de l'ETAP des points techniques soulevés lors de l'audit des dépenses des installations totales de GPL (Hasdrubal) correspondant à la période allant de décembre 2006 à juillet 2013 et rédaction du rapport d'audit.

C- DISCUSSION DES RAPPORTS D'AUDIT

1- Concession Chergui : les discussions du rapport d'audit des dépenses de développement et d'exploitation engagées sur la concession au titre des exercices 2008, 2009 et 2010 avec l'opérateur PETROFAC, ont débuté en décembre 2014. Les documentations techniques et les justificatifs complémentaires fournis par l'opérateur ont été examinés par les auditeurs de l'ETAP.

2- Concessions Baraka & Maâmoura : discussions avec l'opérateur ENI du rapport d'audit des dépenses de développement et d'exploitation engagées sur les concessions Baraka et Maâmoura pour les exercices 2008, 2009 et 2010, et ce après la réponse d'ENI au rapport de l'ETAP.

Des réunions de travail ont eu lieu à ETAP, depuis mai 2015, pour l'examen du complément d'information et des justificatifs.

3- SUIVI DU DOSSIER D'ARBITRAGE OPPOSANT L'OPERATEUR LUNDIN A L'ETAT TUNISIEN

Il est à signaler que ce litige touche aussi bien le non-remboursement par ETAP des frais d'exploration de la concession Oudna, que le non-paiement des fonds appelés.

4- ACTIVITES SUPPORTS

- Coordination des missions d'inventaire physique des stocks et du brut des concessions au titre de l'année 2015.
- Participation à l'examen des marchés des concessions soumis à l'ETAP pour approbation.
- Participation à la vérification du rapport fiscal ainsi que celui de partage de production (cas des contrats de partage de production).



ENTREPRISE TUNISIENNE D'ACTIVITES PETROLIERES

SECTION 1. SITUATION ENERGETIQUE

- Situation Energétique à l'Echelle Internationale & Nationale

SECTION 2. ACTIVITES CONTRATS & CONVENTIONS

- Accords Pétroliers

SECTION 3. ACTIVITES TECHNIQUES

- Exploration
- Développement
- Production
- Operating

SECTION 4. ACTIVITES COMMERCIALES

- Commercialisation

SECTION 5. ACTIVITES AUDIT DES CONCESSIONS

SECTION 6. ACTIVITES SOCIETALE & ENVIRONNEMENTALE

- Responsabilité Sociétale de l'Entreprise (RSE)
- Santé, Sécurité et Environnement (HSE)

SECTION 7. ACTIVITES SUPPORTS

I. SUPPORTS TECHNIQUES

- Services
- Etudes Exploration

II. SUPPORTS DE GESTION

- Ressources Humaines & Aff. Générales
- Informatique

SECTION 8. ANNEXES

A- PROGRAMME RSE TATAOUINE

L'ETAP a signé le 06 mai 2015 une Charte de Responsabilité Sociétale d'Entreprise (RSE Tataouine) avec ses partenaires ENI, MEDCO Energi et OMV pour une durée de 3 ans. Un plan d'actions triennal a été élaboré par un bureau d'études externe. Le budget total estimatif alloué s'élève à 11,640 millions de dinars (soit 3,9 millions dinars par an).

Le programme RSE Tataouine a commencé effectivement en juin 2015. Il a pour objectif de contribuer aux efforts de développement et d'amélioration des conditions de vie de la population dans le Gouvernorat de Tataouine, et ce à travers la création d'un consortium (ETAP, ENI, MEDCO, OMV) coordonné par l'ETAP.

Les partenaires du programme RSE Tataouine

- 1- Les Associations de Microcrédits (AMC).
- 2- La Banque Tunisienne de Solidarité (BTS).
- 3- La Banque de Financement des Petites et Moyennes Entreprises (BFPME).
- 4- L'Association des Médecins de Tataouine, l'Hôpital Régional et la Direction Régionale de la Santé.



Caravane médicale à Tataouine

5- L'Association ILEF et la Direction Régionale des Affaires Sociales.



Centre ILEF d'autisme

6- Le Commissariat Régional de Développement Agricole (CRDA).

7- Le Commissariat Régional de l'Education (CRE).



Ecole primaire de Bir Thlathine post-rénovation

8- La SONEDE.

9- L'Institut National du Patrimoine (INP) et l'Association de Sauvegarde du Patrimoine de Ghomrassen (ASPG).

10- Les organisations régionales (UGTT, UTICA, CONECT et UTAP).

11- Les autorités régionales.

En 2015, l'ETAP et ses partenaires ont alloué un budget de 1862 mille dinars pour le développement local dans les communautés du gouvernorat de Tataouine qui se répartit comme suit :

		Montant (mille DT)
Secteur privé		1 386
Associations de Microcrédits	699	
BTS	187	
BFPME	500	
Associations		63
Association médicale	13	
Associations à but social (Personnes à besoins spécifiques)	50	
Infrastructure		383
Agriculture	63	
Projet qualité de vie	250	
Jeunesse et éducation	70	
Promotion de la RSE à Tataouine		30
TOTAL		1 862

B- PROJET RSE KEBILI

L'ETAP et ses partenaires WINSTAR, PERENCO et MAZARINE, ont mené une étude durant 3 mois (fin août 2015 - novembre 2015) d'un Plan de Responsabilité Sociale pour les sociétés pétrolières dans le gouvernorat de Kébili. Cette étude, financée par le consortium des 4 sociétés pétrolières, vise principalement à définir un cadre pour l'intervention sociétale de ces sociétés dans le Gouvernorat de Kébili.

1- Axes de développement

Les axes de développement retenus sont :

- a-** Sauvegarde des ressources en eau non renouvelable.
- b-** Valorisation des palmarès pour une meilleure productivité.
- c-** Valorisation du capital territorial pour le développement de l'écotourisme.
- d-** Valorisation de l'élevage pour une meilleure production animale.

2- Le Plan d'actions RSE pour Kébili

Le plan d'actions RSE Kébili est composé d'un ensemble de projets issus des axes de développement retenus et cherchant à créer le maximum de synergie pour plus d'impact sur le développement économique et social des populations de la région.

Le plan d'actions proposé correspond à un programme triennal pour un coût global direct de 3 millions de dinars.

Le plan d'actions du programme RSE Kébili se compose de 4 grandes rubriques :

- ▶ *Promotion du secteur privé à travers les microcrédits en partenariat avec les Associations de Microcrédits (AMC) et les microprojets avec la BTS.*
- ▶ *Soutien aux efforts des associations de développement économique et social.*
- ▶ *Actions collectives.*
- ▶ *Actions transversales : formations, renforcement et communication.*

C- PROGRAMME RSE AVEC LES PARTENAIRES

Une série de projets de RSE ont été mis en œuvre conjointement par ETAP et ses partenaires à savoir MEDCO Energi, OMV, WINSTAR, PERENCO et PETROFAC tout au long de l'année 2015 et ce, avec l'objectif de hisser le développement local des régions où elles se trouvent. Ces régions se trouvent principalement dans les gouvernorats de Tataouine, Kébili, Médenine, Gabès, Sfax et Kasserine.

☞ *Programme RSE : MEDCO Energi/ETAP*

☞ *Programme RSE : PETROFAC/ETAP*

☞ *Programme RSE : WINSTAR/ETAP*

☞ *Programme RSE : PERENCO/ETAP*

☞ *Programme RSE : MAZARINE/ETAP*

☞ *Programme RSE : TPS/ETAP*

☞ *Programme RSE : CTKCP/ETAP*

D- PROJETS DE SOUTIEN A LA SOCIETE CIVILE

- *Maison des Services Administratifs à El Faouar/Kébili*
- *Société d'Environnement, Arboriculture et Jardinage à Tataouine*
- *Société d'Environnement, Arboriculture et Jardinage à Kébili*
- *Société de Développement et d'Investissement de Tataouine (SODIT Sicar)*
- *Société de Développement et d'Investissement de Kébili (SODIK Sicar)*
- *Equipe de Football de Tataouine*

Tableau récapitulatif du budget RSE 2015 de l'ETAP

Actions	Budget 2015 en DT	Budget prévisionnel 2016 en DT	Quote-part ETAP 2015	
			En DT	En %
Programme RSE Tataouine	1 862 411	3 900 000	465 603	25%
Programme RSE Kébili	-	1 000 000	-	-
Programme RSE Partenaires	5 858 244	-	3 085 601	-
<i>MEDCO Energi/ETAP</i>	<i>562 000</i>	<i>Non défini</i>	<i>281 000</i>	<i>50%</i>
<i>PETROFAC/ETAP</i>	<i>2 678 793</i>	<i>2 425 000</i>	<i>1 473 336</i>	<i>55%</i>
<i>WINSTAR/ETAP</i>	<i>1 145 310</i>	<i>210 000</i>	<i>629 921</i>	<i>55%</i>
<i>PERENCO/ETAP</i>	<i>533 000</i>	<i>758 500</i>	<i>266 500</i>	<i>50%</i>
<i>MAZARINE/ETAP</i>	<i>94 741</i>	<i>Non défini</i>	<i>-</i>	<i>0%</i>
<i>TPS/ETAP</i>	<i>739 400</i>	<i>360 000</i>	<i>377 094</i>	<i>51%</i>
<i>CTKCP/ETAP</i>	<i>105 000</i>	<i>-</i>	<i>57 750</i>	<i>55%</i>
S/total (1)	7 720 655	-	3 551 204	-
Projets de soutien à la société civile :		-	-	-
<i>Fonds de Kébili</i>	<i>320 000</i>	<i>-</i>	<i>160 000</i>	<i>50%</i>
<i>Société de l'Environnement Tataouine</i>	<i>150 000</i>	<i>-</i>	<i>150 000</i>	<i>100%</i>
<i>Société de l'Environnement Kébili</i>	<i>150 000</i>	<i>-</i>	<i>150 000</i>	<i>100%</i>
<i>SODIT Sicar/Tataouine</i>	<i>3 000 000</i>	<i>-</i>	<i>3 000 000</i>	<i>100%</i>
<i>SODIK Sicar/Kébili</i>	<i>Accord</i>	<i>3 000 000</i>	<i>-</i>	<i>100%</i>
<i>Equipe de Football de Tataouine</i>	<i>300 000</i>	<i>-</i>	<i>300 000</i>	<i>100%</i>
S/total (2)	3 920 000	-	3 760 000	-
Total = S/total (1)+S/total (2)	11 640 655	-	7 311 204	-



ENTREPRISE TUNISIENNE D'ACTIVITES PETROLIERES

SECTION 1. SITUATION ENERGETIQUE

- Situation Energétique à l'Echelle Internationale & Nationale

SECTION 2. ACTIVITES CONTRATS & CONVENTIONS

- Accords Pétroliers

SECTION 3. ACTIVITES TECHNIQUES

- Exploration
- Développement
- Production
- Operating

SECTION 4. ACTIVITES COMMERCIALES

- Commercialisation

SECTION 5. ACTIVITES AUDIT DES CONCESSIONS

SECTION 6. ACTIVITES SOCIETALE & ENVIRONNEMENTALE

- Responsabilité Sociétale de l'Entreprise (RSE)
- Santé, Sécurité et Environnement (HSE)

SECTION 7. ACTIVITES SUPPORTS

I. SUPPORTS TECHNIQUES

- Services
- Etudes Exploration

II. SUPPORTS DE GESTION

- Ressources Humaines & Aff. Générales
- Informatique

SECTION 8. ANNEXES

SECURITE, SANTE ET ENVIRONNEMENT

ETAP a continué à jouer son rôle d'animateur et d'initiateur dans le domaine de la santé, de la sécurité et de l'environnement dans les champs où elle est partenaire. Dans ce cadre plusieurs actions ont été entreprises au cours de l'année 2015, dont nous citons principalement :

A- PROJET DE COOPERATION ENTRE ETAP ET SGTBC

L'objectif du projet est la mise au point d'un procédé de traitement des eaux de production des sites pétroliers, le développement d'une méthode de valorisation des sous-produits obtenus et la mise au point d'un procédé de culture de micro algues pour la production du biodiesel en utilisant les eaux de production ainsi que le flux de CO₂ disponible.

B- TRAVAUX DE REMISE EN ETAT DU SITE DE FORAGE DU Puits D'EXPLORATION MBA#2

Les travaux de remise en état du site ont pour objectifs le traitement des boues de forage et la réhabilitation du site.

Pour atteindre ces objectifs le personnel HSE a suivi la procédure réglementaire :

- Réunion ETAP/AMAL avec le délégué de Majel Bel Abbes en septembre pour l'initiation des travaux de l'abandon et de remise en état du site.*
- Organisation et suivi du démarrage des travaux d'abandon du puits en Octobre 2015.*
- Enlèvement, transport et traitement des boues de forage par la société AMAL en Octobre 2015.*
- Démontage de la tête du puits en décembre 2015.*
- Démarrage des travaux de remise en état et réhabilitation du site en décembre 2015.*
- Information de l'ANPE des différentes phases des travaux.*



Travaux de remise en état du site de forage du puits MBA#2

C- ACTIVITES SUR TERRAIN

Plusieurs visites ont été effectuées au cours de l'année 2015 dans le cadre du suivi des projets sur concessions :

- Participation aux compagnes de forages de Mazarine Energy et de CTKCP.
- Participation à "Major Emergency Exercice" à Ashtart.



"Major Emergency Exercice" à Ashtart

D- PARTICIPATION AUX MANIFESTATIONS ET WORKSHOPS

Le personnel HSE a participé à plusieurs manifestations et workshops avec les partenaires, à savoir :

- La journée de présentation des résultats du programme de mise à niveau environnementale et des nouvelles perspectives de coopération concernant le programme d'assistance pour le CITET dans le cadre du Programme Environnement-Energie (PEE).
- La conférence 'First Tunisia HSE Conférence' à Gammarth en tant que membre du comité scientifique.
- Le forum à l'occasion du salon 'Petro Serv 2015' à Sfax.
- La manifestation 'Achat Pro Days' (rencontre entre fournisseurs et donneurs d'ordre en matière HSE).
- Participation à l'EPC 2015 avec présentation d'une communication et d'un poster.
- Workshop à SODEPS concernant les études techniques de dépollution des centres de production de Makhrouga et Laarich.
- Workshops sur la sécurité des sites et du personnel de plusieurs concessions contre toute menace extérieure.

E- Divers

- ↳ *Etude et évaluation de l'offre technique de l'étude d'impact sur l'environnement du programme sismique 3D du permis Chaal.*
- ↳ *Participation aux réunions du comité technique du «Desert Cleaning Program» et préparation de la 2^{ème} édition de mai 2015 avec plusieurs sociétés pétrolières opérant au Sud Saharien (OMV, Winstar, SITEP, STEG, etc.).*



Programme de nettoyage du Désert



ENTREPRISE TUNISIENNE D'ACTIVITES PETROLIERES

SECTION 1. SITUATION ENERGETIQUE

- Situation Energétique à l'Echelle Internationale & Nationale

SECTION 2. ACTIVITES CONTRATS & CONVENTIONS

- Accords Pétroliers

SECTION 3. ACTIVITES TECHNIQUES

- Exploration
- Développement
- Production
- Operating

SECTION 4. ACTIVITES COMMERCIALES

- Commercialisation

SECTION 5. ACTIVITES AUDIT DES CONCESSIONS

SECTION 6. ACTIVITES SOCIETALE & ENVIRONNEMENTALE

- Responsabilité Sociétale de l'Entreprise (RSE)
- Santé, Sécurité et Environnement (HSE)

SECTION 7. ACTIVITES SUPPORTS

I. SUPPORTS TECHNIQUES

- Services
- Etudes Exploration

II. SUPPORTS DE GESTION

- Ressources Humaines & Aff. Générales
- Informatique

SECTION 8. ANNEXES

SERVICES

La Direction des Services Pétroliers sert comme support aux activités pétrolières en Tunisie en offrant ses services de la base de données pétrolières et de laboratoires aussi bien aux techniciens de l'ETAP qu'aux opérateurs pétroliers, universitaires et autres.

A- BASE DE DONNEES PETROLIERES

Projet migration de la base de données pétrolières

Ce projet consiste à la mise à niveau de la base de données pétrolières. Cette mise à niveau a pour objectif de passer aux dernières versions disponibles permettant aux utilisateurs de bénéficier de nouvelles fonctionnalités d'une part, et de disposer d'une solution data management intégrée, d'autre part.



Carothèque de l'ETAP

B- LABORATOIRES

Projet accréditation des Laboratoires

Ce projet qui vise l'accréditation des laboratoires de l'ETAP pour répondre aux exigences de la Norme ISO/CEI 17025, a atteint sa phase finale. Il est conçu dans sa première phase à servir trois laboratoires, à savoir : Analyse des Fluides, Géochimie organique et Environnement. Le projet en question sera étendu en deuxième phase aux autres Laboratoires.

Les actions qui ont été réalisées au cours de ce projet concernent l'étalonnage des appareils, la rédaction des normes selon un modèle bien défini, la formation du personnel et la préparation du manuel.



Laboratoire fluides pétroliers Chromatographie

C- DIVERS

1- Participation aux activités de l'exploration

- Réalisation d'études et d'analyses pour le compte des opérateurs (KUFPEC, OMV, TOTAL, BGT, TPS, DNO, MAZARINE, WINSTAR, PERENCO, PA Resources, TPS...).
- Travaux de : transcription des bandes, export de données, duplication et consultation des documents techniques, navigation sismique, consultation des carottes et des cuttings pour les ingénieurs ETAP ainsi que pour les opérateurs tels que : OMV, DNO, ANADARKO, MAZARINE Energy, MEDCO Energy, YNG, etc.

2- Participation aux activités promotion de l'exploration

- Participation aux manifestations internationales (EPC 2015, 'SPE North Africa 2015', STRATI 2015, 'Arab Chemistry Conference 2015', EAGE 2015, IMOG 2015, ECCE 2015).
- Participation aux différentes missions d'information (OMV, DNO, MAZARINE, JOINTOIL) par la mise à la disposition des visiteurs : des rapports géologiques, des données sismiques et diagraphiques ainsi que des présentations orales concernant les potentiels pétroliers des blocs libres.
- Participation par des stands dans les salons : PETROSERV, "Global Petroleum Show", PETROENER.



ENTREPRISE TUNISIENNE D'ACTIVITES PETROLIERES

SECTION 1. SITUATION ENERGETIQUE

- Situation Energétique à l'Echelle Internationale & Nationale

SECTION 2. ACTIVITES CONTRATS & CONVENTIONS

- Accords Pétroliers

SECTION 3. ACTIVITES TECHNIQUES

- Exploration
- Développement
- Production
- Operating

SECTION 4. ACTIVITES COMMERCIALES

- Commercialisation

SECTION 5. ACTIVITES AUDIT DES CONCESSIONS

SECTION 6. ACTIVITES SOCIETALE & ENVIRONNEMENTALE

- Responsabilité Sociétale de l'Entreprise (RSE)
- Santé, Sécurité et Environnement (HSE)

SECTION 7. ACTIVITES SUPPORTS

I. SUPPORTS TECHNIQUES

- Services
- Etudes Exploration

II. SUPPORTS DE GESTION

- Ressources Humaines & Aff. Générales
- Informatique

SECTION 8. ANNEXES

ETUDES EXPLORATION

A-ETUDES

Des projets, qui ont pour objectifs d'évaluer le potentiel pétrolier du sous-sol tunisien et d'optimiser le taux de succès en exploration, ont été entamés en focalisant sur l'estimation des ressources en hydrocarbures par bassin et la génération de nouvelles idées visant à mieux orienter l'exploration future.

Les deux principaux projets d'études qui ont été réalisés sont :

- *Projet évaluation du potentiel pétrolier du bassin de Jeffara.*
- *Projet évaluation du potentiel pétrolier du bassin Enfidha-Kairouan.*

B-ACTIVITES DE PROMOTION DE L'EXPLORATION

1- Actions de marketing

a- *En 2015, quatre (4) compagnies internationales ont effectué cinq (5) missions d'information dans les locaux de l'ETAP (Centre de Recherche et de Développement Pétroliers).*

Ces missions consistent essentiellement à :

- *Identifier les blocs libres ;*
- *Prendre connaissance des opportunités d'exploration et de production en Tunisie ;*
- *S'informer sur les procédures d'octroi de permis ;*
- *Rechercher la possibilité de coopération avec l'ETAP (acquisition de projet déjà en production ou en phase de développement et échange d'intérêts avec l'ETAP).*

b- *Le personnel marketing a contribué aussi à la préparation et l'édification de posters pour les stands ETAP dans des manifestations nationales et internationales (NAPE, AAPG, EAGE, GEOCONVENTION, PETROSERV, PROSPEX, TOGS, EPC).*

2- Organisation de la Conférence d'Exploration et de Production 2015 (EPC)

L'équipe promotion a contribué activement à l'organisation à Tunis de la 13^{ème} Conférence : EPC du 26 au 31 octobre 2015, sous le thème : «Relever les défis pour une nouvelle ère de succès». Le programme de l'évènement a inclut trois jours de sessions techniques et une exposition, suivies de 2 sorties sur terrain où 105 communications orales et posters ont été sélectionnés pour des présentations techniques.

L'EPC 2015 a attiré plus de 800 participants représentant des sociétés pétrolières internationales, des sociétés de services, des consultants et des universitaires représentant l'industrie du pétrole et du gaz en Tunisie.



EPC 2015

3- Évaluations des blocs libres

Dans le cadre de l'évaluation des blocs libres les six (06) blocs : Chanchou C6, Nefzaoua C11, Borj Aghir E5, Chenini E9, Douiret S1 et Beni Khedache S5, ont fait l'objet d'une évaluation géo-pétrolière (rapports et posters) pour les besoins des stands ETAP au cours des manifestations nationales et internationales.



Oil & gas Summit 2015



ENTREPRISE TUNISIENNE D'ACTIVITES PETROLIERES

SECTION 1. SITUATION ENERGETIQUE

- Situation Energétique à l'Echelle Internationale & Nationale

SECTION 2. ACTIVITES CONTRATS & CONVENTIONS

- Accords Pétroliers

SECTION 3. ACTIVITES TECHNIQUES

- Exploration
- Développement
- Production
- Operating

SECTION 4. ACTIVITES COMMERCIALES

- Commercialisation

SECTION 5. ACTIVITES AUDIT DES CONCESSIONS

SECTION 6. ACTIVITES SOCIETALE & ENVIRONNEMENTALE

- Responsabilité Sociétale de l'Entreprise (RSE)
- Santé, Sécurité et Environnement (HSE)

SECTION 7. ACTIVITES SUPPORTS

I. SUPPORTS TECHNIQUES

- Services
- Etudes Exploration

II. SUPPORTS DE GESTION

- Ressources Humaines & Aff. Générales
- Informatique

SECTION 8. ANNEXES

RESSOURCES HUMAINES & AFF.GENERALES

A- PROJET DE RENOVATION DE L'ANCIEN SIEGE DE L'ETAP

1- Introduction

A travers la rénovation de l'ancien siège, sis à l'Avenue Kheireddine Pacha-Tunis, l'ETAP vise une meilleure fonctionnalité et un bon fonctionnement de ses équipements relatifs aux lots Electricité, Fluides, Ascenseurs et Sécurité incendie tout en respectant le règlement d'urbanisme de la zone, les normes de sécurité contre l'incendie et l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Il est à signaler que la surface à rénover s'étend sur une superficie approximative de 7000 m² pour un coût estimatif des travaux de l'ordre de 8 870 000 DT.

2- Budget

Le budget global du projet est estimé à 8,870 Millions de Dinars détaillé par lot au niveau du tableau suivant :

N°	Désignation des lots	DT - TTC
LOT 1	Génie Civil & Aménagement extérieur	4 610 000
LOT 2	Contrôle d'Accès et Couloirs sécurisés	250 000
LOT 3	Electricité & GTB	1050 000
LOT 4	Câblage informatique et téléphonie	714 000
LOT 5	Sécurité Incendie	461 0000
LOT 6	Ascenseurs	285 000
LOT 7	Fluides	1500 000
Montant total prévisionnel		8 870 000

3- Planning

Rénovation du siège de l'ETAP																																												
Planning prévisionnel d'avancement des études et commencement des travaux																																												
Désignation des phases	2013					2014												2015												2016												2017-fév. 2018		
Phase Etudes	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
Exécution Travaux de démolition & dép. Install.	Du 22/01 - au 21-05-2015 (120 jours)																																											
APD lots techniques	Du 25/03 au 15/05/2014																																											
Reprise partielle – Etudes Architecturales	Du 20/05 au 30/05/2014 (10 jours)																																											
Correction APD Techniques	Du 30/05 au 15/09/2014																																											
DAO tous lots confondus	Du 22/09/2014 au 15/03/2015 (6 mois)																																											
Avis Commission des Achats	Du 22/03 au 14/12/2015 (9 mois)																																											
Publication de l'avis d'appel d'offres - Ouverture des plis	Du 30/12/2015 - 25/02/2016 (y compris report de la date limite pour la remise des offres pour le 25-02-2016 insertion dans le journal "le temps" le 23-24-25 et 26 janvier 2016).																																											
Dépouillement des offres pour 7 lots (environ 50 offres)	Du 25/02/2016 - mi juin																																											
Avis SPCM et Ap. Marchés	Du 24/06/2016 au 28/09/2016 (3 mois) Approbation de la commission des marchés (dans ses réunions en date du 8/08/2016 et 26/09/2016).																																											
Passation des marchés	Mois d'octobre 2016																																											
Exécution des travaux	Du Novembre 2016 au 28/02/2018 (15 mois : 450 jours)																																											

4- Avancement et principaux évènements au cours de l'année 2015

L'avancement du projet de rénovation du siège de l'ETAP sis à l'Avenue Kheireddine Pacha-Tunis a connu beaucoup d'obstacles au cours de l'année 2015.

En effet le démarrage des travaux de rénovation pour la deuxième phase (en 7 lots séparés) a été programmé pour mi-juin 2015, mais cette phase a été décalée pour des contraintes d'ordre techniques, administratives et juridiques, dont nous citons :

- *L'avis de la Municipalité de Tunis ;*
- *Des contraintes techniques révélées lors de l'exécution des travaux de démolition (démolition du plancher du hall central) ;*
- *Des décisions concernant l'expertise complémentaire des dégradations du bâtiment constatées lors des travaux de démolition ;*
- *Des réunions de coordination tenues à l'ETAP à propos du lot «Couloirs Sécurisés et Système de Pointage» avec une reprise du programme technique du lot «câblage informatique» ;*
- *L'avis de l'observatoire relatif au lot «Couloirs Sécurisés et Système de Pointage» ;*
- *La reprise des cahiers des charges suite à l'Avis de la Commission des Achats de l'ETAP en date du 14/09/2015.*

En conséquence et compte tenu des contraintes précitées, des solutions, des améliorations et surtout des modifications importantes ont été apportées à ce projet, en foi de quoi les cahiers des charges ont été approuvés par la commission des achats le 14 décembre 2015. De ces faits l'avancement global du projet est pratiquement à 100%, au niveau études, à l'encontre des travaux de démolition qui n'ont atteint que la phase préparatoire jusqu'à l'année 2015 (phase 1 : environ 4% du coût du projet, soit 393 728,830 DT).



Ancien Siège de l'ETAP



Etat du Siège prévu après rénovation

L'état d'avancement du projet est détaillé au tableau qui suit :

DESIGNATION DES MISSIONS	ANNEE D'EXECUTION	TAUX D'AVANCEMENT
<i>L'Avant Projet Sommaire (APS) et la vérification des plans de l'existant.</i>	2013	100%
<i>L'Avant Projet Détaillé (A.P.D) d'architecture, du dossier financier et du dossier de permis de bâtir.</i>	2013-2014	100%
<i>L'avant projet détaillé (A.P.D) relatif aux :</i> - Lot fluides. - Lot électricité y compris, téléphonie, câblage informatique, GTC, couloirs sécurisés et télésurveillance. - Lot ascenseurs. - Lot sécurité incendie.	2014	100%
<i>Etablissement du DAO relatif aux travaux de démolition et dépose des installations existantes.</i>	2014-2015	100%
<i>Le dossier d'appel d'offres (DAO) du lot : génie civil.</i>	2014-2015	100%
<i>Les études d'exécution du projet du lot : structure.</i>	2014-2015	100%
<i>La coordination des études.</i>	2014-2015	95%
<i>Suivi et réception des travaux de démolition de la 1^{ère} phase et dépose des installations existantes.</i>	2015	100%
<i>Les études définitives (P.D.E) relatives aux :</i> - Lot fluides. - Lot électricité y compris, téléphonie, câblage informatique, GTC, couloirs d'accès sécurisés et télésurveillance. - Lot ascenseurs. - Lot sécurité incendie.	2015	100%

B- ACTIONS ENTREPRISES AU COURS DE L'ANNEE 2015

1- Promotion à l'expertise :

- Ingénieurs : déroulement de la session d'expertise.
- Informaticiens : finalisation des critères d'évaluation.
- Cadres de gestion : travaux d'élaboration des critères d'évaluation.

2- Encadrement de stagiaires (thèses de doctorat, projets de fin d'études, masters...) dans le cadre de la coopération avec les universités tunisiennes.

3- Formation des ingénieurs en master 'petroleum engineering' (coopération avec l'ENIT).

C- EVOLUTION DE L'EFFECTIF

1- Données générales

Au 31/12/2015, l'effectif total de l'ETAP était de 725 employés, ce qui représente une baisse de 1,36% par rapport à l'année 2014 (735 employés). Cette baisse est due aux départs à la retraite.

L'effectif exerçant à ETAP s'élève, en 2015, à 562 employés (77,52% de l'effectif total), ce qui représente une légère baisse par rapport à celui de 2014, qui s'élevait à 571 employés (77,69% de l'effectif total).

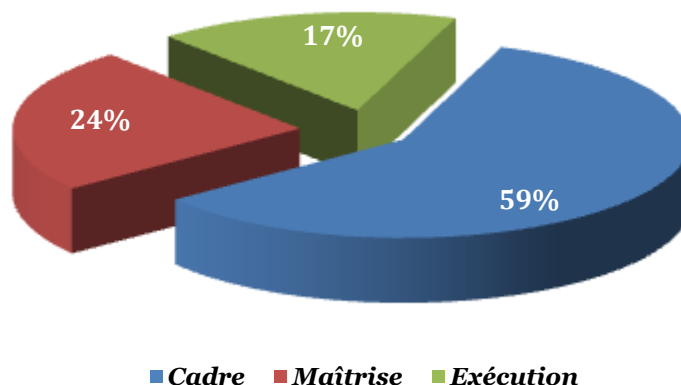
Par ailleurs, l'ensemble des employés ETAP détachés représente 22,48% de l'effectif total en 2015. Ce taux est proche de celui de l'année 2014 qui s'élève à 22,31%.

2- Répartition de l'effectif

La répartition de l'effectif par situation administrative n'a pas connu de changements par rapport à l'année précédente.

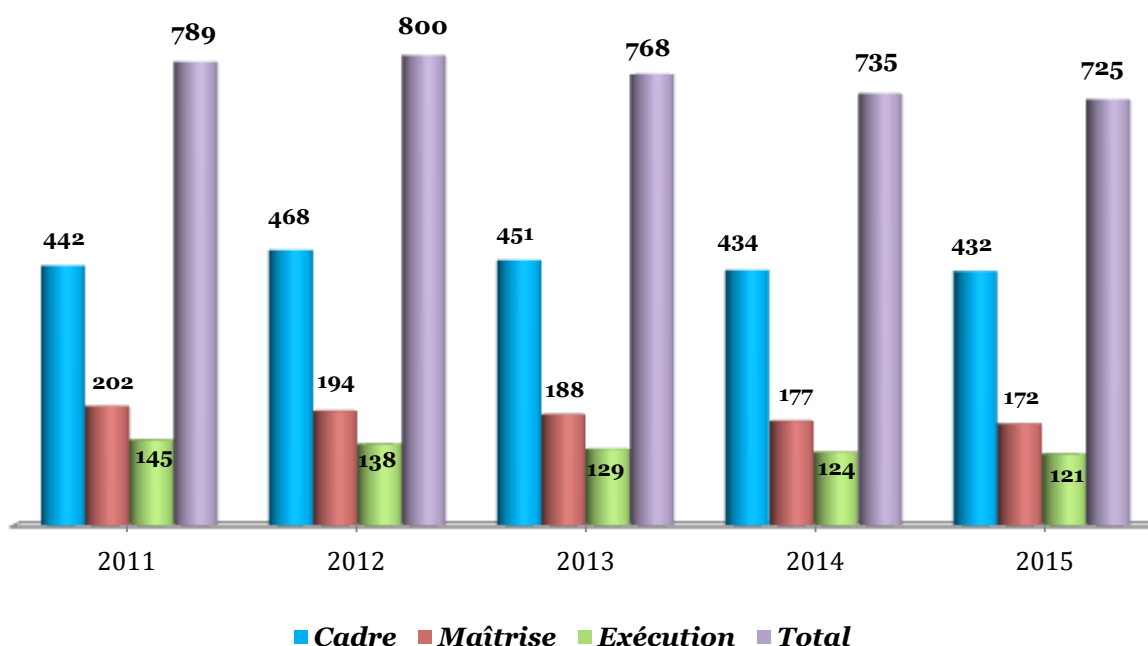
En 2015, la répartition de l'effectif par collège se présente comme suit :

Fig.1 Répartition de l'effectif par collège en 2015



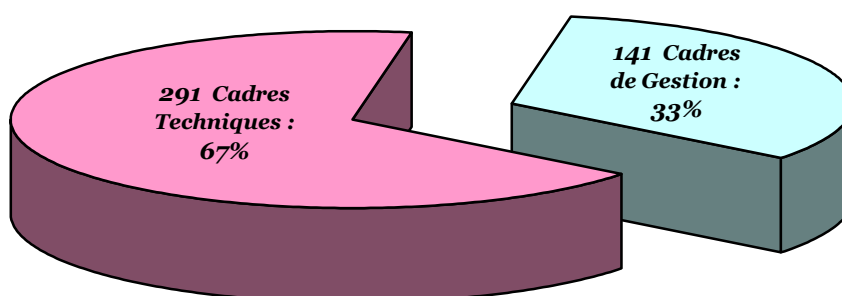
L'effectif par collège durant la période 2011-2015 se présente comme suit :

Fig.2 Effectif durant la période 2011-2015



Par ailleurs, les cadres techniques et de gestion se répartissent comme suit :

Fig.3 Répartition des cadres



Les pourcentages susmentionnés sont comparables à ceux de 2014.

D- POLITIQUE DE FORMATION

Le budget de formation a enregistré une légère baisse en passant de 1,097 million de dinars en 2014 à 1,013 million de dinars en 2015. Cette baisse s'explique par la diminution du nombre d'actions de formations en 2015.

Le pourcentage d'employés ayant bénéficié des actions de formation a également connu une légère baisse, passant de 40,7% en 2014 à 33,2% en 2015 de l'effectif total de l'ETAP. Les participations aux actions de formation au titre de l'année 2015 se présentent comme suit:

	<i>Cadre</i>	<i>Maîtrise</i>	<i>TOTAL</i>
<i>Formation intra-entreprise</i>	<i>172</i>	<i>0</i>	<i>172</i>
<i>Formation inter-entreprises</i>	<i>124</i>	<i>60</i>	<i>184</i>
<i>Formation à l'étranger</i>	<i>59</i>	<i>1</i>	<i>60</i>
<i>Formation en anglais</i>	<i>22</i>	<i>3</i>	<i>25</i>

E- POLITIQUE SOCIALE

1- Prestations assurances

Durant l'année 2015, les prestations de l'assurance groupe au sein de l'ETAP ont connu des améliorations, qui se récapitulent aux niveaux suivants :

- a-** Application, à compter du 01 janvier 2015, des tarifs révisés des prestations de l'assurance groupe garantissant une hausse des plafonds de remboursement des prestations.
- b-** Finalisation de la nouvelle application informatique, développée à ETAP, relative à la gestion de l'assurance groupe.
- c-** Mise à jour des conventions entre l'entreprise et les professionnels de santé partenaires pour alléger les frais des prestations et conclusion de nouvelles conventions avec des prestataires de service santé.

2- Fonds social

Le fonds social a accordé, en 2015, des prêts dont le montant total s'élève à 734 570 dinars. Ce montant est en baisse par rapport à celui de 2014, qui s'élève à 1,37 MDT. Cette diminution s'explique par la satisfaction en 2014 des demandes antérieures de prêts des recrues des années 2011 et 2012.

3- Autres actions sociales

En 2015, les actions sociales suivantes ont été également réalisées:

- a-** Signature des contrats de service avec deux médecins pour les besoins de l'unité médicale.*
- b-** Mise en place d'une nouvelle commission chargée de l'étude des dossiers d'octroi des subventions conformément à la législation en vigueur. Cette commission fixera les conditions et les procédures d'octroi du financement public pour les associations.*
- c-** Détachement auprès de l'ETAP d'une assistante sociale chargée d'identifier les problèmes sociaux du personnel et d'assurer l'accompagnement nécessaire.*
- d-** Parution au Journal Officiel de la République Tunisienne de la liste des agents de l'ETAP bénéficiaires des médailles du travail au titre de l'année 2015.*

4- Activités sociales et culturelles

Durant l'année 2015, l'amicale et l'association sportive de l'ETAP ont proposé au personnel les activités suivantes :

- a-** Cours de langues, cours d'informatique et activités d'éveil artistique pour les enfants du personnel.*
- b-** Entraînements et tournois sportifs au profit des membres du personnel et de leurs familles.*
- c-** Excursion en Tunisie, Omra et voyage à l'étranger pour les membres du personnel et leurs familles.*



ENTREPRISE TUNISIENNE D'ACTIVITES PETROLIERES

SECTION 1. SITUATION ENERGETIQUE

- Situation Energétique à l'Echelle Internationale & Nationale

SECTION 2. ACTIVITES CONTRATS & CONVENTIONS

- Accords Pétroliers

SECTION 3. ACTIVITES TECHNIQUES

- Exploration
- Développement
- Production
- Operating

SECTION 4. ACTIVITES COMMERCIALES

- Commercialisation

SECTION 5. ACTIVITES AUDIT DES CONCESSIONS

SECTION 6. ACTIVITES SOCIETALE & ENVIRONNEMENTALE

- Responsabilité Sociétale de l'Entreprise (RSE)
- Santé, Sécurité et Environnement (HSE)

SECTION 7. ACTIVITES SUPPORTS

I. SUPPORTS TECHNIQUES

- Services
- Etudes Exploration

II. SUPPORTS DE GESTION

- Ressources Humaines & Aff. Générales
- Informatique

SECTION 8. ANNEXES

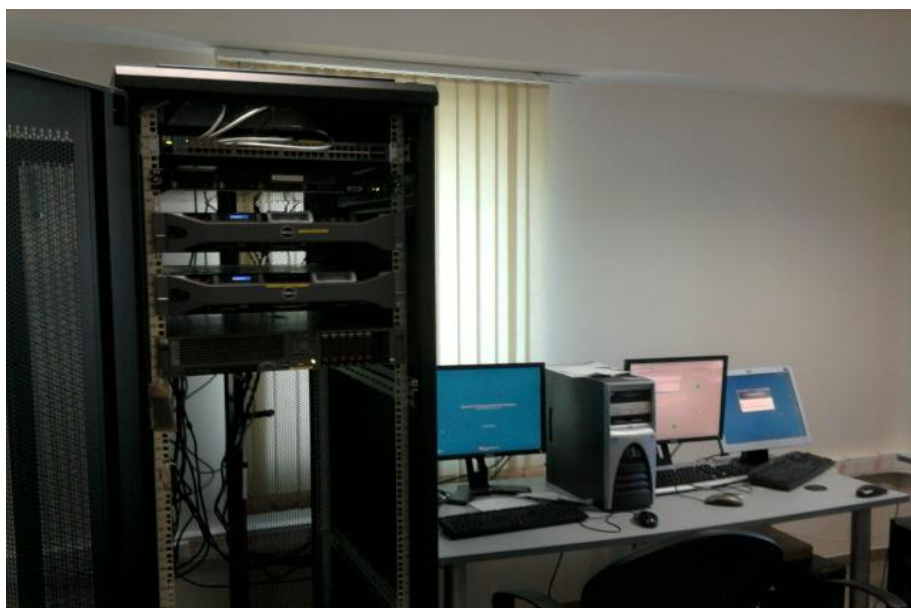
INFORMATIQUE

Le rôle principal de la DI est de fournir les prestations de services informatiques aux utilisateurs techniques et de gestion conformément aux besoins et aux choix de l'ETAP.

PRINCIPALES ACTIONS REALISEES EN 2015

Les principales actions réalisées durant l'année 2015 sont les suivantes :

- 1- Développement et adaptation du système d'information de gestion (SIG) pour prendre en compte les nouvelles demandes.*
- 2- Signature de deux contrats pour la maintenance des logiciels métiers utilisés par les différentes directions techniques de l'entreprise.*
- 3- Mise en place d'une nouvelle solution de sécurité informatique constituée d'un Firewall, d'un Proxy et d'une solution antivirus.*
- 4- Mise à jour de l'application gestion des ressources humaines (paramétrage et codification).*
- 5- Redéveloppement de l'application de gestion sociale.*
- 6- Acquisition et installation de nouveaux équipements informatiques (Stations de travail micro-ordinateurs, PC portables, imprimantes, commutateurs modulaires...).*
- 7- Migration du module bancaire et payeur de «Natstar» vers «Oracle Forms».*



Salle de Serveur



ENTREPRISE TUNISIENNE D'ACTIVITES PETROLIERES

SECTION 1. SITUATION ENERGETIQUE

- Situation Energétique à l'Echelle Internationale & Nationale

SECTION 2. ACTIVITES CONTRATS & CONVENTIONS

- Accords Pétroliers

SECTION 3. ACTIVITES TECHNIQUES

- Exploration
- Développement
- Production
- Operating

SECTION 4. ACTIVITES COMMERCIALES

- Commercialisation

SECTION 5. ACTIVITES AUDIT DES CONCESSIONS

SECTION 6. ACTIVITES SOCIETALE & ENVIRONNEMENTALE

- Responsabilité Sociétale de l'Entreprise (RSE)
- Santé, Sécurité et Environnement (HSE)

SECTION 7. ACTIVITES SUPPORTS

I. SUPPORTS TECHNIQUES

- Services
- Etudes Exploration

II. SUPPORTS DE GESTION

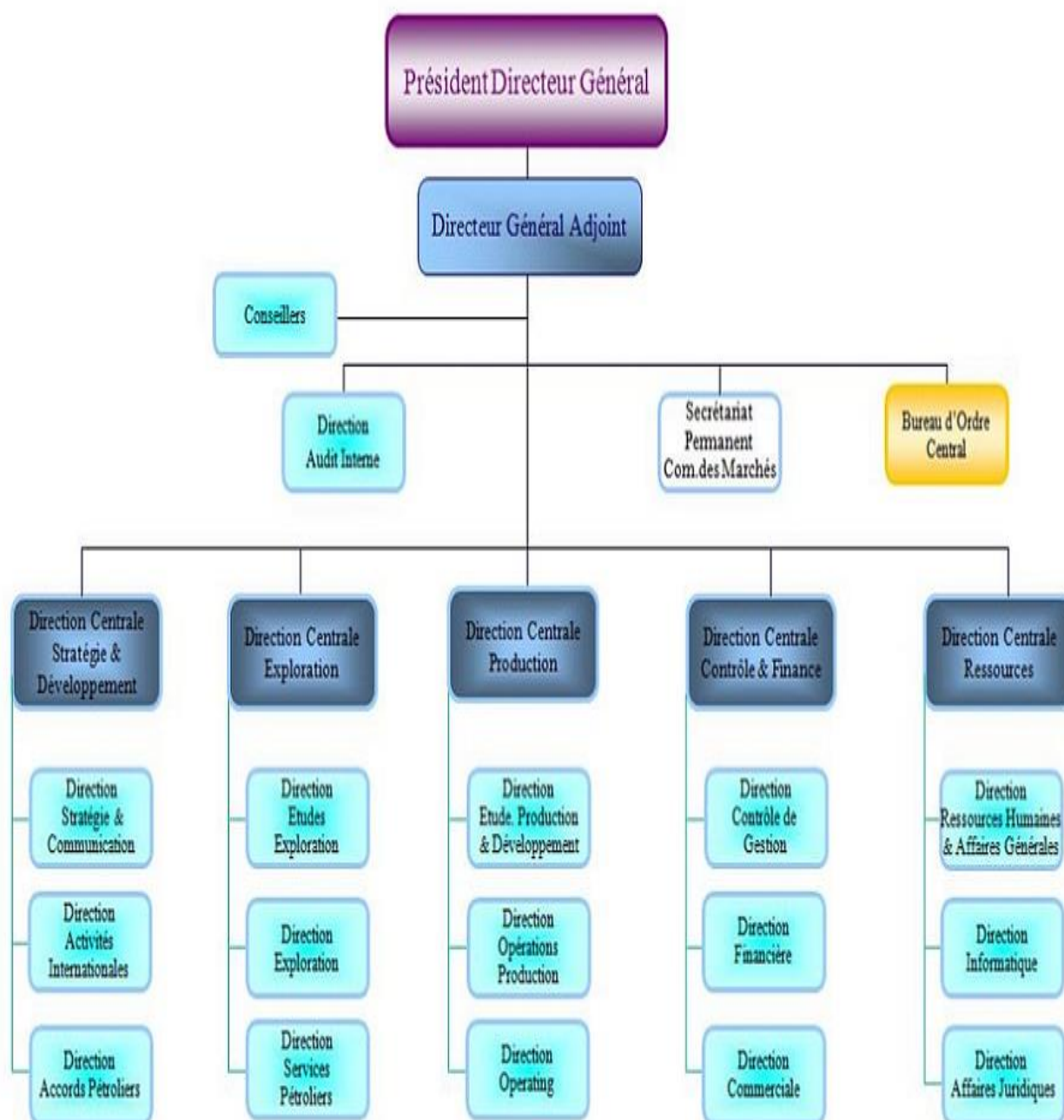
- Ressources Humaines & Aff. Générales
- Informatique

SECTION 8. ANNEXES

LISTE D'ABREVIATIONS

<i>bbl</i>	<i>baril</i>
<i>b/j</i>	<i>baril par jour</i>
<i>Btu</i>	<i>unité thermique britannique</i>
<i>MBtu</i>	<i>million d'unités thermiques britanniques</i>
<i>CO₂</i>	<i>dioxyde de carbone</i>
<i>GPL</i>	<i>gaz de pétrole liquéfié</i>
<i>m³/j</i>	<i>mètre cube par jour</i>
<i>Sm³</i>	<i>mètre cube standard</i>
<i>Nm³</i>	<i>mètre cube normal</i>
<i>Mm³</i>	<i>million de mètres cubes</i>
<i>tep</i>	<i>tonne équivalent pétrole</i>
<i>ktep</i>	<i>mille de tonnes équivalent pétrole</i>
<i>Mtep</i>	<i>million de tonnes équivalent pétrole</i>
<i>PCI</i>	<i>pouvoir calorifique inférieur</i>
<i>PCS</i>	<i>pouvoir calorifique supérieur</i>

ORGANIGRAMME DE L'ETAP



CONSEIL D'ADMINISTRATION DE L'ETAP

Mr. Mohamed AKROUT

Président

❖ Mr. Ridha BOUZOUADA	<i>Administrateur / Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des Mines</i>
❖ Mr. Yasser TOUKABRI	<i>Administrateur / Présidence du Gouvernement</i>
❖ Mr. Hedi TRABELSI	<i>Administrateur / Ministère des Finances</i>
❖ Mme Naila BEN KHELIFA	<i>Administrateur / Ministère du Développement, de l'Investissement et de la Coopération Internationale</i>
❖ Mr. Ibrahim BESSAIS	<i>Administrateur / Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique</i>
❖ Mr. Hamdi HARROUCH	<i>Administrateur / Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie</i>
❖ Mr. Med Salah SOUILEM	<i>Administrateur / Banque Centrale de Tunisie</i>
❖ Mr. Khelifa KAROUI	<i>Administrateur / pour Compétence dans le Secteur Pétrolier</i>
❖ Mr. Rachid BEN DELY	<i>Administrateur / pour Compétence dans le Secteur Pétrolier</i>
❖ Mr. Fethi BOUHAMED	<i>Administrateur / pour Compétence dans le Secteur Pétrolier</i>
❖ Mr. Jalel DKHILI	<i>Administrateur / Représentant des Cadres de l'Entreprise</i>

- | | |
|--------------------|--------------------------|
| ▪ Mr. Sami HAMMADI | <i>Contrôleur d'Etat</i> |
| ▪ Cabinet GEM | <i>Réviseur Légal</i> |

PORTEFEUILLE PARTICIPATIONS DE L'ETAP

Secteur	Sociétés	Taux (%)	DT
EXPLORATION	1. JOINT OIL	50,0%	476 250
	2. NUMHYD	50,0%	644 337
PRODUCTION	3. SEREPT	50,0%	3 608 660
	4. CTKCP	50,0%	50 000
	5. MARETAP	50,0%	150 000
	6. SODEPS	50,0%	50 000
	7. TPS	50,0%	50 000
	8. APO	50,0%	250 000
FORAGE	9. CTF	90,0%	450 000
TRANSPORT	10. SOTRAPIL	18,28%	534 619
	11. SOTUGAT	99,8%	199 600
	12. SERGAZ	33,23%	32 900
STOCKAGE	13. TANKMED	24,0%	115 385
BANQUES	14. BTS	1,25%	500 000
	15. STUSID BANK	0,125%	125 000
DIVERS	16. SOTULUB	27,09%	1 490 000
	17. BITUMED	8,0%	48 000
	18. SNDP	-	50
	19. TECI	4,8%	36 000
	20. PAEZ	12,4%	741 000
	21. T.A	0,1%	839 700
	22. SNIPE	4,86%	70 000
	23. ITF	0,4%	40 000
	24. TSC	40,0%	400 000
	25. SODIT-SICAR	60,0%	3 000 000
	26. S.A.GE.S	0,2%	1 000
	27. FCPR-T.I	71,42%	5 000 000

PRINCIPAUX INDICATEURS DE L'ETAP

	2014	2015
EXPLORATION		
Nombre de permis en cours de validité	38	31
Nombre de permis attribués durant l'année	0	0
Investissements (Millions USD)	190	73
Nombre de forage		
🔧 Exploration	3	5
🔧 Développement	11	2
PRODUCTION		
Production des concessions ETAP		
🔧 Huiles et GPL Champs (Millions TM)	2,1	1,9
🔧 Gaz Commercial (Millions Tep)	1,8	1,7
Nombre de concessions ETAP en production	23	23
COMMERCIALISATION		
Exportations brut, propane et condensat (Millions TM)	1,33	1,12
Importations		
🔧 Pétrole Brut (Millions TM)	1,18	0,0 (*)
🔧 Gaz Naturel (Millions Tep)	2,60	1,09
Prix moyen du brut à l'exportation (USD/bbl)	98,1	51,6
Parité moyenne (USD/DT)	1,69	1,96
RESSOURCES HUMAINES		
Effectif	735	725
Taux d'encadrement (%)	59	60
RESULTATS FINANCIERS		
Revenus totaux (Millions DT)	2203	
Investissements sur concessions (Millions DT)	331	
Résultat net (Millions DT)	497	

(*) L'importation de pétrole brut est effectuée par la STIR depuis le 01 Janvier 2015

CONCESSIONS DE L'ETAP EN PRODUCTION

	TAUX DE PARTICIPATION	OPERATEUR	DATE DE MISE EN PRODUCTION
 01- ASHTART	50.0%	SEREPT	MARS 1974
02- M.L.D	50.0%	SODEPS	JUILLET 1983
03- CERCINA/CSUD	51.0%	TPS	MAI 1994
04- RHEMOURA	51.0%	TPS	MAI 1993
05- AIN/GREMDA	51.0%	TPS	FEVRIER 1989
06- HAJEB/GUEB	51.0%	TPS	JUILLET 1985
07- DORRA	50.0%	OMV	JUILLET 2011
08- EZZAOUIA	55.0%	MARETAP	NOVEMBRE 1990
09- SIDI EL KILANI	55.0%	CTKCP	SEPTEMBRE 1991
10- BIR B.TARTAR	CPP	MEDCO	MARS 2009
11- SABRIA	55.0%	WINSTAR	AOUT 1998
12- ADAM	50.0%	ENI	MAI 2003
13- DJEBEL GROUZ	50.0%	ENI	NOVEMBRE 2005
14- OUED ZAR/HMD	50.0%	ENI	AOUT 1996
15- CHERGUI	55.0%	PETROFAC	MAI 2008
16- FRANIG	50.0%	PERENCO	JUILLET 1998
17- BAGUEL/TARF	51.0%	PERENCO	AOUT 1998
18- HASDRUBAL	50.0%	BGT	DECEMBRE 2009
19- CHOUROUQ	50.0%	OMV	NOVEMBRE 2007
20- BARAKA	51.0%	ENI	MAI 2010
21- MAAMOURA	51.0%	ENI	DECEMBRE 2009
22- UTIQUE *	100.0%	ETAP	MAI 2007
23- ANAGUID EST	50.0%	OMV	AOUT 2012

(*) Concession en production de CO2

**PRODUCTION DE PETROLE ET DE CONDENSAT
DES CONCESSIONS ETAP 2015**

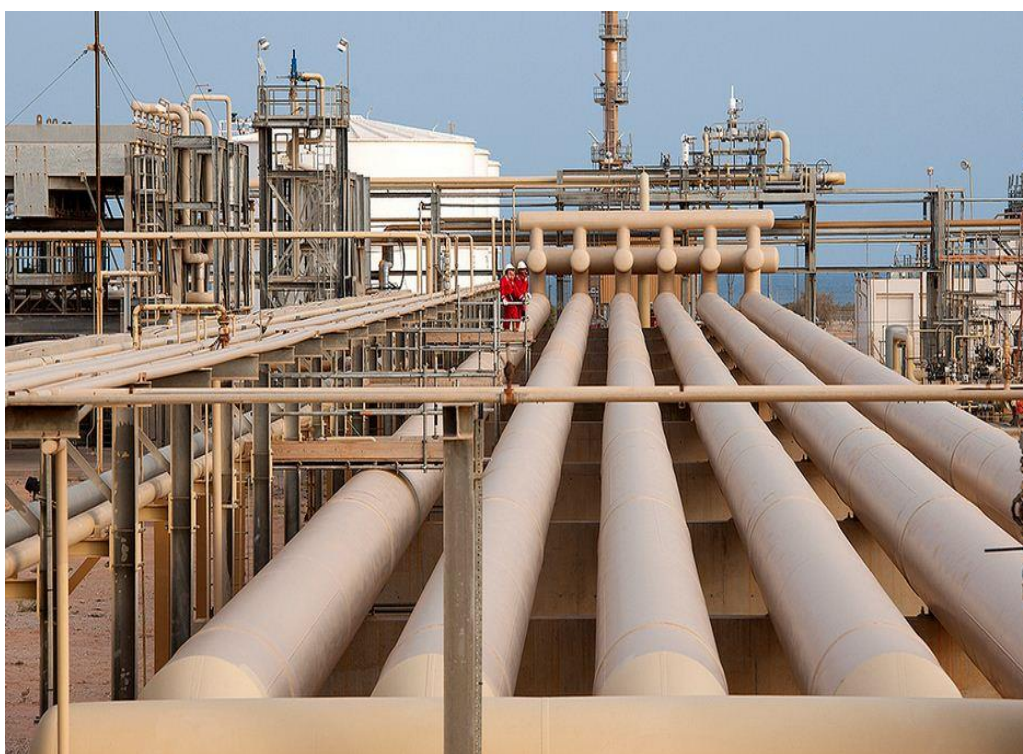
	SM³	TM	BBL
HASDRUBAL	377 149	289 651	2 373 399
ASHTART	269 078	235 193	1 693 288
ADAM	267 353	212 232	1 682 451
CHOUROUQ	179 278	147 612	1 128 197
BAGUEL/TARFA	155 418	124 688	977 577
EL HAJEB/GUEBIBA	124 768	106 377	785 163
OUED ZAR/HMD	116 843	94 565	735 290
BARAKA	104 897	83 185	660 119
B.BEN TARTAR	99 845	80 502	628 326
ANAGUID EST	70 854	58 717	445 887
MLD	68 920	56 773	433 715
CERCINA/CERCINA SUD	61 173	54 028	384 961
MAAMOURA	57 132	45 378	359 535
SABRIA	52 940	42 458	332 982
SIDI EL KILANI	43 514	35 884	273 832
EL AIN/GREMDA	33 867	27 747	213 124
EZZAOUIA	26 923	21 848	169 427
RHEMOURA	23 457	20 129	147 617
CHARGUI	18 493	12 945	116 379
DJEBEL GROUZ	15 536	12 027	97 770
FRANIG	12 495	9 977	78 592
MAZRANE (T)	2 047	1 660	12 879
DORRA	1 375	1 140	8 651
LOUDNA	0	0	0
TOTAL	2 183 355	1 774 715	13 739 160

**PRODUCTION DE GAZ COMMERCIAL
DES CONCESSIONS ETAP 2015**

	MILLIONS NM ³	MILLIONS SCF	TEP
HASDRUBAL	782,298	27 643	780 671
ADAM	279,357	9 871	322 496
CHARGUI	265,103	9 368	267 297
MAAMOURA	87,268	3 084	89 526
FRANIG	76,451	2 854	80 526
BAGUEL/TARFA	62,864	2 346	66 195
OUED ZAR/HMD	33,692	1 191	38 897
BARAKA	23,456	829	24 060
SABRIA	20,248	715	21 329
DJEBEL GROUZ	10,028	354	12 346
CHOUROUQ	4,076	145,569	4 702
TOTAL	1 644,842	58 400	1 708 046

PRODUCTION DE GPL CHAMPS DES CONCESSIONS ETAP 2015

	SM ³	TM	BBL
HASDRUBAL	225 584	121 112	1 419 600
FRANIG	15 999	8 889	100 684
BAGUEL/TARFA	14 981	8 281	94 273
MAAMOURA	12 523	6 704	78 808
BARAKA	3 522	1 885	22 164
TOTAL	272 609	146 872	1 715 530

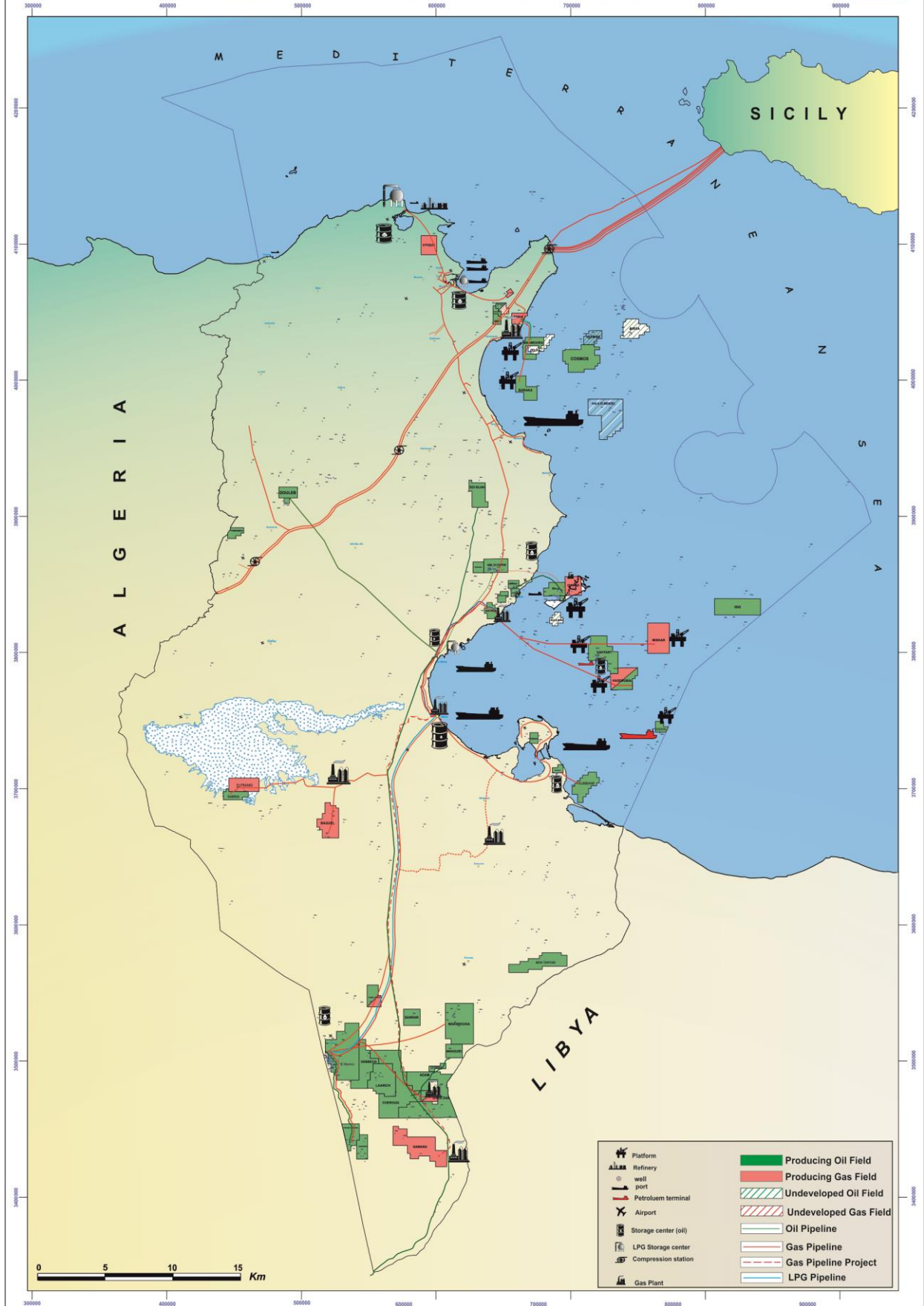


Usine de traitement de gaz Hasdrubal



Ministère des Hydrocarbures et de la Géologie
الوزارة الهيدروكربونية والجيولوجية

TUNISIA OIL&GAS INFRASTRUCTURE MAP



ENTREPRISE TUNISIENNE D'ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES
DIRECTION EXPLORATION
 Avenue Mohamed V 1002 Tunis Belvédère-Tunis-Tunis
 Tel : (216) 71 285300 - Fax : (216) 71 285390 - Telex : 285390

OPEN BLOCKS

N1	Jalta	8208 sq.km
N2	Korbous	3316 sq.km
N3	Errend	2072 sq.km
N4	Takelsa	3428 sq.km
N5	Ras Ettayeb	3420 sq.km
N6	Sidi Amor	2296 sq.km
N7	Zahrat Midyen	5000 sq.km
N8	Kef Abbed	6588 sq.km
N9	Tiskraya	3864 sq.km
N10	Mettline	4824 sq.km
E1	El Garsi	936 sq.km
E2	Ksour Essaf	4592 sq.km
E3	Zaphir	1578 sq.km
E4	Magon	128 sq.km
E5	Borj Agdir	5464 sq.km
E6	Rejiche	440 sq.km
E7	Mactaris	1152 sq.km
E8	Chaffar	6564 sq.km
E9	Chenini	6980 sq.km
E10	Ouedhref	1200 sq.km
E11	Mreaga	3352 sq.km
C1	Haffouz	1508 sq.km
C2	Kairouan	3812 sq.km
C3	Sidi Salem	1388 sq.km
C4	Malloulch	833 sq.km
C5	Majoura	4272 sq.km
C6	Chanchou	5168 sq.km
C7	Tamarza	944 sq.km
C8	Ouedlat	1444 sq.km
C9	Sulaetula	5108 sq.km
C10	Mezouna	4508 sq.km
C11	Nefzaoua	3032 sq.km
C12	Degueche	4908 sq.km
C13	Mellegue	4852 sq.km
S1	Douirat	4240 sq.km
S2	Kahmou	252 sq.km
S3	Tagueimlit	5096 sq.km
S4	Tamazert	4092 sq.km
S5	Kanbout	2020 sq.km
S6	EL Waha	7224 sq.km
S7	Beni Khedache	3772 sq.km
S8	Touareg	440 sq.km
S9	Tebaga	3520 sq.km
S10	Smda	408 sq.km
S11	Ain Sabeur	248 sq.km
S12	Hezoua	3504 sq.km
S13	Jebel	1292 sq.km
S14	Bir Abdallah	2824 sq.km
S15	EL Rimel	332 sq.km

Ellipsoide CLARKE 1880 IGN Projection Lambert
 Coordonnées Géographiques Coordonnées Lambert
 Member of Origin: 17 pages 1/18 to 1/18
 Possibilités d'origine: 17 pages 1/18 to 1/18
 Author: 17 pages 1/18 to 1/18
 Date: 17 pages 1/18 to 1/18
 Scale: 17 pages 1/18 to 1/18
 Coordinates of the blocks: 17 pages 1/18 to 1/18

LEGEND:
 OIL PIPELINE
 PRODUCTION OIL LICENCE
 UNDEVELOPED OIL LICENCE
 GAS PIPELINE
 GAS PIPELINE PROJECT
 PRODUCTION GAS LICENCE

Scale: 1:100,000

Bilgi İşleri / İletişim : 31/12/2011

TUNISIA CONCESSION MAP

