



01

INTRODUCTION

- Principaux Indicateurs de l'ETAP
- Conseil d'Administration
- Organigramme de l'ETAP
- Concessions de l'ETAP
- Portefeuille Titres de l'ETAP

02

SITUATION ENERGETIQUE

- Conjoncture Internationale
- Conjoncture Nationale

03

ACTIVITES DE L'ETAP

- Exploration
- Etudes Exploration
- HSE
- Développement
- Operating
- Production
- Services
- Commercialisation
- Ressources Humaines
- Informatique
- Résultats Financiers

04

ANNEXES

L'ETAP

	2013	2014
EXPLORATION		
Nombre de permis en cours de validité	45	38
Nombre de permis attribués durant l'année	2	0
Investissements (Millions USD)	350	189,6
Nombre de forage		
▶ Exploration	12	3
▶ Développement	9	11
PRODUCTION		
Production des concessions ETAP		
▶ Huiles et GPL Champs (Millions TM)	2,4	2,1
▶ Gaz Commercial (Millions Tep)	1,9	1,8
Nombre de concessions ETAP en production	22	23
COMMERCIALISATION		
Exportations brut, propane et condensat (Millions TM)	1,25	1,33
Importations		
▶ Pétrole Brut (Millions TM)	1,14	1,20
▶ Gaz Naturel (Millions Tep)	2,04	2,60
Prix moyen du brut à l'exportation (USD/bbl)	108,2	98,1
Parité moyenne (USD/DT)	1,63	1,69
RESSOURCES HUMAINES		
Effectif	768	735
Taux d'encadrement (%)	59	59
RESULTATS FINANCIERS		
Revenus totaux (Millions DT)	2366	2203
Investissements sur concessions (Millions DT)	314	331
Résultat net (Millions DT)	441	497

L'ETAP

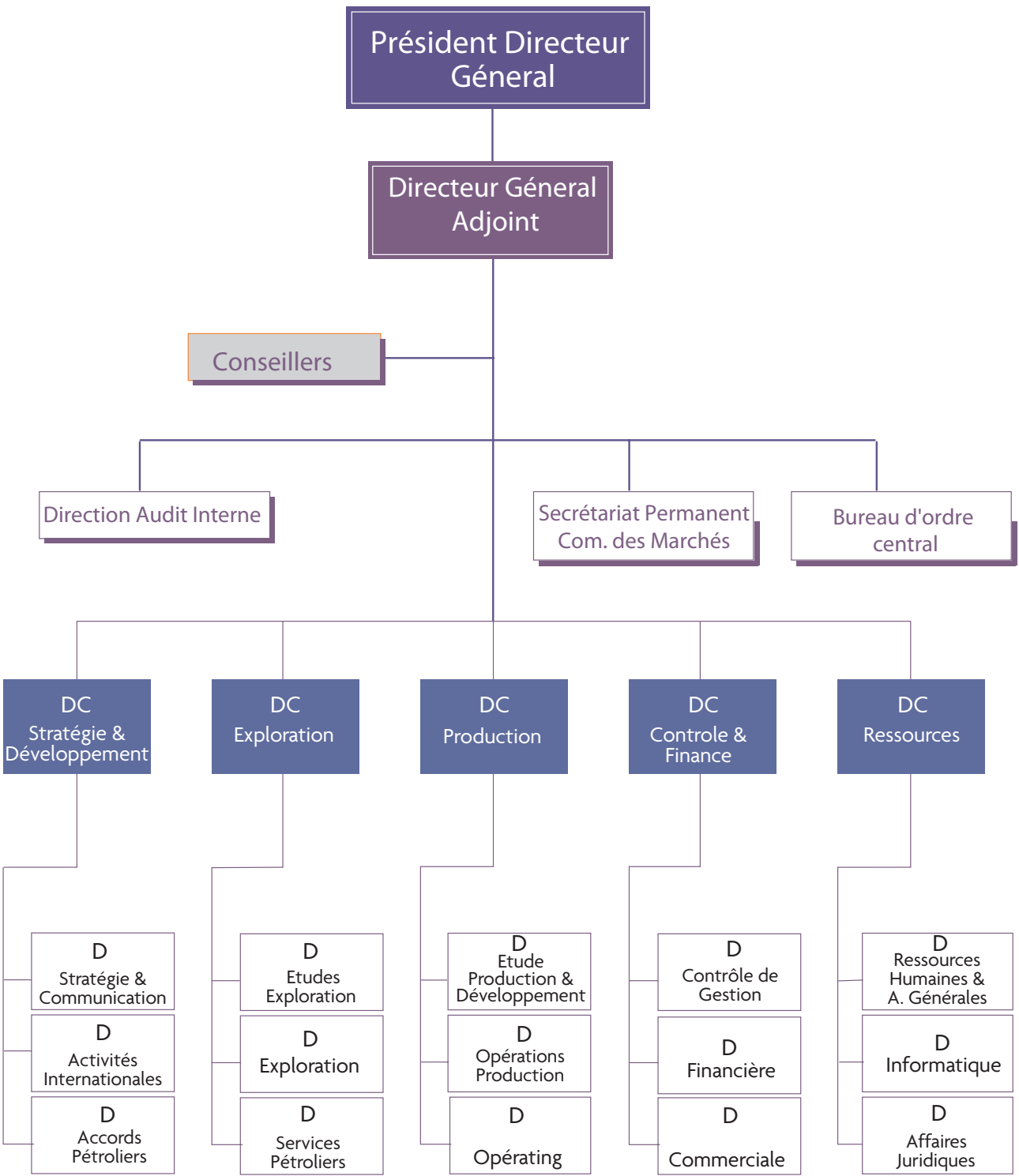
Mr. Mohamed AKROUT

Président

- **Mr. Ridha BOUZOUADA** Administrateur / Ministère de l'Industrie, de l'Energie et des Mines
- **Mr. Yasser TOUKABRI** Administrateur / Présidence du Gouvernement
- **Mr. Abdelmlek SAADAoui** Administrateur / Ministère de l'Economie et des Finances
- **Mme. Naila BEN KHELIFA** Administrateur / Ministère de l'Economie et des Finances
- **Mr. Ibrahim BESSAIS** Administrateur / Ministère de l'Enseignement Supérieur, de la Recherche Scientifique, des Technologies de l'Information et de la Communication
- **Mr. Hamdi HARROUCH** Administrateur / Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie
- **Mr. Med Salah SOUILEM** Administrateur / Banque Centrale de Tunisie
- **Mr. Khelifa KARoui** Administrateur / Pour Compétence dans le Secteur Pétrolier
- **Mr. Rachid BEN DELY** Administrateur / Pour Compétence dans le Secteur Pétrolier
- **Mr. Fethi BOUHAMED** Administrateur / Pour Compétence dans le Secteur Pétrolier
- **Mr. Jalel DKHILI** Administrateur / Représentant des Cadres de l'Entreprise

- **Mr. Sami HAMMADI** Contrôleur d'Etat
- **Cabinet GEM** Réviseur légal

ORGANIGRAMME DE
L'ETAP



CONCESSIONS DE
EN PRODUCTION **L'ETAP**



- 1- ASHTART
- 2- M.L.D
- 3- CERCINA/CSUD
- 4- RHEMOURA
- 5- AIN/GREMDA
- 6- HAJEB/GUEB
- 7- DORRA
- 8- EZZAOUIA
- 9- SIDI EL KILANI
- 10- BIR B.TARTAR
- 11- SABRIA
- 12- ADAM
- 13- DJEBEL GROUZ
- 14- OUED ZAR/HMD
- 15- CHERGUI
- 16- FRANIG
- 17- BAGUEL/TARF
- 18- HASDRUBAL
- 19- CHOUROUQ
- 20- BARAKA
- 21- MAAMOURA
- 22- UTIQUE*
- 23- ANAGUID EST

TAUX DE PARTICIPATION	OPERATEUR	DATE DE MISE EN PRODUCTION
50%	SEREPT	MARS 1974
50%	SODEPS	JUILLET 1983
51%	TPS	MAI 1994
51%	TPS	MAI 1993
51%	TPS	FEVRIER 1989
51%	TPS	JUILLET 1985
50%	OMV	JUILLET 2011
55%	MARETAP	NOVEMBRE 1990
55%	CTKCP	SEPTEMBRE 1991
CPP	MEDCO	MARS 2009
55%	WINSTAR	AOUT 1998
50%	ENI	MAI 2003
50%	ENI	NOVEMBRE 2005
50%	ENI	AOUT 1996
55%	PETROFAC	MAI 2008
50%	PERENCO	JUILLET 1998
51%	PERENCO	AOUT 1998
50%	BGT	DECEMBRE 2009
50%	OMV	NOVEMBRE 2007
51%	ENI	MAI 2010
51%	ENI	DECEMBRE 2009
100%	ETAP	MAI 2007
50%	OMV	AOUT 2012

(*) Concession en production de CO2

PORTEFEUILLE TITRES DE PARTICIPATION DE **L'ETAP**

Secteur	Sociétés	Taux(%)	DT
EXPLORATION	1. JOINT OIL	50,0%	476 250
	2. NUMHYD	50,0%	644 337
	3. SEREPT	50,0%	3 608 660
	4. CTKCP	50,0%	50 000
PRODUCTION	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
	10. SOTRAPIL	18,28%	567 057
TRANSPORT	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	0,12%	125 000
DIVERS	16. SOTULUB	27,09%	1 490 084
	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%	835 812
	22. SNIPE	4,86%	70 000
	23. ITF	0,4%	40 000
	24. TSC	40,0%	400 000



CONJONCTURE INTERNATIONALE

01

INTRODUCTION

- Principaux Indicateurs de l'ETAP
- Conseil d'Administration
- Organigramme de l'ETAP
- Concessions de l'ETAP
- Portefeuille Titres de l'ETAP

02

SITUATION ENERGETIQUE

- Conjoncture Internationale
- Conjoncture Nationale

03

ACTIVITES DE L'ETAP

- Exploration
- Etudes Exploration
- HSE
- Développement
- Operating
- Production
- Services
- Commercialisation
- Ressources Humaines
- Informatique
- Résultats Financiers

04

ANNEXES

CONJONCTURE INTERNATIONALE 2014

D'après son rapport du mois de janvier 2015, le FMI relève que l'année 2014 a enregistré une légère progression de l'activité économique mondiale au même rythme qu'en 2013, (3,3% en 2014 contre 3,1% en 2013). La croissance économique des pays développés s'est améliorée (1,8% en 2014 contre 1,3% en 2013), tandis que l'activité économique des pays émergents et en voie de développement a poursuivi sa tendance baissière (4,4% en 2014 contre 4,7% en 2013 et 4,9% en 2012).

La croissance économique des pays développés a été influencée par le Royaume-Uni (+2,6%), les États-Unis et le Canada (au même taux de croissance de +2,4%), grâce à l'application par ces pays de politiques de raffermissement économique, d'assouplissement des conditions financières et de rallonges budgétaires.

Dans la zone euro, la reprise a été insuffisante et inégale par pays, un taux de croissance économique globale de 0,8% a été enregistré en 2014 par rapport à -0,5% en 2013. En effet le surendettement, le chômage et l'apurement incomplet des bilans des banques et des grandes entreprises ont continué à ralentir la croissance économique européenne.

Dans les pays en voie de développement, l'activité économique s'est ralentie et la demande extérieure a subi un fléchissement à cause du durcissement des conditions de financement et de décélération des investissements. Toutefois, une amélioration est attendue grâce particulièrement à la baisse des cours du pétrole et à la détente des tensions sur les marchés financiers.

Les pays du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord ont enregistré un taux de croissance globale de 2,8% en 2014 contre 2,2% en 2013, la plupart de ces économies ont souffert des transitions difficiles, des troubles géopolitiques et des conflits sociaux.

MARCHE PETROLIER

L'excédent de l'offre mondiale de pétrole par rapport à la demande a été de l'ordre de 1 million de barils par jour en 2014 contre 0,1 million de barils par jour en 2013. Ce surplus est expliqué, notamment par la forte croissance de l'offre de l'Amérique du Nord (pétrole non conventionnel), la décision de l'OPEP, en novembre, de ne pas prendre de mesures pour soutenir les cours du brut (maintien du niveau de l'offre des pays membres), la décélération de la croissance économique des pays en voie de développement gros consommateurs de pétrole et la stagnation de la plupart des économies européennes.

L'OFFRE DE PÉTROLE
DES PAYS OPEP
EST MAINTENUE STABLE
ENTRE 2013 ET 2014

CROISSANCE DE L'OFFRE
DE PÉTROLE
DES PAYS NON OPEP
ET DE LA CONSOMMATION
DES NON OCDE

Bilan de l'offre et de la demande de pétrole

Million b/j

	2013	2014
Offre	90,2	92,2
• OPEP	35,9	35,9
• Non OPEP	54,3	56,3
Demande	90,1	91,2
• OCDE	46,0	45,8
• Non OCDE	44,1	45,4
Excédent/Déficit Annuel	+0,1	+1,0

DEMANDE MONDIALE DE PETROLE

En 2014, la demande mondiale de pétrole, selon le rapport de l'OPEP du mois de mars 2015, a atteint 91,2 millions de barils par jour, soit une hausse de 1,2% par rapport à l'année 2013. Cette progression s'explique par l'augmentation de la consommation des pays non membres de l'OCDE (principalement la Chine, l'Inde, le Brésil et l'Arabie Saoudite).

En effet, la demande des pays non OCDE s'est élevée à 45,42 millions de barils par jour en 2014, enregistrant une progression de 2,9% comparée à l'année précédente.

Par ailleurs, la demande de pétrole des membres de l'OCDE a été de l'ordre de 45,78 millions b/j en 2014, soit une baisse de 0,4% par rapport à 2013, due essentiellement à la diminution de la consommation japonaise, mexicaine, française, italienne et canadienne.

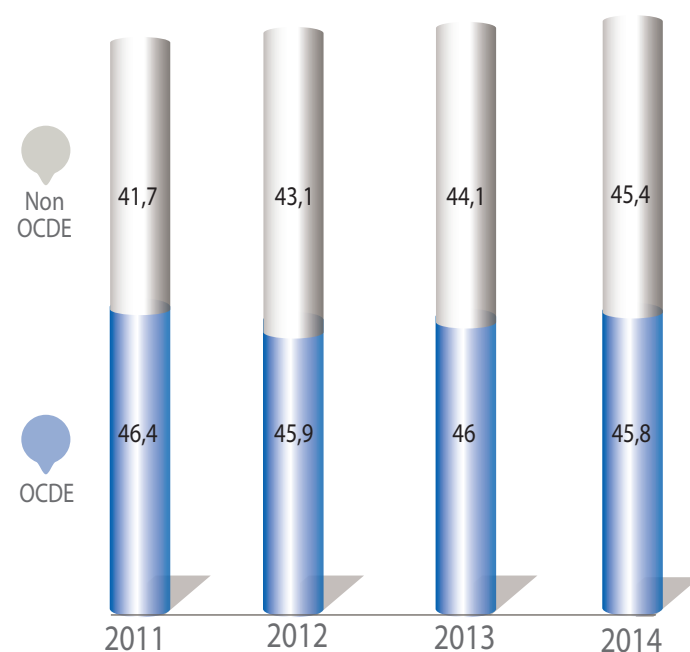
Demande mondiale de pétrole

En millions b/j

Année	2011	2012	2013	2014	Variation 2013-2014
OCDE	46,4	45,9	46,0	45,8	-0,4%
Non OCDE	41,7	43,1	44,1	45,4	+2,9%
TOTAL	88,1	89,0	90,1	91,2	+1,2%

Source: OPEP. Rapport mensuel mars 2015

Evolution de la demande mondiale de pétrole



OFFRE MONDIALE DE PETROLE

L'offre mondiale de pétrole a atteint 92,2 millions b/j en 2014, enregistrant un accroissement de 2,2% par rapport à 2013. Cette hausse provient des pays non OPEP, principalement la forte progression de la production des États-Unis (pétrole léger et de schiste) et à moindre degré, canadienne, brésilienne, russe, kazakh et norvégienne.

En effet, la production de pétrole des pays non OPEP s'est élevée à 56,33 millions b/j en 2014, soit une hausse notable de 3,7% par rapport à 2013. L'offre de pétrole des pays non membres de l'OPEP représente 61% de l'offre mondiale.

Par ailleurs, la production de pétrole de l'OPEP a été de l'ordre de 35,90 millions de barils par jour en 2014 stagnante par rapport à 2013 ; la chute de la production du brut libyen de 49% durant 2014, à cause des perturbations sur les champs et les terminaux, a été compensée par l'augmentation de la production de l'Irak et de l'Iran. L'offre des pays membres de l'OPEP représente 39% de l'offre mondiale de pétrole.

Offre mondiale de pétrole*

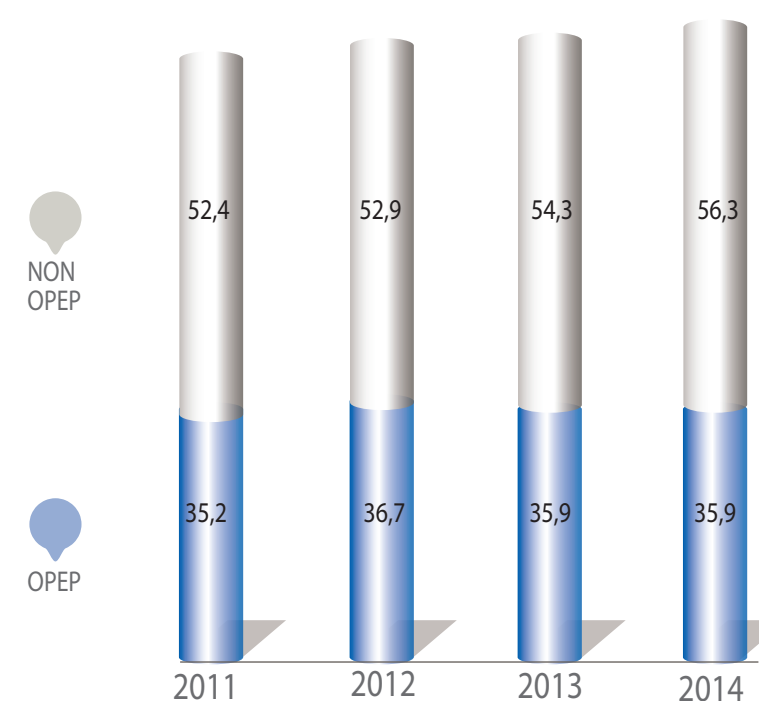
En millions b/j

Année	2011	2012	2013	2014	Variation 2013-2014
OPEP	35,2	36,7	35,9	35,9	+0,0%
Non OPEP	52,4	52,9	54,3	56,3	+3,7%
TOTAL	87,6	89,6	90,2	92,2	+2,2%

Source : OPEP. Rapport mensuel mars 2015

(*) Y compris GPL et non conventionnels

Evolution de l'offre mondiale de pétrole



EVOLUTION DU PRIX DE PETROLE

En janvier 2014, le prix mensuel moyen du Brent a été de l'ordre de 108,25 \$/bbl, il s'est replié de 2,4% par rapport au mois précédent suite au relâchement des tensions géopolitiques, notamment en Irak et en Libye où la production dans certains champs pétroliers a pu reprendre.

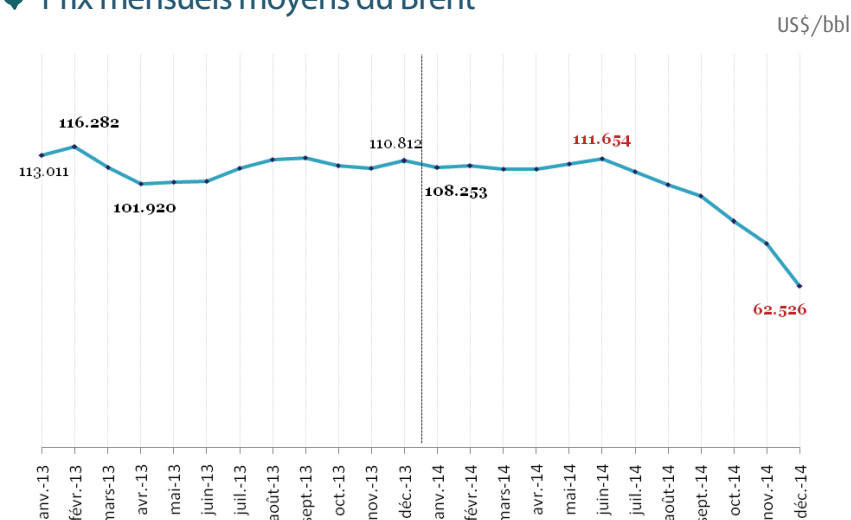
Après de faibles fluctuations durant le premier semestre, le prix du baril de Brent a nettement augmenté en juin 2014 et ce, en réaction à la réapparition de violences et de tensions en Irak, atteignant le prix mensuel moyen le plus élevé de l'année, soit 111,65 \$/bbl.

Au deuxième semestre, le prix du baril de pétrole commença à s'effondrer; l'explosion de la production américaine de pétrole non conventionnel, la décision de l'OPEP de ne pas réduire sa production et le ralentissement de la demande des pays émergents ont favorisé la baisse du prix de Brent et ce, malgré les fortes perturbations géopolitiques et sociales dans les zones de production et d'acheminement de pétrole.

Le cours mensuel moyen du Brent a chuté à 62,5\$/bbl en décembre 2014 ; soit une glissade de 43% par rapport au prix moyen du mois de décembre 2013 et 44% par rapport au prix moyen du mois de juin 2014 (le prix mensuel moyen le plus élevé de l'année), enregistrant ainsi le plus bas niveau depuis mai 2009.

Par ailleurs, le prix mensuel moyen du Brent durant 2014 s'est situé dans la fourchette 62\$-112\$, la moyenne annuelle s'est établie à 98,99 \$/bbl, soit un recul de 9% par rapport à la moyenne 108,6 US\$/bbl de l'année 2013.

Prix mensuels moyens du Brent



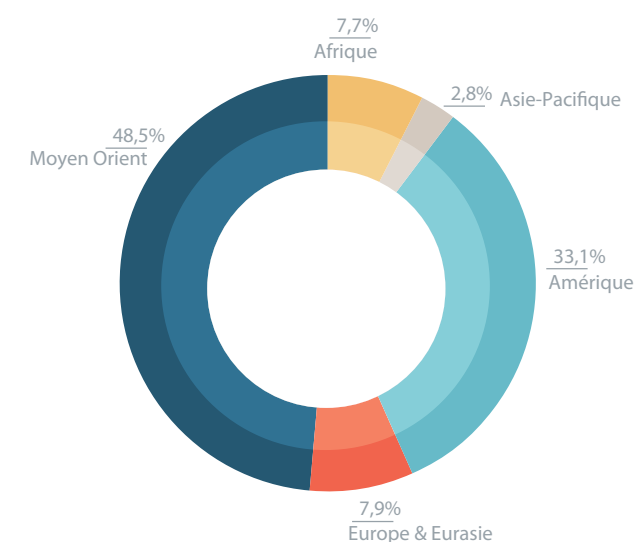
Réserves mondiales de pétrole par région fin 2014

En milliards bbl

Région	Réserves	Part du total
Amérique	548,050	33,1%
Europe & Eurasie	131,167	7,9%
Moyen Orient	803,604	48,5%
Afrique	126,729	7,7%
Asie-Pacifique	46,011	2,8%
TOTAL	1655,561	100,0%
OPEP	1205,840	72,8%
Non OPEP	449,721	27,2%

Source: US Energy Information Administration

Distribution des réserves de pétrole par région fin 2014



MARCHE GAZIER

Le marché mondial du gaz naturel est en plein bouleversement. La situation économique et politique instable dans la plupart des zones de production (Moyen-Orient, Communauté des Etats Indépendants et Afrique du Nord), l'augmentation significative de la production du gaz de schiste, le développement remarquable du gaz naturel liquéfié (GNL), les progrès technologiques ainsi que les nouvelles découvertes ont influencé la stabilité du marché mondial de gaz.

En 2014, la croissance de la demande mondiale de gaz s'est ralentie. Ceci s'explique par la faiblesse de la reprise économique mondiale, la concurrence du gaz par les autres sources d'énergie (charbon, renouvelables et nucléaire), la chute de la consommation en Europe et Eurasie et les températures douces de l'hiver.

L'offre mondiale de gaz a fortement augmenté, en 2014, avec l'extraction massive des gaz non conventionnels (Amérique du Nord) et l'offre d'importants volumes du gaz naturel liquéfié sur les principaux marchés (Qatar, Australie et Malaisie).

OFFRE MONDIALE DE GAZ

Selon les chiffres de British Petroleum (BP), la production mondiale de gaz a atteint 3460 milliards m³ en 2014 contre 3408 milliards m³ en 2013, soit une hausse de 1,5%.

La production de l'Amérique du Nord (environ 27% de la production mondiale), a enregistré une augmentation significative de 5,3% en 2014 par rapport à 2013.

En Asie-Pacifique, la production gazière a enregistré une hausse de 3,7% en 2014, tirée principalement par la croissance de la production chinoise (+7,7%) et australienne (+3,6%).

La production gazière au Moyen-Orient a affiché une croissance de 3,5% durant 2014, en ralentissement par rapport à celle enregistrée en 2013 suite au report des nouveaux projets gaziers à cause des tensions géopolitiques et ce, malgré l'évolution de la production saoudienne et iranienne respectivement de 8% et 5%.

Par ailleurs, la production gazière en Europe et Eurasie a accusé un déclin de 3% en 2014, dû à la diminution de 4% de la production russe (arrêt des livraisons du gaz vers l'Ukraine et chute des exportations vers l'Europe) et à la baisse de la production gazière des Pays-Bas (-18%), bien que la production turkmène a évolué de 11%.

La production gazière africaine a diminué de 1% en 2014, due à la chute de la production égyptienne de 13% (compte tenu du contexte socio-économique et politique instable) et ce, malgré la hausse de la production libyenne (+10%), nigérienne (+6%) et algérienne (+2%).

Toutefois les exportations de gaz algérien et libyen vers l'Europe ont subi une réduction causée par la faiblesse de la croissance économique européenne et le recours croissant aux autres formes d'énergie dans les centrales électriques.

Production mondiale de gaz naturel*

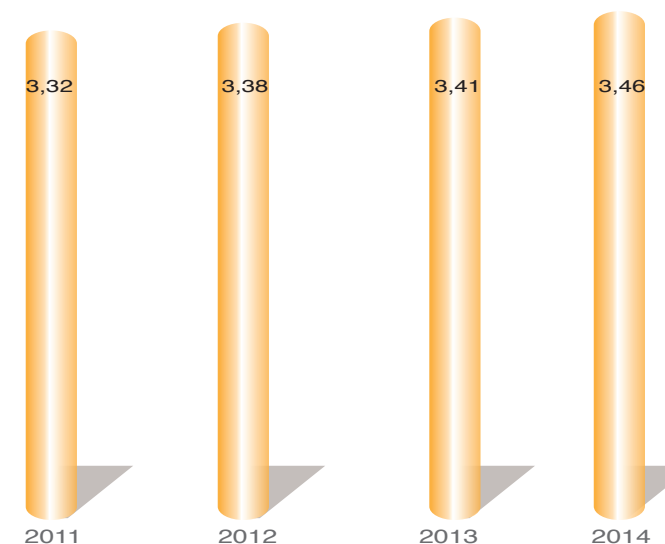
En billions m³

Année	2011	2012	2013	2014
Production	3,31	3,38	3,40	3,46

Source: BP/statistical review of world energy

* Exclut le gaz torché ou recyclé, comprend le gaz naturel produit de la transformation liquide.

PRODUCTION MONDIALE DE GAZ NATUREL



DEMANDE MONDIALE DE GAZ

La consommation mondiale de gaz, selon British Petroleum, a atteint 3393 milliards m³ en 2014 contre 3381 milliards m³ en 2013, soit une légère progression de 0,4%, avec de grandes disparités régionales.

En Asie, la demande de gaz n'a enregistré qu'une légère évolution de 2% en 2014 par rapport à 2013, sous l'effet du ralentissement de la croissance économique asiatique et la hausse de l'utilisation du charbon (+1,7%). La consommation japonaise et indienne de gaz a enregistré une baisse respectivement de 0,9% et 1,5%, tandis que la demande chinoise a augmenté de 8,6%, un taux qui reste inférieur à la moyenne enregistrée pendant les cinq dernières années.

En Amérique du Nord, la consommation gazière qui a progressé de 2,5% en 2014 par rapport à 2013 est expliquée par la demande hivernale et la croissance industrielle rapide.

Au Moyen-Orient, la consommation gazière a augmenté de 6,3% en 2014 par rapport à 2013, cette hausse est notamment due à la croissance de la production de l'électricité.

Par ailleurs, la consommation gazière en Europe et Eurasie a poursuivi son déclin, une baisse de 4,8% a été enregistrée en 2014, plus marquée qu'au cours des années précédentes. La consommation gazière a chuté en Europe et en Ukraine et les volumes stockés de gaz russe ont atteint des niveaux élevés du fait de la faible demande externe.

La consommation de gaz en Afrique a presque stagné (-0,1% en 2014), malgré la forte croissance de la consommation algérienne (+12%) et celle de l'Afrique du Sud (+7%).

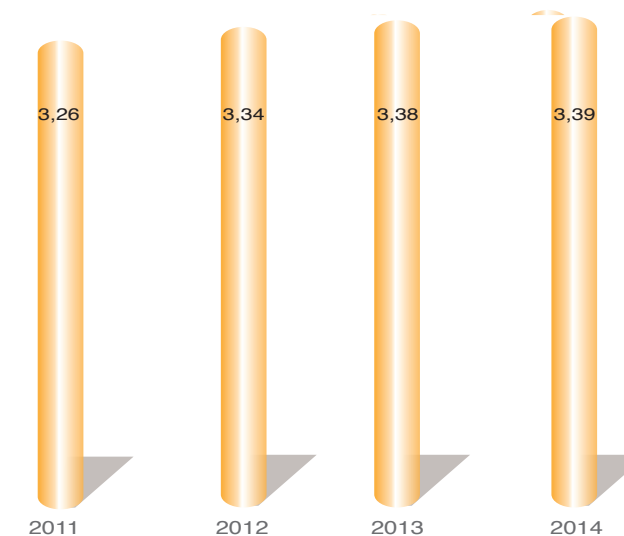
Consommation mondiale de gaz naturel*

Année	2011	2012	2013	2014
Consommation	3,26	3,34	3,38	3,39

Source: BP/statistical review of world energy

* Exclut le gaz naturel converti en combustibles liquides, mais inclut les dérivés de charbon ainsi que le gaz naturel consommé à la transformation liquide.

CONSOMMATION MONDIALE DE GAZ NATUREL

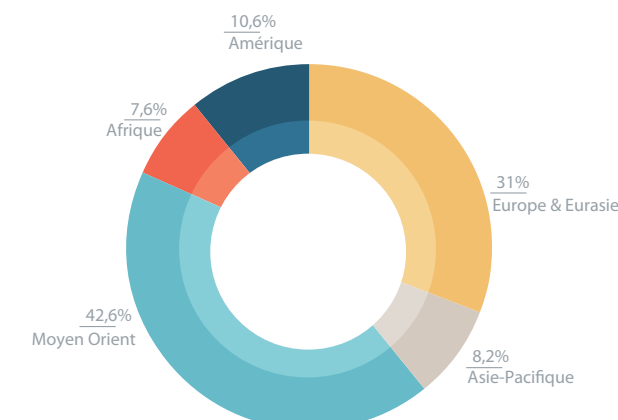


Réserves mondiales de gaz naturel par région fin 2014

Région	Réserves	Part du total
Amérique	19,8	10,6%
Europe & Eurasie	58,0	31,0%
Moyen Orient	79,8	42,6%
Asie-Pacifique	15,3	8,2%
Afrique	14,2	7,6%
TOTAL	187,1	100,0%
OCDE	19,5	10,4%
NON OCDE	167,6	89,6%

Source: BP/statistical review of world energy 2015

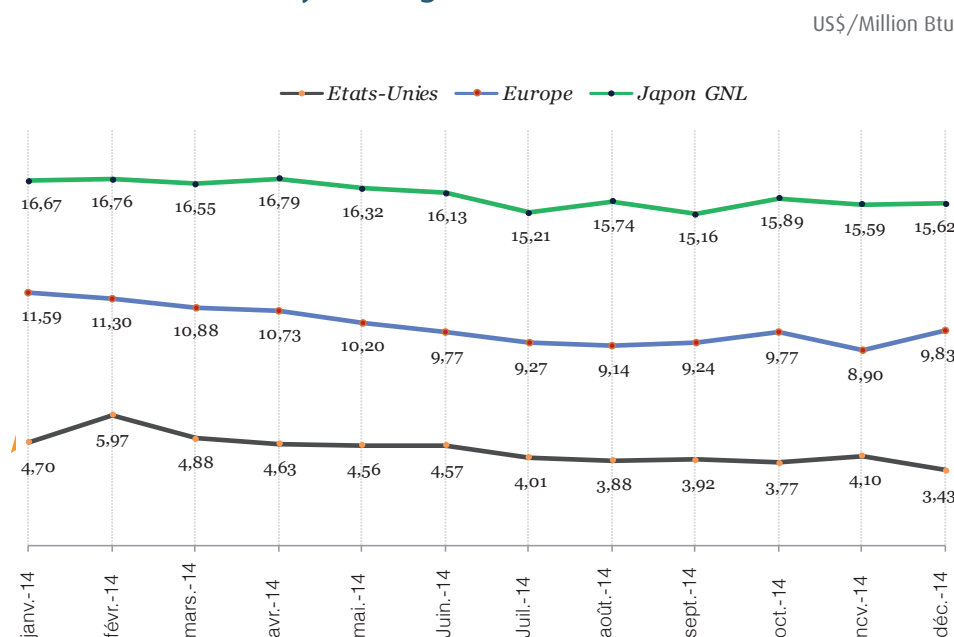
Distribution des réserves de gaz par région fin 2014



EVOLUTION DU PRIX DE GAZ

L'excédent de l'offre par rapport à la demande, la baisse des prix du pétrole, le contexte économique, les tensions géopolitiques au Moyen Orient et la compétitivité du gaz naturel par rapport aux autres sources d'énergie (pour la production d'électricité) sont les facteurs qui ont entraîné la baisse des prix du gaz sur les principaux marchés durant le deuxième semestre de 2014.

Prix mensuels moyens de gaz naturel



Source: World Bank commodity price data

En 2014, la consommation mondiale de gaz a atteint 3393 milliards m³ alors que la production a atteint 3460 milliards m³



PERSPECTIVES ENERGETIQUES MONDIALES

En 2014, les perturbations géopolitiques qui ont secoué le Moyen-Orient et l'Afrique du Nord, le maintien du niveau de l'offre de l'OPEP, les incertitudes économiques ainsi que la hausse spectaculaire de la production nord-américaine ont bouleversé le marché mondial de pétrole.

La montée en puissance du gaz naturel, la concentration de la production dans quelques pays et la dépendance externe croissante des pays consommateurs ont fait du gaz un nouvel enjeu de pouvoir. Le conflit entre la Russie et l'Ukraine a engendré des inquiétudes sur la sécurité d'approvisionnement en gaz.

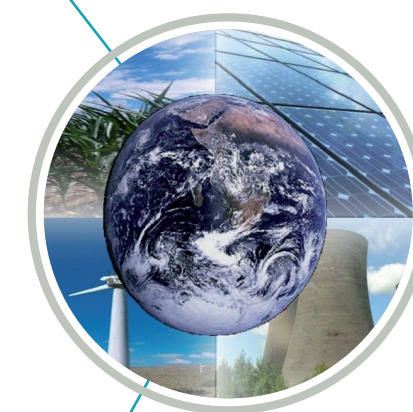
Les énergies renouvelables ont progressé, après deux ans de reflux, suite à la hausse des investissements des pays en développement dans le secteur, l'engagement de la Chine et du Japon dans le solaire ainsi que le développement massif de l'éolien offshore en Europe.

D'ici 2040, Exxon Mobil prévoit une hausse de la population mondiale de 2 milliards, une croissance de 130% de l'économie mondiale, une hausse de 12% de la consommation d'énergie/habitant et environ 35% d'augmentation de la demande globale d'énergie (elle aurait plus que doublé sans les améliorations escomptées en matière d'efficacité énergétique). Les pays hors OCDE tireront cette croissance, la Chine et l'Inde contribueront pour la moitié à cette hausse de la demande mondiale énergétique. Au-delà de la Chine et de l'Inde, c'est dans dix pays clés que sera observée la hausse la plus importante de la demande énergétique : le Brésil, l'Indonésie, l'Arabie Saoudite, l'Iran, l'Afrique du Sud, le Nigéria, la Thaïlande, l'Égypte, le Mexique et la Turquie. (Le Mexique et la Turquie sont membres de l'OCDE).

Le pétrole

Exxon Mobil prévoit une croissance de la demande de pétrole d'environ 25%, d'ici 2040, et estime que la Chine sera le plus gros consommateur de pétrole au monde.

Toujours selon Exxon Mobil, les États Unis, l'Arabie Saoudite et la Russie produiront plus d'un tiers de pétrole constitué, en grande partie, de pétrole en eaux profondes, des sables bitumineux et de pétrole de réservoirs compacts. 65% des réserves mondiales récupérables de pétrole resteront à produire grâce aux progrès technologiques.



Le gaz

Selon l'AIE (Agence Internationale de l'Energie), l'offre et la demande du gaz naturel connaîtront une forte croissance. Les inquiétudes relatives à la sécurité de l'approvisionnement en gaz seront en grande partie dissipées grâce à l'augmentation de la production mondiale du gaz, à la progression de l'extraction du gaz non conventionnel (près de 60% de la hausse de la production totale de gaz) et à la multiplication par près de trois des sites de liquéfaction du gaz dans le monde (la part de GNL dans les échanges mondiales de gaz atteindra plus de 40% en 2035).

D'ici 2040, la production mondiale de gaz naturel couvrira plus de 25% des besoins mondiaux en énergie et le continent européen restera le premier importateur de gaz naturel.

La demande en gaz naturel augmentera dans toutes les régions, particulièrement dans les pays hors OCDE. Cette demande sera favorisée par le développement économique et social ainsi que la forte croissance de la demande mondiale en électricité.

Le charbon

Le charbon est aujourd'hui le premier combustible utilisé pour la production de l'électricité et occupe la deuxième place parmi les sources d'énergie. La Chine et l'Inde consomment actuellement plus que la moitié de la production mondiale de charbon.

Selon les estimations d'Exxon Mobil, la demande de charbon continuera à croître jusqu'aux alentours de 2025 avant de régresser, malgré l'existence d'immenses réserves. Ce déclin est expliqué par le recours à l'utilisation du gaz naturel moins polluant (60% de moins d'émissions de CO² que le charbon).

Les énergies renouvelables

L'énergie nucléaire connaîtra quant à elle une croissance vigoureuse. Si certains pays ont revu à la baisse leurs projets de développement nucléaire, nombreux sont ceux qui devraient utiliser davantage cette source d'énergie pour répondre à leurs besoins en électricité. Cette croissance sera tirée essentiellement par l'Asie-Pacifique, où l'énergie nucléaire devrait passer à près de 9% des énergies utilisées en 2040, suivie de la Russie et l'Europe.

Selon l'AIE, l'évolution des politiques, la pression des marchés, le volume des investissements pour l'approvisionnement et le réchauffement climatique tendent à faire réduire la part des énergies fossiles dans le mix énergétique mondial. À l'horizon 2040, les énergies renouvelables (en particulier l'hydroélectricité, l'éolien et le solaire) contribueront pour moitié à la hausse de la production électrique mondiale et assureront un tiers de cette production.



CONJONCTURE NATIONALE

01

INTRODUCTION

- Principaux Indicateurs de l'ETAP
- Conseil d'Administration
- Organigramme de l'ETAP
- Concessions de l'ETAP
- Portefeuille Titres de l'ETAP

02

SITUATION
ENERGETIQUE

- Conjoncture Internationale
- Conjoncture Nationale

03

ACTIVITES
DE L'ETAP

- Exploration
- Etudes Exploration
- HSE
- Développement
- Operating
- Production
- Services
- Commercialisation
- Ressources Humaines
- Informatique
- Résultats Financiers

04

ANNEXES

CONJONCTURE NATIONALE 2014

La banque centrale de Tunisie (périodique de conjoncture janvier 2015) note une légère amélioration de la croissance économique tunisienne de 2,5% en 2014 contre 2,3% en 2013. Cette croissance est le résultat de la reprise de l'activité agricole (avec une évolution de 2,8% en 2014 par rapport à 2013), la progression des industries manufacturières de 1,5% et des services marchands de 3,2% en 2014 et ce, malgré le fléchissement de 0,9% des industries non manufacturières.

Toutefois, le secteur des hydrocarbures a accusé, en 2014, une baisse au niveau de ses activités caractérisée par :

- » L'absence d'attribution de nouveaux permis ;
- » L'absence de nouvelles découvertes ;
- » La baisse des acquisitions sismiques 2D et 3D ;
- » La chute du nombre de puits d'exploration forés ;
- » La stagnation du nombre de puits de développement forés.

D'autre part il y a eu :



- » Une aggravation du déficit énergétique de 2,4 Mtep en 2013 à 3,7 Mtep en 2014 ;
- » Un fléchissement de l'offre d'énergie primaire de l'ordre de 13% ;
- » Une forte baisse de la redevance en gaz algérien de 46,5% ;
- » Un accroissement de la demande d'énergie primaire de l'ordre de 6%.

RESSOURCES EN ENERGIE PRIMAIRE

Les ressources nationales en énergie primaire (y compris les redevances en gaz naturel perçues sur le gazoduc Transméditerranéen) ont accusé une baisse de l'ordre de 13%, passant de 6317 ktep-PCI en 2013 à 5509 ktep-PCI en 2014.

RESSOURCES EN PETROLE & GPL

La production nationale de pétrole (y compris condensat, condensat Gabès, GPL champs et GPL usine Gabès) en 2014 a atteint 2,813 millions de tonnes (2,903 millions tep) contre 3,149 millions de tonnes (3,248 millions tep) durant 2013, enregistrant une baisse de 10,6%.

Cette baisse de la production s'explique notamment par :

Le déclin de la production de la plupart des champs tels que : Hasdrubal (-22%), El Borma (-10%), Chourouq (-4%), Oued Zar (-32%), Ashtart (-12%), Hajeb/Guebiba (-20%), Ch. Essaida (-9%), Miskar (-13%), Bir Ben Tartar (-8%), MLD (-12%), Sidi El Kilani (-12%) et ce, en dépit de l'augmentation de la production des champs : Didon (+36%), Anaguid Est (+25%), Ezzaouia (+33%), Sabria (+28%).

Les arrêts de production de certains champs, soit pour la réalisation des travaux d'entretien ou de réparation :

- » Arrêt annuel planifié du champ Miskar du 17 au 19 novembre 2014, fermeture du A17 jusqu'au 25 juin pour intervention technique et du R1A pour travaux de maintenance.
- » Champs El Hajeb/Guebiba : fermeture du puits GUE#5A (depuis le 08/10/2014), du GUE#9 (depuis le 20/09/2014) suite à une panne de pompe ESP et attente du 'work over' et du puits EHJ#1 le 16/05/2014 suite à une panne de la pompe.
- » Fréquents arrêts (programmés pour maintenance ou pour réparations des installations et des équipements) au champ Hasdrubal.
- » Fermeture du ASH#65ST au champ Ashtart du 01/09/2014 au 11/09/2014 pour travaux techniques et arrêt du champ du 21/01/2014 au 25/01/2014 pour le remplacement du système de commande.

Arrêt du champ Baraka (3 jours durant février 2014 suite aux conditions météorologiques) et réduction de la production du champ Bir Ben Tartar (suite à la grève du personnel et des transporteurs de brut durant 3 jours à partir du 27/10/2014).

Production nationale de pétrole*

En millions tonnes

Année	2011	2012	2013	2014	Variation 2013-2014
Concessions ETAP	2,54	2,64	2,43	2,14	-12,0%
Autres	0,78	0,67	0,60	0,57	-6,5%
TOTAL	3,32	3,31	3,04	2,70	-11,0%

(*) Y compris condensat et GPL champs

La production nationale de brut est passée de 2850 mille tonnes en 2013 à 2543 mille tonnes en 2014 reflétant une réduction de 10,8%, le GPL champs a accusé une baisse de 13,8%, passant de 189 mille tonnes en 2013 à 163 mille tonnes en 2014.

Il convient à noter qu'en 2014, le GPL usine de Gabès a été de l'ordre de 78 mille tonnes, alors que le condensat usine de Gabès a été de 29 mille tonnes.

RESSOURCES EN GAZ COMMERCIAL

Les ressources disponibles en gaz (production nationale + forfait fiscal) de l'année 2014 ont atteint, en pouvoir calorifique inférieur, 2606 ktep contre 3069 ktep en 2013, enregistrant un déclin de 15%. Cette régression est due à :

- » La forte baisse (-46,5%) du forfait fiscal prélevé sur le gazoduc Transméditerranéen passant de 559 ktep en 2013 à 299 ktep en 2014 (diminution des approvisionnements en gaz algérien des deux principaux clients italiens ENI de 30% et ENEL de 40% sous l'effet de la crise économique européenne, d'une part et le blocage dans les renégociations des contrats d'achats à long terme de gaz d'autre part).
- » La diminution de la production nationale de gaz commercial de 8,1% résultant de la régression de la production des champs : Miskar (-15,3%), Hasdrubal (-12,6%) et celle des gisements Franig/Baguel/Tarfa & Sabria (-5,8%) et ce, malgré la hausse de la production des champs Maâmoura/Baraka (+81%), la progression du gaz commercial du sud (+3%) suite à l'augmentation de la production du champ Adam de 13% et l'entrée en production du champ Chourouq.

Ressources disponibles en gaz commercial

En ktep-pci

	2013	2014	Var (%)
PRODUCTION NATIONALE	2 510,2	2 306,9	-8,1%
Miskar	845,2	716,0	-15,3%
Gaz Com Sud*	340,5	351,7	+3,3%
Chergui	221,9	222,9	0,5%
Hasdrubal	901,0	787,2	-12,6%
Maâmoura et Baraka	45,2	81,7	+80,8%
Franig/Baguel & Sabria	156,5	147,4	-5,8%
Redevance totale	558,6	299,1	-46,5%
RESSOURCES DISPONIBLES	3 069	2 606	-15,1%

Source : ONE

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

DEMANDE D'ENERGIE PRIMAIRE

La demande d'énergie primaire est passée de 8718 ktep-PCI en 2013 à 9214 ktep-PCI en 2014 réalisant une progression de 5,7%, suite à l'importante hausse de la consommation des produits pétroliers de 10% avec une stagnation du taux de croissance de la consommation du gaz naturel à 2,1% pour la deuxième année consécutive.

DEMANDE DES PRODUITS PETROLIERS

La consommation nationale des produits pétroliers est passée de 3925 ktep en 2013 à 4319 ktep en 2014 réalisant une évolution de 10,0%. Cette importante augmentation est la conséquence de la hausse de la demande de tous les produits pétroliers sauf pour le jet aviation (étroitement lié à l'activité touristique) qui a accusé une baisse de 6,5% et pour le GPL dont la consommation a presque stagné au même niveau enregistré en 2013.

Il est à noter que la consommation des carburants routiers (essences + gasoil) a augmenté de 8% ; dû probablement au nombre élevé des touristes algériens, à la présence massive des citoyens libyens en Tunisie et à l'atténuation du commerce illicite des carburants.

SITUATION ENERGETIQUE

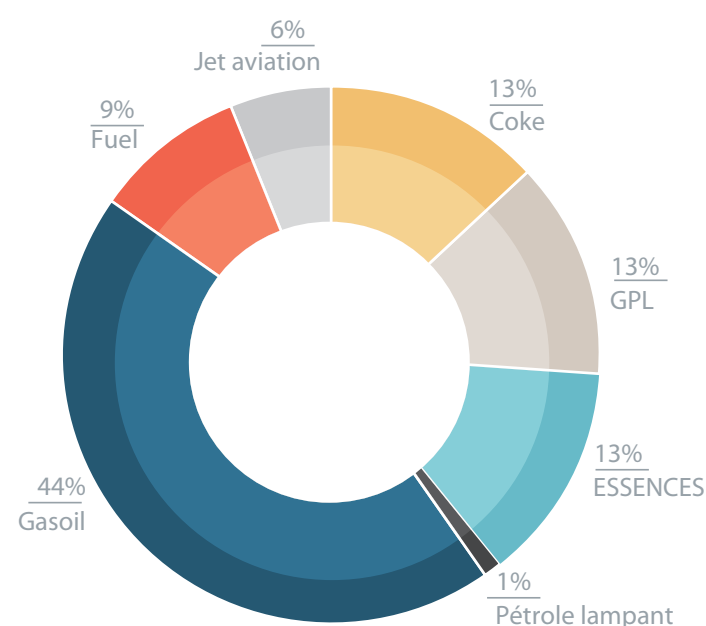
La consommation du fuel a haussé de 20,6% (utilisation pour la production électrique) et celle du coke de pétrole de 36,6% (utilisation dans le secteur cimentier).

Consommation des produits pétroliers

En ktep-pci

	2013	2014	Var (%)
CONSOMMATION TOTALE	3925	4319	+10,0%
GPL	566	564	-0,3%
Essences	526	564	+7,3%
Pétrole lampant	49,7	53,6	+7,7%
Gasoil	1748	1901	8,7%
Gasoil ordinaire	1542	1656	+7,4%
Gasoil 50	206	245	+19,0%
Fuel	319	385	+20,6%
STEG & STIR	56	123	+118,1%
Hors STEG & STIR	263	262	-0,3%
Jet aviation	297	278	-6,5%
Coke de pétrole	420	574	+36,6%
CONSOMMATION FINALE (Hors STEG & STIR)	3869	4196	+8,4%

Source : Observatoire Nationale de l'Energie



SITUATION ENERGETIQUE

DEMANDE EN GAZ NATUREL

La consommation totale de gaz naturel a connu un accroissement de 2,1% passant de 4793 ktep en 2013 à 4895 ktep en 2014. Cette hausse s'est manifestée, aussi bien pour le gaz naturel consommé pour la production de l'électricité de 3,4% (le secteur électrique reste de loin le plus grand consommateur de gaz naturel et représente 74% de la demande gazière totale de 2014), que pour le gaz naturel consommé en moyenne et basse pression (+3,0%) et ce, malgré la baisse de la consommation en haute pression de 13,1% qui a été compensée par l'augmentation de la consommation du pet coke par les cimenteries.

Consommation de gaz naturel

En ktep-pci

	2013	2014	Var (%)
DEMANDE	4793	4895	2,1%
Production d'électricité	3488,1	3606,5	3,4%
Hors production électrique	1304,7	1288,3	-1,3%
Haute pression	342,5	297,6	-13,1%
Moy & Basse pression	962,2	990,7	3,0%

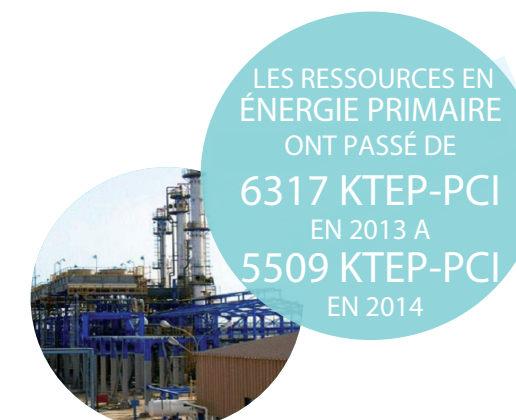
Source : ONE

BILAN ENERGETIQUE

Le bilan d'énergie primaire pour l'année 2014 s'est caractérisé par l'aggravation du déficit énergétique de 54% passant de 2,4 Mtep en 2013 à 3,7 Mtep en 2014.

Cet important déficit s'explique par la forte baisse des ressources nationales en énergie primaire de 12,8% (pétrole -11%, gaz naturel -15% et GPL -10%) et l'augmentation de la consommation d'énergie primaire de 5,7% (produits pétroliers +10% et gaz naturel +2,1%).

Le taux d'indépendance énergétique, qui représente le ratio des ressources nationales d'énergie primaire par la consommation d'énergie primaire, est passé de 72% en 2013 à 60% en 2014, soit une dépréciation de 17%.



BILAN D'ENERGIE PRIMAIRE

En ktep-pci

	2013	2014	Var (%)
RESSOURCES (y compris la redevance)	6317	5509	-12,8%
Pétrole ⁽¹⁾	2954	2639	-10,7%
GPL primaire ⁽²⁾	294	264	-10,2%
Gaz naturel ⁽³⁾	3069	2606	-15,1%
Production	2510	2307	-8,1%
Redevance	559	299	-46,5%
CONSUMMATION	8718	9214	+5,7%
Produits pétroliers ⁽⁴⁾	3925	4319	+10,0%
Gaz naturel	4793	4895	+2,1%
DEFICIT ANNUEL (y compris la redevance)	-2401	-3705	+54,3%

(1) Y compris condensat et condensat 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



01
INTRODUCTION

- Principaux Indicateurs de l'ETAP
- Conseil d'Administration
- Organigramme de l'ETAP
- Concessions de l'ETAP
- Portefeuille Titres de l'ETAP

02
SITUATION
ENERGETIQUE

- Conjoncture Internationale
- Conjoncture Nationale

ACTIVITES
DE L'ETAP

03
ACTIVITES
DE L'ETAP

- Exploration
- Etudes Exploration
- HSE
- Développement
- Operating
- Production
- Services
- Commercialisation
- Ressources Humaines
- Informatique
- Résultats Financiers

04
ANNEXES

EXPLORATION

Suite à une conjoncture nationale et internationale difficile, l'activité exploration en Tunisie a été caractérisée, en 2014, par les résultats suivants :

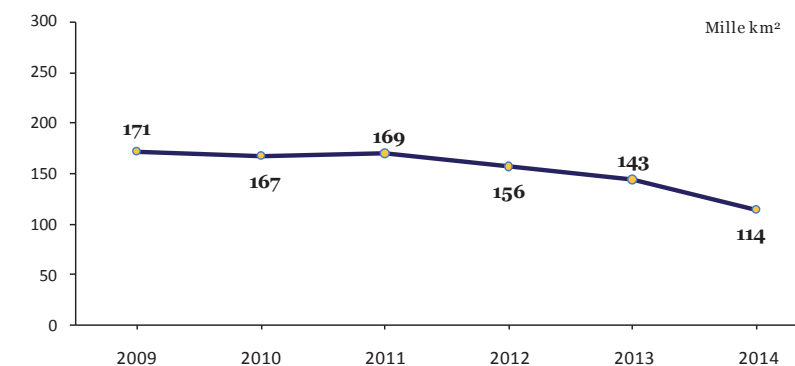
- » L'absence d'attribution de nouveaux permis ;
- » La renonciation à quatre (4) permis de prospection et un (1) permis de recherche ;
- » L'annulation d'un (1) permis de recherche ;
- » Le renouvellement de la période de validité de trois (3) permis de recherche ;
- » L'extension de la durée de validité de treize (13) permis de recherche ;
- » L'acquisition de 739 km de sismique 2D (2688 km en 2013) et de 1576 km² de sismique 3D (2926 km² en 2013) ;
- » Le forage de trois (03) nouveaux puits d'exploration, contre douze (12) puits en 2013.

OPERATIONS D'EXPLORATION SUR PERMIS

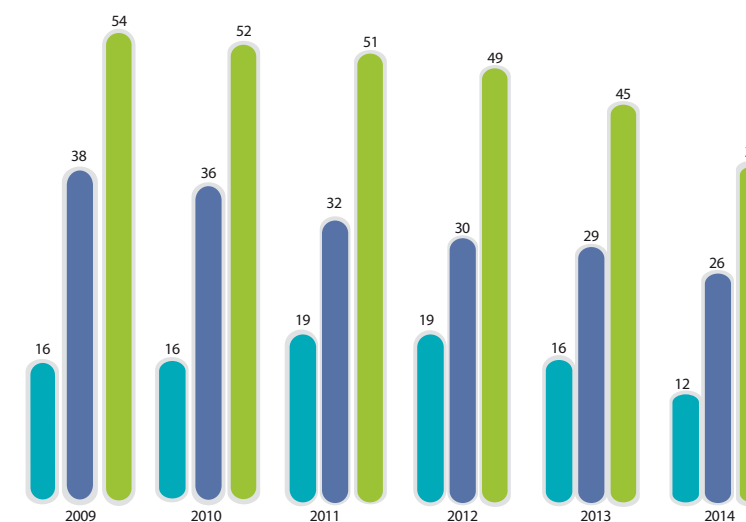
Le nombre de permis en cours de validité au 31 décembre 2014 s'élève à 38 permis (sans compter Teboursouk qui a été réintégré parmi les blocs libres en fin 2013) dont 26 onshore et 12 offshore, il s'agit de 36 permis de recherche et 02 permis de prospection couvrant une superficie totale de 114 561 km² (72 518 km² en onshore et 42 043 km² en offshore).

LE NOMBRE DE PERMIS EN
COURS DE VALIDITÉ AU
31 DÉCEMBRE 2014
S'ÉLÈVE À
38 PERMIS

Evolution du domaine minier



Evolution du nombre de permis



PERMIS DE RECHERCHE ET DE PROSPECTION

1- Permis rendus

En 2014, six (6) permis ont été rendus et réintégrés parmi les blocs libres :

- » Renonciation au permis de recherche 'Jenein Nord', détenu par ETAP/OMV, qui est arrivé à échéance le 21 juillet 2014.
- » Renonciation au permis de prospection 'Diodore', qui a été octroyé à ETAP/NZOG, le 23 juin 2014.
- » Renonciation à trois permis de prospection 'Ras Korane', 'Ras Rihane' et 'Nadhour', qui ont été opérés par REPSOL, suite à l'échéance de leurs périodes de validité en date du 05 septembre 2014.
- » Annulation du permis de recherche 'Remada' qui a été opéré par MEDEX, sans réalisation de l'obligation contractuelle minimale, le 07 août 2014.

2- Permis renouvelés

2-1 Renouvellement de la période de validité :

Trois (3) permis de recherche ont été renouvelés en 2014, à savoir : Kaboudia, Sud Tozeur (premier renouvellement pour une période de trois (3) ans) et Borj El Khadra Sud (premier renouvellement pour une période de deux ans et demi (2,5) et arrivant à échéance le 03 mai 2016).

2-2 Extension de la durée de validité :

- » Extension de la durée de validité de la période du premier renouvellement du permis de recherche 'Kerkouene' pour une durée de deux (2) ans : du 23 février 2014 au 22 février 2016.
- » Extension de la durée de validité de la période initiale du permis de recherche 'Le Kef' pour une (01) année : du 13 mai 2014 au 12 mai 2015.
- » Extension de la durée de validité de la période initiale du permis de recherche 'Bouhajla' pour une durée d'une (01) année : du 30 avril 2014 au 29 avril 2015.
- » Extension de la durée de validité de la période initiale du permis de recherche 'Tajerouine' pour une durée d'une (01) année : du 05 mai 2014 au 07 août 2015.
- » Extension de la durée de validité du deuxième renouvellement du permis de recherche 'Ksar Hadada' pour une durée de deux (02) ans : du 20 avril 2014 au 19 avril 2016 (en tenant compte de la compensation de la période de suspension).
- » Extension de la durée de validité de la période initiale du permis de recherche 'Bargou' pour une durée d'une (01) année : du 18 avril 2014 au 07 août 2015.
- » Extension de la durée de validité du troisième renouvellement du permis de recherche 'Makthar' pour une durée de deux (02) ans : du 11 juillet 2014 au 10 juillet 2016.
- » Extension de la durée de validité du premier renouvellement du permis de recherche 'Jenein Sud' pour une durée de trois (03) ans : du 20 avril 2014 au 19 avril 2017.
- » Extension de la durée de validité de la période initiale du permis de recherche 'Jenein Centre' pour une durée de deux (02) ans : du 16 octobre 2014 au 15 octobre 2016.

- » Extension de la durée de validité du troisième renouvellement du permis de recherche 'Anaguid' pour une durée d'une (01) année : du 09 juin 2014 au 07 août 2015.
- » Extension de la durée de validité de la période initiale du permis de recherche 'Mahdia' pour une durée de six (06) mois : du 20 juillet 2014 au 19 janvier 2015.
- » Extension de la durée de validité de la période initiale du permis de recherche 'Tozeur' pour une (01) année : du 24 janvier 2014 au 23 janvier 2015.
- » Extension de la durée de validité de la période initiale du permis de recherche 'Zaafraane' pour une durée d'une (01) année : du 04 mai 2014 au 03 mai 2015.

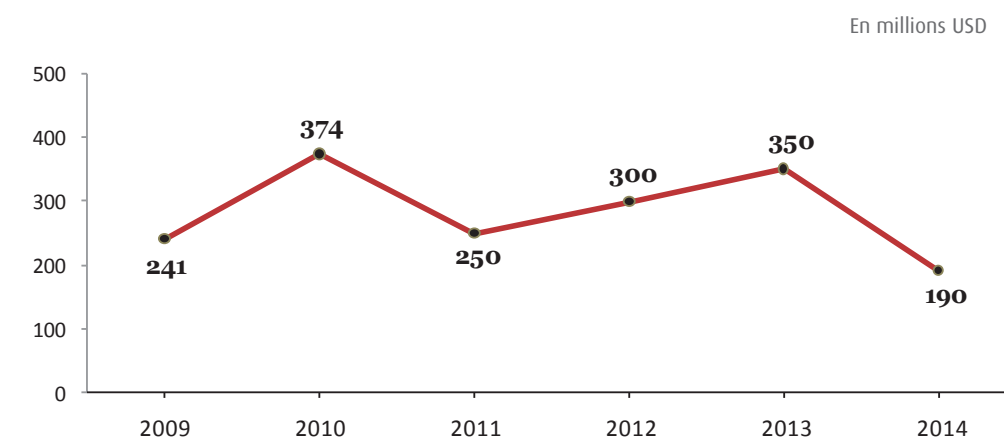
3- Concession

L'arrêté d'institution de la concession d'exploitation «Anaguid Est» issue du permis Anaguid, détenue par ETAP/OMV, est publié au JORT en date du 03/09/2014.

INVESTISSEMENTS DANS L'EXPLORATION

Le montant des investissements dans l'exploration a atteint 189,62 millions US\$ en 2014 contre 350 millions US\$ en 2013.

Investissements dans l'exploration



ACTIVITES SISMQUES

L'activité sismique durant l'année 2014 a été marquée par la réalisation de six (6) campagnes sismiques : deux (2) campagnes sismiques 2D et quatre (4) campagnes sismiques 3D (dont deux (2) ont été commencées à la fin de l'année 2013).

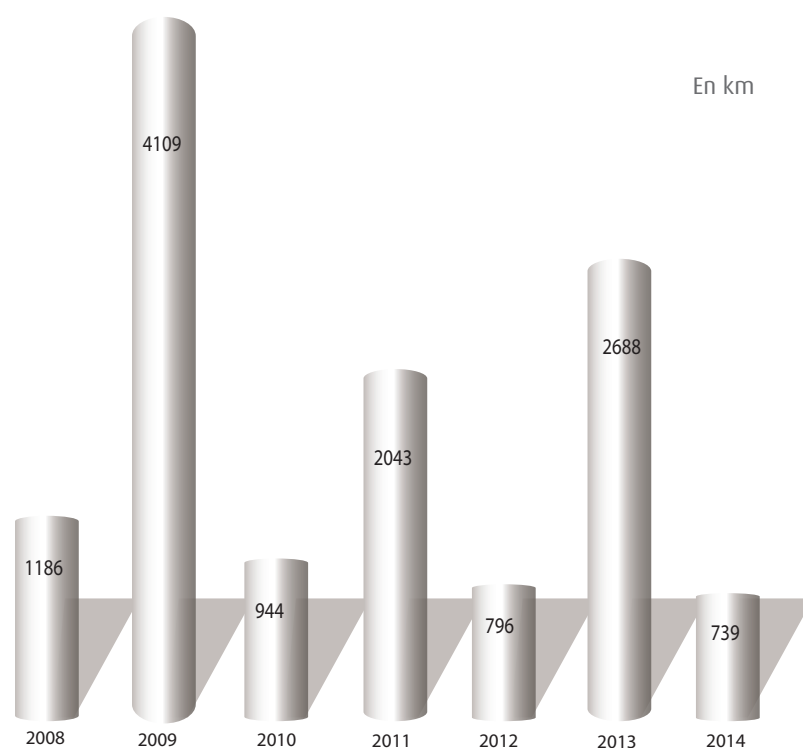
Ces acquisitions sismiques ont été réalisées sur les concessions et les permis suivants : Djebel Grouz, Makhrouga (depuis fin 2013), Makthar, Tajerouine, Zaafrane (depuis fin 2013) et Sfax Offshore.

Sismique 2D

Permis	Opérateur	Contracteur	Onshore/Offshore	Début/Fin	2D (km)
Makthar	HTC	CGG	Onshore	08-04-2014 23-07-2014	340
Tajerouine	Oil Search	CGG	Onshore	01-10-2014 28-11-2014	399

TOTAL : 739 km

Aquisitions Sismiques 2D



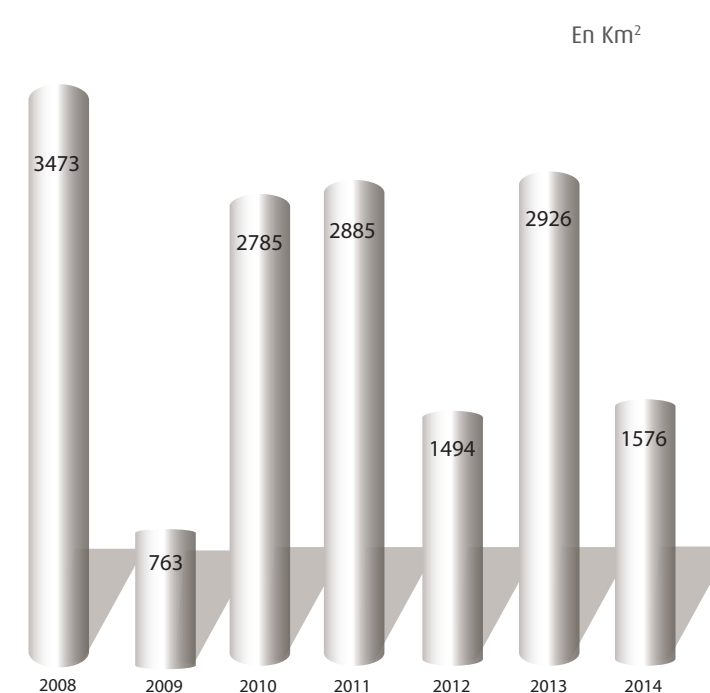
En km

Sismique 3D

Permis/Concessions	Opérateur	Contracteur	Onshore/Offshore	Début/Fin	3D (km²)
Zaafrane	Mazarine	CGG	Onshore	01-01-2014 07-02-2014	277
Sfax Offshore	DNO	Dolphin Geophysical	Offshore	20-08-2014 23-09-2014	1016
Djebel Grouz	Eni	CGG	Onshore	12-01-2014 29-01-2014	154
Makhrouga	SODEPS	CGG	Onshore	01-01-2014 11-01-2014	129

TOTAL : 1576 km²

Aquisitions Sismiques 3D



En Km²

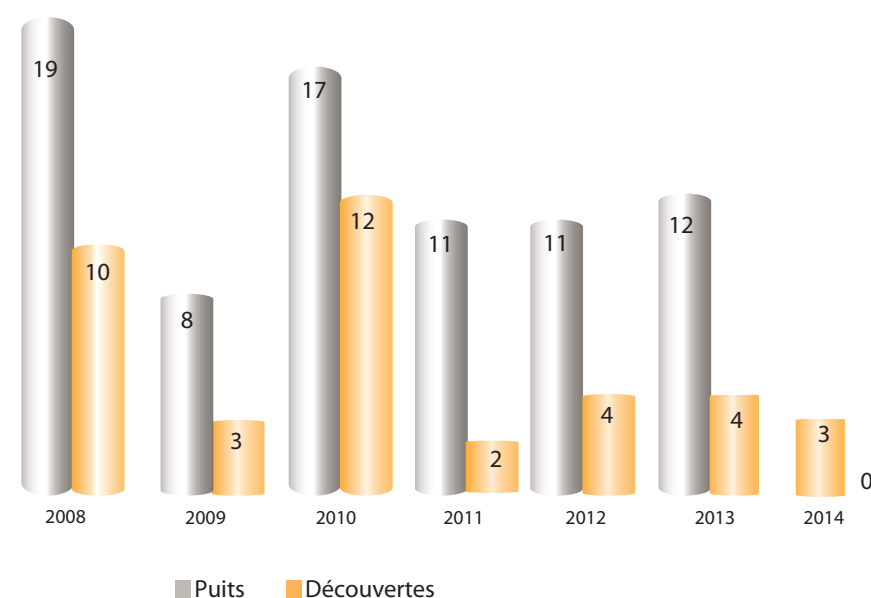
ACTIVITES DE L'ETAP

ACTIVITES DE FORAGE

En 2014, trois (03) puits d'exploration ont été forés ; deux (2) puits offshore : El Mediouni-1 et Jawhra-3 et un (1) puits onshore : Siccavenera-1.

Puits	Permis	Opérateur	Prof. (m)	Période	Résultats
El Mediouni-1	Mahdia	Circle Oil	1200 m	07-06-2014 04-09-2014	P&A. Indices d'huile dans les formations Ain Grab et Ketatna.
Jawhra-3	Sfax Offshore	DNO	2815 m	09-10-2014 27-11-2014	P&A. Indices d'huile dans Douleb/Bireno/Zebbag.
Siccavenera-1	Le Kef	Primoil	3338 m	19-08-2014 11-12-2014	Indices de gaz dans l'Aptien. Test en cours.

Evolution du nombre de découvertes



ACTIVITES DE L'ETAP

TRAVAUX DE DÉVELOPPEMENT

En 2014, onze (11) puits de développement ont été forés (dont sept (7) sont déjà en production) dans les concessions : Bir Ben Tartar, Sabria, Guebiba et Baguel :

Concession	Puits	Prof. (m)	Début du forage	Fin du forage	Résultats
Bir B.Tartar	TT#28	1475	14-01-2014	27-01-2014	Mise en production le 09 février 2014.
	TT#18	1486	11-02-2014	27-02-2014	Mise en production le 13 mars 2014.
	TT#19	1487	10-03-2014	27-03-2014	Mise en production le 06 avril 2014. Installation du jet le 23 avril et remise en production le 06 juin 2014. Déb. moyen : 195 b/j.
	TT#29	1485	01-04-2014	08-04-2014	Recomplétion prévue en 2015, suite à des problèmes de cimentation.
	TT#14	1504	20-04-2014	02-05-2014	Mise en production le 21 mai 2014.
Sabria	WIN# 12 Bis	3855	17-07-2014	21-11-2014	Mise en production le 14 décembre 2014. Déb. 23 décembre : Huile 647 bbl. Gaz 47300 m³/j.
	Sabria 13 (WIN#13)	176	10-12-2014	En cours	Forage en cours.
Guebiba	GUB#12	3310	12-11-2014	En cours	Enregistrement diagraphique. Test en cours

ACTIVITES DE L'ETAP

Concession	Puits	Prof. (m)	Début du forage	Fin du forage	Résultats
Baguel/ Tarfa	BAG#4	2572	02-08-2014	10-09-2014	Fin de forage et de fracturation. Mise en production le 31 octobre 2014. Déb. moyen : Gaz : 39000 m³/j. Condensat : 130 b/j.
	BAG#5	2610	02-10-2014	24-10-2014	TD le 24 octobre et fracturation réalisée le 06 novembre 2014. Mise en production le 18 novembre 2014. Déb. : Huile 306 b/j. Gaz 70103 m³/j.
Baguel/ Tarfa	TRF#3	2351	28-11-2014	01-01-2015	Le puits a enregistré de bonnes performances lors du test.

Evaluation des Permis

- »» Projet : «Distribution des faciès aptiens dans le permis Jelma», pour le compte de la société PA Resources.
- »» Projet : «Modélisation de bassin des puits dans le permis Tajerouine», pour le compte de la société Oil Search.
- »» Projet : «Modélisation de bassin du permis Fkirine», pour le compte de la société DNO Tunisia.
- »» Projet : «Ashtart exploration», conjointement avec OMV et SEREPT.
- »» Projet d'entreprise : «Evaluation des bassins pétroliers en Tunisie» (projet Nord).
- »» Projet : «Cartographie et homogénéisation des données sismiques dans le Golfe de Hammamet».
- »» Projet d'interprétation sismique 3D de la structure Sidi El Kilani pour le compte de la société mixte CTKCP.



ETUDES EXPLORATION

01 INTRODUCTION

- Principaux Indicateurs de l'ETAP
- Conseil d'Administration
- Organigramme de l'ETAP
- Concessions de l'ETAP
- Portefeuille Titres de l'ETAP

02 SITUATION ENERGETIQUE

- Conjoncture Internationale
- Conjoncture Nationale

03 ACTIVITES DE L'ETAP

- Exploration
- **Etudes Exploration**
- HSE
- Développement
- Operating
- Production
- Services
- Commercialisation
- Ressources Humaines
- Informatique
- Résultats Financiers

04 ANNEXES

ETUDES EXPLORATION

ETUDES

Dans le cadre de la stratégie de l'ETAP visant l'évaluation pétrolière de tous les bassins pétroliers en Tunisie, l'activité étude a consisté, en 2014, à l'évaluation géo-pétrolière de deux (02) bassins, à savoir le bassin de Jeffara et le bassin de Kairouan/Enfidha, qui sont en cours de réalisation.

EN 2014,
SIX COMPAGNIES
INTERNATIONALES
ONT EFFECTUÉ DES MISSIONS
D'INFORMATION
DANS LES LOCAUX
DE L'ETAP



PROMOTION DE L'EXPLORATION

ACTIVITES MARKETING

Missions d'information

En 2014, six compagnies internationales ont effectué des missions d'information dans les locaux de l'ETAP (Centre de Recherche et de Développement Pétroliers).

Ces missions d'information sont résumées dans le tableau ci-dessous :

	COMPAGNIES	DATE	NOMBRE DE JOUR	BLOCS LIBRES CONSULTES	Pays
1	REPSOL	19-20-21 FEVRIER	3	TEBOURSOUK JERBA	ESPAGNE
2	SKY PETROLEUM	29-30 AVRIL	2	BIR B.TARTAR TAGUELMIT TEBOURSOUK HAMRA	USA
3	KOGAS	28-29 OCTOBRE	2	MALLOULECH JERBA BIR B.TARTAR	KOREE DU SUD
4	EOG	10-11 NOVEMBRE	2	BIR B.TARTAR	USA
5	TOTAL	25-26-27 NOVEMBRE	3	TEBOURSOUK RAS KORANE RAS RIHANE	FRANCE
6	SASOL	10-11-12 DECEMBRE	3	BIR B.TARTAR KAMOUR HAMRA	AFRIQUE DU SUD

Préparation des manifestations nationales et internationales

Dans le cadre de la promotion de l'exploration en Tunisie, la direction des Etudes d'Exploration a procédé à la collecte, l'édification et le suivi de l'impression des supports promotionnels afin de soutenir la participation de l'ETAP aux congrès suivants :

- » Nape : 4 - 7 février 2014.
- » AAPG : 6 - 9 avril 2014.
- » EAGE : 16 - 19 juin 2014.
- » ADIPEC : 10 - 13 novembre 2014.
- » PETEX : 18 - 20 novembre 2014.
- » TOGS : 25 - 27 septembre 2014.

ACTIVITES DE L'ETAP

ACTIVITES EVALUATION DES BLOCS LIBRES

- » Evaluation du bloc libre El Hamra (S7) : en cours de finalisation.
- » Evaluation du bloc libre Metouia (un rapport et un poster promotionnel sont en cours de rédaction et préparation).
- » Evaluation du bloc libre Ksar Ghilane : en cours de finalisation (poster finalisé et rapport géologique en cours de rédaction).
- » Evaluation du bloc libre (S3) Taguelmit : en cours de finalisation (un poster et un rapport géologique ont été finalisés).

Parallèlement aux cycles de formation géo-pétrolière, les ingénieurs études exploration ont assuré l'encadrement de multiples stagiaires (PFE, Master et Thèse).



SECURITE, SANTE ET ENVIRONNEMENT

01

INTRODUCTION

- Principaux Indicateurs de l'ETAP
- Conseil d'Administration
- Organigramme de l'ETAP
- Concessions de l'ETAP
- Portefeuille Titres de l'ETAP

02

SITUATION ENERGETIQUE

- Conjoncture Internationale
- Conjoncture Nationale

03

ACTIVITES DE L'ETAP

- Exploration
- Etudes Exploration
- HSE
- Développement
- Operating
- Production
- Services
- Commercialisation
- Ressources Humaines
- Informatique
- Résultats Financiers

04

ANNEXES

SECURITE, SANTE ET ENVIRONNEMENT

Plusieurs activités HSE ont été accomplies en 2014, à savoir :

1- Réunions d'organisation et de mise en place de plans de travail

Des réunions, notariées des PV, avec les HSE managers de PERENCO, ENI, BGT, TPS et SEREPT ont été tenues durant les mois de février et mars dans le but d'établir le contact direct avec les responsables sécurité, santé et environnement des partenaires et des opérateurs de l'ETAP et ce, pour faciliter l'échange d'informations et établir des plans de travail communs entre les deux parties.

2- TCM et réunions préparatoires

Participation aux réunions du comité technique et ce, pour le suivi technique et budgétaire des projets et la suggestion d'améliorations, en terme HSE.

3- Actions et visites sur sites

Plusieurs visites sur site ont été effectuées, d'une part, pour suivre les projets HSE en cours et proposer les améliorations possibles et, d'autre part, afin d'investiguer sur les incidents survenus dans les concessions :

- » Visite du CPF des concessions Maâmoura/Baraka (ENI) et participation au 'workshop' concernant l'installation de la nouvelle unité Amine, le 20 mai 2014.
- » Participation à l'investigation sur un accident corporel d'un personnel du 'Rig Floor' survenu le 24 mars 2014 lors du 'work over' de Guebiba#5 (TPS), dirigé par un expert de OMV.
- » Visite d'inspection au site Chaal suite à une alerte de fuite de gaz au niveau de la tête du puits, le 11 mars 2014.
- » Participation à l'exercice 'Oil spill' sur la plate-forme Cercina (TPS), organisé par MOIG et TPS, du 02 au 04 juin 2014.
- » Participation au forage de développement du puits baguel#5 (PERENCO), du 11 au 26 octobre 2014, et de Tarfa#3 (PERENCO), du 11 au 26 novembre 2014. Participation à l'arrêt technique du champ Hasdrubal (BGT), 26-27 mai 2014.
- » Visite de la plate-forme Ashtart le 26 novembre 2014.



4- Suivi des dossiers des établissements classés

Dans le but de régulariser la situation réglementaire des sites pétroliers concernant l'autorisation d'ouverture et d'exploitation des établissements classés, ETAP a incité les opérateurs des concessions à préparer les dossiers des établissements classés qui seront déposés à la direction de sécurité industrielle du ministère de l'industrie, de l'énergie et des mines.

En 2014, les sites 'Tank Battery' (TPS) et Guebiba (TPS) ont obtenus le décret d'autorisation d'ouverture et d'exploitation d'un établissement classé.

5- Projet "Cleaning Desert"

Ce projet proposé par OMV Tunisie aux compagnies opératrices au Sahara tunisien consiste à organiser une campagne de nettoyage du désert chaque 06 mois durant quatre ans (durée du projet).

La première campagne a été organisée par OMV le 05 juin 2014 qui a coïncidé avec la célébration de la journée mondiale de l'environnement.

Le comité d'organisation (dont HSE ETAP fait partie) a opté pour la collecte des déchets solides de la zone du 'Triple point'.

Environ 50 personnes ont participé à cette manifestation représentant les compagnies : ETAP, OMV, WINSTAR, SODEPS, SITEP, ECO WASTE MANAGEMENT (société de collecte et de valorisation des déchets de Tataouine) et la STEG.

Cette première campagne de nettoyage du désert a permis la collecte d'environ 30 m³ de déchets solides qui vont être triés et valorisés par la compagnie ECO WASTE MANAGEMENT.

6- Réunions CSST

Participation aux réunions CSST (Commission de Santé, Sécurité au Travail) du 31 janvier et du 27 juin 2014. Lors de ces réunions, le comité a discuté les actions menées et les défaillances constatées, a revu l'état d'avancement des recommandations des réunions précédentes et a dressé un plan d'actions à accomplir pour la prochaine période.

01

INTRODUCTION

- Principaux Indicateurs de l'ETAP
- Conseil d'Administration
- Organigramme de l'ETAP
- Concessions de l'ETAP
- Portefeuille Titres de l'ETAP

02

SITUATION ENERGETIQUE

- Conjoncture Internationale
- Conjoncture Nationale

03

ACTIVITES DE L'ETAP

- Exploration
- Etudes Exploration
- HSE
- Développement
- Operating
- Production
- Services
- Commercialisation
- Ressources Humaines
- Informatique
- Résultats Financiers

04

ANNEXES

ACTIVITES DE DEVELOPPEMENT

ETAP a continué ses efforts pour l'augmentation et/ou le maintien de la capacité de production des champs en cours d'exploitation ainsi que le développement de nouvelles découvertes.

En collaboration avec ses partenaires, l'ETAP a poursuivi ses actions visant le développement des nouveaux prospects et la mise en œuvre des meilleurs moyens pour optimiser les coûts techniques du baril produit tout en visant le plus haut degré de sécurité possible aussi bien du personnel que des installations.

CONCESSION HASDRUBAL

Présentation

La concession Hasdrubal, issue du permis Offshore Amilcar, est située au Golfe de Gabès à environ 100 km de la côte et à 36 km du champ Miskar à une profondeur d'eau d'environ 62 m. Les titulaires de la concession sont ETAP et BG Tunisia à 50% d'intérêt chacun.

Le champ d'Hasdrubal est un gisement de gaz à condensat avec un anneau d'huile. Il est développé comme un projet "stand-alone" indépendant de la concession Miskar.

Développement

- » Une plate-forme offshore non habitée de 4 piles et 9 slots, installée à une profondeur de 62 m.
- » Une conduite sous-marine multiphasique : diamètre OD 18" & longueur : 106,5 km au large de la mer et 2,8 km sur terre.
- » Une usine de traitement onshore (CPF) située à Nakta (à 20 km de Sfax) pour traiter le gaz, le condensat, le butane et le propane aux normes requises pour la commercialisation.
- » Un pipeline d'exportation de gaz 18" et de longueur 16 km reliant le terminal à la station de mesure située à Ben Sahloun.
- » Deux pipelines de propane et de butane 6" et de longueur 120 km reliant le terminal à l'installation de réception GPL de Gabès.

ACTIVITES DE DEVELOPPEMENT



ACTIVITES DE L'ETAP

La concession Hasdrubal contient actuellement quatre puits horizontaux. Ces puits produisent respectivement jusqu'à 2,9 millions Nm³/j de gaz, 10000 barils/j d'hydrocarbure liquide, 615 Nm³/j de propane et 315 Nm³/j de butane.

- Le gaz commercial est injecté dans le réseau de gaz commercial tunisien (STEG).
- Les hydrocarbures liquides, huile et condensat, sont envoyés à travers le pipeline existant (appartenant à BGT) à la Skhira pour le stockage et l'export.
- Les produits GPL, butane et propane, sont livrés à Gabès pour la consommation locale (butane) et pour l'export (propane). Le transport à Gabès est assuré par deux pipelines.

Activités durant 2014

Arrêt programmé de la concession Hasdrubal, durant 31 jours, du 05 mai au 05 juin, 440 travaux ont été exécutés durant 40426 heures de travail :

- » Traitement de l'eau de production.
- » Inspection de 93 'vessels' et hydro-test de 18 'vessels'.
- » Remplacement de 129 XVs et modification de 50 vannes.
- » Re-certification de 93 PSVs.
- » Test de boucle de 452 ESD.
- » Disposition de 3000 brides.
- » Dispensation de 9 'closed out'.
- » Modification de 11 'engineering points'.
- » Révision des compresseurs.
- » Maintenance de réseau 'Electrical'.
- » Réparation de fissure de torche HP.
- » Modification de pipe pour la 'Caise Sump' dans l'offshore.
- » Projet de correction des ESDV-BDV :
 - Installation de (187) ESD/BD/ON OFF ;
 - Les autres (59) vannes +3 kits (vannes de 18") ont été remis à la maintenance pour l'installation au cours de prochaines opportunités.
- » Projet de traitement d'eau : mise à niveau des installations offshore pour permettre le traitement de l'eau (implémenté durant l'arrêt programmé).
- » Projet de pompe de propane : étudier et mettre en œuvre une solution appropriée afin d'améliorer à long terme la pompe pour le transfert de propane.

ACTIVITES DE L'ETAP



CONCESSION ASHTART- REVAMPING

Présentation

Le champ Ashtart est situé dans le Golfe de Gabès au large des côtes tunisiennes à 66 m de profondeur d'eau. Il est opérationnel depuis 1974, la propriété du champ est partagée entre OMV (Tunisie) 50% et ETAP 50%.

L'équipe de gestion de projet est située dans les bureaux de Sfax SEREPT.

Les réserves additionnelles engendrées par le projet Revamping sont de 12 millions de barils.

Développement

Le projet Revamping consiste à augmenter la production du gisement Ashtart et de prolonger la durée de vie du champ jusqu'à 2025 tout en améliorant les conditions de sécurité et de vie sur site, ceci a nécessité les actions suivantes :

- » L'augmentation de la capacité du «gas-lift» pour une meilleure activation des puits.
- » Le relèvement de la capacité de génération électrique pour subvenir aux besoins des pompes ESP.
- » La mise à disposition d'une source de «fuel gas» additionnelle en utilisant le gaz en provenance du réservoir BIRENO, avec traitement, pour réduire la teneur en inerte.

- » L'amélioration et la modernisation des systèmes de contrôle et de commande en vue d'améliorer la disponibilité des installations de surface.

La stratégie de mise en œuvre du projet Revamping Ashtart a été comme suit :

Phase 1 : «gas-lift», la production d'électricité et le système de contrôle des procédés.

Phase 2 : mise à niveau du système du «fuel gas».

Avancement du projet 2014

- L'ensemble du progrès physique enregistré du projet à la fin de l'année 2014 est d'environ 99%.
- L'avancement physique du projet a été affecté par des incidents lors des activités du 'commissioning' :
 - L'incident imprévu du turbogénérateur GII ;
 - L'incident imprévu du turbogénérateur GIV ;
 - Les pièces manquantes durant le 'commissioning' du turbo compresseur ;
 - Les problèmes de corrosion du compresseur à vis.

PROJET COSMOS

Le champ COSMOS est un gisement offshore d'huile et de gaz associé, situé dans le Golfe de Hammamet détenu à 20% par ETAP et 80% par Storm. Ce champ est situé à 45 km de la côte à une profondeur d'eau de 120 m.

Développement

Le développement de la concession Cosmos South, dont les réserves en huile sont de l'ordre de 9,2 MM bbl, consiste à :

- » Louer une unité de traitement, production et stockage (FPSO).
- » Forer deux puits, un puits destiné à la production et l'autre à l'injection d'eau à partir d'une plate-forme de forage avec 8 slots.
- » Construire une plate-forme de forage et de têtes de puits.
- » Connecter la plate-forme avec l'unité FPSO, cette connexion serait assurée par trois 'flowlines' (fluide, injection eau, injection gaz).

Le Pré-FEED a été réalisé dans le premier trimestre de 2012, les principaux livrables sont :

- Détermination des données de base «Basis of Design».
- Estimation des coûts à +/-30%.
- Plan d'exécution du projet.

Le FEED a suivi le Pré-FEED pendant le deuxième semestre 2012 pour étudier principalement :

- La plate-forme des têtes de puits.
- Le forage et complétion.
- 'Flowlines' & 'Risars'.
- 'Reservoir Engineering'.
- 'FPSO'.

Les études du FEED sont achevées au dernier trimestre de 2012. Ces études ont permis la préparation des cahiers des charges d'appels d'offres des différents composants (équipements, services de forage et complétion, rig, 'flowlines', plate-forme des têtes de puits, FPSO, système d'amarrage).

Avancement du projet 2014

À l'issue des résultats des consultations, il s'est avéré que le projet est très risqué vu les incertitudes et les volumes des réserves. Les partenaires ont décidé de donner la priorité à l'exécution de la sismique 3D prévue initialement après le développement des blocs A & B.

MEDCO, qui a acquis les intérêts de STORM dans la concession, a sollicité ETAP pour revoir l'interprétation sismique et donner la priorité à forer un puits d'exploration à double objectif dans le nouveau compartiment identifié suite à ladite sismique 3D.

Vue la marginalité du projet, les partenaires travaillent sur une nouvelle approche de façon à établir un plan de développement unifié qui tient compte de la concession de Yasmine et du puits Fushia.

PROJET BIR BEN TARATAR

Présentation

La concession Bir Ben Tartar est issue du permis d'exploration Sud Remada. Elle est située au sud tunisien à environ 105 km au Sud-est de Tataouine.

C'est un projet de développement en onshore régis 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.

Développement

Depuis l'octroi de la concession BBT, dix-neuf puits ont été forés dont cinq puits en 2014 à savoir TT#28, TT#18, TT#19, TT#29 et TT#14. Ces puits assurent, avec les puits TT#2 et TT#3 (puits d'exploration), la production du champ à travers des équipements de production loués 'Single Well Battery' (SWB).

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

Principaux évènements durant 2014

- » Installation de 4 réservoirs de stockage d'huile type boulonnés en attendant la construction du reste de l'EPF qui seront transformés pour le stockage d'eau une fois le CPF final est en place.
- » Préparation de la campagne de forage de 10 puits pour 2015-2016.
- » Lancement de consultation pour la construction du OGS (Oil Gathering System).
- » Finalisation du document de la consultation pour la construction d'une EPF 'Early Production Facilities'.
- » Acquisition de deux séparateurs mobiles pour le test des puits.

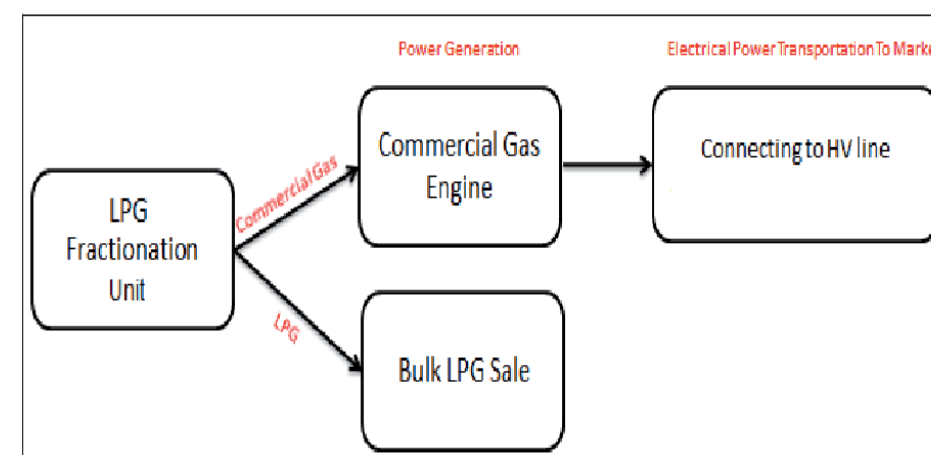
Projet de valorisation du gaz torché

- » Le projet de valorisation du gaz du champ Bir Ben Tartar a été initié depuis quelques années. Plusieurs scénarios ont été pris en considération pour une meilleure génération d'électricité, production de GPL & GNL et exportation du gaz commercial. De plus, de nouvelles technologies ont été étudiées tel que le 'CNG'.

- » Après des négociations avec la STEG (Société Tunisienne d'Electricité et de Gaz), il a été convenu de produire le maximum d'électricité (32 MW) sur le champ, après avoir récupéré le GPL et le condensat et leur exportation à travers une nouvelle ligne haute tension de 220 KV ainsi que la mise en place d'un transformateur élévateur.

- » Le projet de valorisation comportera:

- a- Système de récupération du gaz torché en moyenne de 150 000 m³/jour.
- b- Une mini unité de GPL pour la récupération de GPL et de condensats. Le gaz restant est de l'ordre de 110 000 m³/jour.
- c- Le gaz commercial sortant de l'unité GPL sera utilisé pour générer de 30-32 MW à l'aide des moteurs à gaz qui auront un rendement de l'ordre de 45%. L'électricité produite sera évacuée au réseau de la STEG à travers une nouvelle ligne de haute tension (220 KV) de 14 km de longueur. Un transformateur élévateur sera mis en place.



CONCESSION DORRA

Présentation

Le champ DORRA du permis Anaguid est une concession onshore située à 100 km Sud-ouest Remada. C'est un champ à huile, gaz et condensat détenu par les partenaires ETAP et OMV à 50% chacun.

Plan de développement

Le plan de développement du champ consiste en la réalisation de deux centres de production et de traitement au niveau des puits Mona#1 et Dorra#1, ainsi que la réalisation d'une unité de stockage d'huile au niveau de la concession Chourouq au site Waha (WAHA CPF) et ce, pour le transfert du brut de Dorra via le pipeline à la Skhira.

- » Le contrat relatif aux équipements de production des sites est un contrat location-vente et ce, pour mieux apprécier les réserves au cours de la mise en production des deux puits Dorra#1 et Mona#1 durant la première année.
- » Mise en production en juillet 2011, après 6 mois d'appréciation de production, la location des équipements a été arrêtée par le lancement de procédures d'achat au cours du mois de décembre 2011.
- » Transfert de propriété, depuis 2012, des installations initialement louées.

Principaux événements durant 2014

- » Arrêt de la pompe ESP à Mona#1 et préparation pour son remplacement.
- » Entame des travaux d'installation d'un pipeline qui relira le site de Dorra à Anaguid CPF pour le remplacement du transport par camion.

PROJET NAWARA

Présentation

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 des installations de production de Hammouda et Oued Zar.

Après la décision d'ENI, en janvier 2013, de quitter le consortium pour la réalisation du projet STGP (South Tunisia Gas Project), 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 STGP a été initialement dimensionné pour une capacité de traitement de 4,4 millions de Nm³/jour avec la possibilité d'extension pouvant aller jusqu'à 8,8 millions de Nm³/jour.

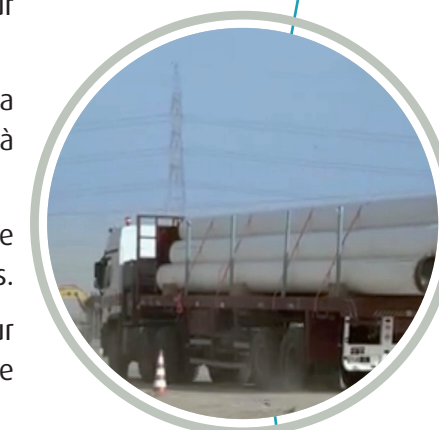
Suite au départ d'ENI, le champ de NAWARA est devenu seul fournisseur de gaz et la capacité de traitement a été réduite à 2,7 millions de Nm³/jour. Le diamètre de 24" du pipeline principal a été retenu pour une capacité nominale de 10 millions de Nm³/jour.

Développement

Le développement de la concession Nawara consiste à :

- » Produire 2,7 millions m³/jour de gaz et plus que 1500 Sm³/j de condensat à partir de 9 puits déjà forés dans la phase exploration.
- » Construire un centre de traitement (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 TRAPSA à 8 km du CPF et transporter le gaz jusqu'à l'unité de traitement à Gabès (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.

Les études de faisabilité (FEED) ont été finalisées durant 2012. La date de mise en gaz est prévue au cours du deuxième trimestre de l'année 2016.



Principaux évènements durant 2014

EPC GTP :

Avancement physique global environ 6%

- Ingénierie de détail en cours (HAZOP, SIL, model 3D, révision PFDs et PIDs).
- Permis de construction soumis à la municipalité de Gabès.
- Bons de commande placés pour les équipements à long délai de livraison (compresseurs générateurs électriques, 'turbo expander', ballons de stockage de GPL).

EPC CPF et 'flowlines' :

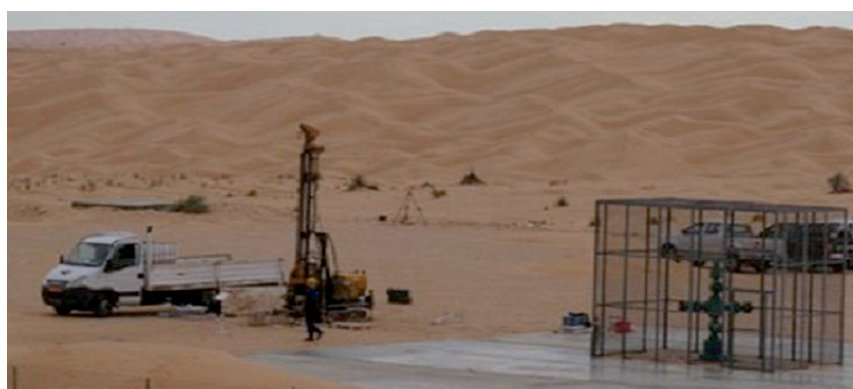
Avancement physique global environ 3%

- Ingénierie de détail en cours.
- 'Survey' topographique du site finalisé.
- Le site d'implantation est fixé.
- Démarrage 'survey' géotechnique.

EPC pipeline :

Avancement physique global environ 6%

- Installation de 3 camps en cours (80%).
- Fabrication de l'atelier de soudure à Ksar Ghilane en cours d'achèvement (90%).
- Tenue de la réunion de pré-démarrage des travaux sur site.
- Mobilisation des équipements d'installation du pipeline (machines de soudures, rollers, etc.).



PROJET TATAOUINE

Présentation

Le projet de gaz de Tataouine est développé par ETAP (100%). Ce projet vise à récupérer une partie du gaz associé et non associé (0,6 million de Sm³/jour) de Nawara.

Développement

- » Le développement du projet Tataouine consiste à :
 - » Produire 0,56 million Sm³/jour de gaz commercial, 25 bbl/jour de condensat, 34,5 tons/jour de propane et 25 tons/jour de butane.
 - » 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 remplissage de bouteille de gaz (LPG BU).
 - » Transporter le condensat stabilisé par camions jusqu'au centre de stockage à Gabès.

Principaux évènements en 2014

- » Le profil en long et les enquêtes parcellaires du pipeline ont été finalisés.
- » Les cahiers des charges pour les packages sont en cours de finalisation :
 - Achat des tubes.
 - Centre de traitement à Tataouine (GTP-T).
 - Pose du pipeline.
 - Unité de remplissage «LPG BU».

PROJET ANAGUID

Présentation

La nouvelle concession Anaguid Est, issue du permis Anaguid, est une concession onshore située à 130 km sud Remada, elle a été sollicitée courant décembre 2013. C'est un gisement à huile, gaz et condensat détenu par les partenaires ETAP et OMV à 50% chacun.

Plan de développement

Le plan de 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 près d'Amani-1 (Anaguid Gathering Point). Elle consiste essentiellement à :

- » Développer une station de collecte et traitement à proximité du site «Amani-1» (AGP).
- » Construire 52 km de pipelines multiphasiques (8") pour transporter le mélange liquide-gaz de l'AGP vers le centre de traitement de WAHA de la concession Chourouq.
- » Raccorder les puits à l'AGP.
- » Valoriser le gaz associé pour :
 - L'autoconsommation d'AGP ;
 - L'alimentation des différents puits (pour les ESP) ;
 - La vente du reliquat de gaz à la STEG à travers le gazoduc 16" d'Oued Zar vers El Borma.

Principaux évènements durant 2014

- » Pour une meilleure optimisation de l'utilisation des EPFs, ETAP et OMV ont opté pour mettre fin à l'utilisation des EPFs louées et ce, avant la finalisation du 'trunkline' prévu pour le mois de juillet 2015.
- » Un projet de transfert de propriété des EPFs (ETAP/OMV) est en cours de réalisation par un bureau d'études.
- » L'ingénierie a complété la révision des P&IDs ainsi que la session d'HAZOP pour le projet de 'trunkline'.

- » Tous les items LLI ont été commandés par le contractant.
- » Le pipeline a été transporté de Gabès vers le site de construction.
- » L'évaluation technique des offres est en cours de finalisation pour l'AGP.
- » Préparation pour l'ouverture des offres commerciales.
- » La ligne 4" est livrée à Gabès.

PROJET GOLFE DE GABES

Présentation

Le projet consiste en une initiative conjointe (Gouvernement/Industrie) visant à évaluer la faisabilité d'installations communes pour séparer et éliminer les gaz inertes et acides produits à partir des gisements du Golfe de Gabès.

Ce projet stratégique s'inscrit dans le cadre du développement de l'important potentiel gazier à haute teneur en CO₂ et H₂S du Golfe de Gabès (Zarat, Ashtart, Terace, Jugharta, Elyssa et Salambo).

Pour la réalisation de ce projet un accord cadre a été élaboré entre les parties concernées : ETAP, PA Ressources Tunisie, BG Tunisie, Joint Oil et Ressources Sonde Tunisie pour permettre l'exécution et la supervision d'études de séquestration de CO₂ et de développement des différents champs tout en maximisant la synergie et l'utilisation des infrastructures existantes.

Le consortium a invité la STEG et l'OMV pour une future implication dans le projet, sachant que la direction générale de l'énergie est en train de coordonner cette approche.

Stratégie du projet

Ce projet vise à concevoir et construire un hub accessible pour les dites concessions, qui à pour premier objectif de traiter les fluides à haute teneur d'acide et d'injecter le CO₂ dans les champs déplétés, à savoir : Miskar, Ashtart et Hasdrubal et ce, pour le stockage et l'activation tertiaire en vue d'une meilleure récupération.

Minimiser les coûts de développement grâce à :

- » L'utilisation maximale des infrastructures existantes.
- » L'installation d'unités centrales de traitement de taille appropriée pour servir les différents champs.

Les options pour la séquestration du CO₂ sont :

- » Prétraitement (offshore ou onshore).
- » Pendant le traitement du gaz brut.

ACTIVITES DE L'ETAP

Avancement du projet en 2014

Le bureau d'études Senergy a réalisé une étude à fin de permettre la collecte des données des champs du Golfe de Gabès, déterminer les champs pour le stockage de CO₂ et préparer le cahier des charges pour l'étude de faisabilité.

L'étude de faisabilité a débuté au mois de décembre 2013, avec Xodus, elle a pour objectif de faire une classification technique et commerciale des options qui pourrait rendre le projet réalisable, à savoir :

- » Emplacement du traitement (onshore vs offshore).
- » Technologie à adopter pour le traitement du CO₂.
- » Capacités de traitement/injection et équipements relatifs.
- » Evaluation des coûts d'investissement pour chaque scénario.

PROJET ZARAT

Présentation

La découverte Zarat est située au Golfe de Gabès à 120 km de la côte, elle se trouve entre le permis ZARAT (55% ETAP et 45% PA Resources) et le Bloc Joint Oil (50% ETAP et 50% NOC). L'opérateur de ce projet est SONDE et ce, à travers un contrat de partage de production avec Joint Oil.

Il s'agit d'un réservoir d'huile et gaz, les réserves en place sont de l'ordre de 100 MM bbl d'huile & condensat et 1 TSCF de gaz avec une teneur en CO₂ de l'ordre de 48%.

Avancement du projet en 2014

Réservoir 'Engineering' (Groupe de projet commun ETAP et PA Resources)

Le modèle statique et dynamique a été achevé par les deux parties, il a abouti à :

- » "OHCI" de l'ordre de 426 MM BEP (baril équivalent pétrole).
- » "Oil equivalent" récupérable de 134 MM BEP pour le scénario de recyclage du gaz et 118 MM BEP pour la production simultanée (BD) pour le cas de base P50.

Plan de développement (POD) (ETAP/PA Resources avec un bureau d'étude)

ETAP et PA Resources sont en train d'achever le POD après la réalisation de toutes les études de surface, d'optimisation ainsi que le calcul économique. L'option screening a abouti à la considération de deux scénarios parmi douze possibilités.



OPERATING

01

INTRODUCTION

- Principaux Indicateurs de l'ETAP
- Conseil d'Administration
- Organigramme de l'ETAP
- Concessions de l'ETAP
- Portefeuille Titres de l'ETAP

02

SITUATION ENERGETIQUE

- Conjoncture Internationale
- Conjoncture Nationale

03

ACTIVITES DE L'ETAP

- Exploration
- Etudes Exploration
- HSE
- Développement
- **Operating**
- Production
- Services
- Commercialisation
- Ressources Humaines
- Informatique
- Résultats Financiers

04

ANNEXES

OPERATING

ACTIVITES PROJETS OPERATING

Dans le cadre de ses activités sur les permis Nord des Chotts et Chaal, ETAP par le biais de la direction operating des champs s'est acquittée durant l'année 2014 des tâches suivantes :

ACTIVITES SUR LE PERMIS NORD DES CHOTTS

a) Rappel du statut du permis

Le permis Nord des Chotts est un permis de recherche situé au Sud-ouest de la Tunisie, occupant une superficie de 3 894 km² soit (974 p.e).

Il est régi par un contrat de type contrat d'association et est détenu par ETAP (70%) comme opérateur et NUMHYD (30%) comme partenaire. Le permis est en période de premier renouvellement d'une durée de deux ans et demi avec comme engagement un (01) forage d'exploration.

b) Activités durant 2014 et prévisions 2015

1- Avril - juin 2014

- » Réinterprétation sismique réalisée sur la structure de surface de Jbel Kébir située dans la délégation de Fériana (Gouvernorat de Kasserine), sur la base de la sismique retraitée en 2011 par Spectrum Geopac. Le but de cette nouvelle interprétation était la mise à jour des anciennes cartes réalisées en 2003 et 2006 aux toits des principaux niveaux réservoirs : F2B (réservoir d'âge Vraconien prouvé par KB-1) et Serdj (réservoir potentiel d'âge Aptien) en vue d'implanter éventuellement un nouveau puits d'exploration sur la même structure.
- » Réévaluation des réserves de la structure de Jbel Kébir et ré-étude avec le partenaire NUMHYD l'opportunité d'aller explorer la même structure de Jbel Kébir par un nouveau forage avec l'objectif de :
 - Confirmer le potentiel gazier du réservoir F2B (ayant débité 1400 m³/h de gaz sec à KB1) ;
 - Explorer le réservoir Serdj dans une position structurale optimale (plus haute que celle atteinte par le forage KB1 : réservoir Serdj aquifère à KB1).

Mission commune (ETAP/NUMHYD) de reconnaissance à Jbel Kébir effectuée le 25 et 26 juin 2014.

Cette mission avait permis de vérifier les coordonnées exactes de l'ancien forage KB1 et de décider, selon les conditions d'accès et des objectifs escomptés, les coordonnées d'un nouveau puits et l'installation du site de forage (avec la collaboration de département forage de la direction opérations production).

» Montage et réalisation du log habillé du puits MBA-2 :

Il est à signaler qu'outre ses obligations contractuelles sur le permis Nord des Chotts durant la période de premier renouvellement, qui prendra fin le 27 mars 2015, ETAP doit également s'acquitter de certaines obligations qui restaient en suspens en rapport avec l'ancien forage MBA-2 qui a été foré par ETAP comme engagement de la période initiale, à savoir le montage et la réalisation du log habillé du puits MBA-2 et les travaux d'abandon et de réhabilitation du site de forage (en cours).

2- Juillet - novembre 2014

- » Préparation du rapport d'implantation du forage KB2 (forage d'obligation de la première période de renouvellement du permis Nord des Chotts). Ce rapport a été effectué par l'équipe operating des champs (partie G&G) et le département forage et est en cours de finalisation.

Pour compléter le volet technique de l'évaluation G&G effectuée sur la structure de Jbel Kébir et pour aider à la prise de décision finale quant à l'opportunité de poursuivre l'évaluation G&G jusqu'au stade de forage d'un nouveau puits (puits KB2), la direction études production & développement a été sollicitée pour établir un profil de production, sur la base de la nouvelle carte structurale établie par la direction operating aux toits des horizons F2B et Serdj et des propriétés pétro-physiques de ces objectifs réservoirs. Ce travail devrait servir de base à une étude technico-économique quant à un futur plan de développement et/ou d'exploitation en cas de découverte commerciale.

3- Prévisions décembre 2014 - mars 2015

- » Entamer et/ou achever avant fin décembre 2014 les travaux d'abandon définitif et de réhabilitation du site de forage MBA-2. Ces travaux devraient être réalisés et/ou finalisés respectivement par les sociétés Global et Amal qui ont été déjà choisis pour effectuer ces travaux que les perturbations post révolution ont empêché leur aboutissement à temps.
- » Mettre terme au loyer du site MBA-2 avant fin décembre 2014 (jusqu'à la fin des travaux d'abandon et de réhabilitation du site).
- » Poursuivre la préparation des différents travaux de forage d'un nouveau puits d'exploration.
- » Forer un nouveau puits d'exploration, à réaliser avant mars 2015, le budget alloué est d'environ 10 MM US\$ (70% ETAP, 30% NUMHYD).

ACTIVITES SUR LE PERMIS CHAAL

a) Rappel du statut du permis

Le permis Chaal est un permis de recherche situé au centre-est de la Tunisie, occupant une superficie de 1200 km² soit (300 p.e.). Il est attribué à ETAP en tant que seul titulaire pour une durée initiale de cinq (5) ans à partir du 29 novembre 2011. L'ETAP a pris en charge l'exécution des opérations de recherche des hydrocarbures sur le dit permis ainsi que des opérations d'exploitation des concessions qui en seraient issues.

L'engagement de l'ETAP sur le permis, durant la période initiale, consiste à réaliser une acquisition sismique 3D d'environ 300 km² couvrant essentiellement la structure de Bir Ali Ben Khalifa qui a été explorée par 03 puits d'exploration (ABK-1, ABK-2 et Chaal-1) ainsi que la reprise en déviation «side-track» du puits Chaal-1 pour tester le réservoir jurassique ou le forage d'un nouveau puits d'exploration sur la base de la nouvelle sismique 3D et ce, avant le 28 novembre 2016.

La structure de Bir Ali Ben Khalifa a montré un bon potentiel à gaz au niveau de l'objectif jurassique, mais des problèmes de forage essentiellement n'avaient pas permis d'estimer de manière concrète les débits enregistrés au cours des tests de formation ainsi que les réserves correspondantes de cette structure.

L'engagement de l'ETAP pour une sismique 3D a un double objectif ; d'une part la sismique 3D contribuera à mieux définir la structure de Bir Ali Ben Khalifa (carte structurale avec une révision de l'emplacement des anciens puits ABK-1, ABK-2 et Chaal-1, superficie de la structure et estimation des réserves en place) qui n'est couverte que par de très anciennes sismiques 2D datant des années 1970/74 et 1981/84/85, et d'autre part permettra de choisir le meilleur emplacement d'un nouveau forage.

b) Activités durant 2014

1- Mars - juin 2014

- » Réinterprétation et mise à jour des anciennes interprétations sismiques réalisées sur la structure de Bir Ali Ben Khalifa sur la foi des anciennes sismiques 2D et délimitation du cube sismique 3D qui fera l'objet d'une nouvelle campagne d'acquisition sismique 3D.
- » Réalisation de l'étude de faisabilité «feasibility study» en interne à la direction operating des champs séparément du cahier des charges pour une acquisition sismique 3D (étude finalisée le 12 mai 2014).

- » Réinitialisation du document du cahier des charges pour une acquisition sismique 3D sur le permis Chaal, entamé par l'équipe operating en 2013, en s'inspirant de l'expérience de l'ETAP obtenue aux campagnes d'acquisition sismique, réalisées en 2008, sur les concessions Mahres et Sidi Behara.

2- Septembre - décembre 2014

- » Corrections et mise à jour du document du cahier des charges pour l'acquisition sismique 3D afin de l'adapter au mieux aux exigences dictées par les procédures de passation des marchés publics.
- » Lancement des consultations pour la réalisation de trois (03) cahiers des charges relatifs aux : QC de l'acquisition sismique 3D, le traitement des données sismiques et à l'étude d'impact sur l'environnement conformément à la réglementation en vigueur ainsi qu'à la carte de tracé de la grille sismique 3D telle que définie dans le 'scope of work'.

c) Prévisions 2015

- » Lancement des appels d'offres pour une acquisition de 300 km² de sismique 3D, dépouillement des offres, 'contracting' et 'scout mobilisation' (de janvier à mars 2015).
- » Acquisition de 300 km² de sismique 3D (d'avril à fin juin 2015).
Traitement sismique 3D (juillet et août 2015).
- » Interprétation sismique (septembre et octobre 2015).
- » Réévaluation du bloc et prise de décision (octobre et novembre 2015).



01

INTRODUCTION

- Principaux Indicateurs de l'ETAP
- Conseil d'Administration
- Organigramme de l'ETAP
- Concessions de l'ETAP
- Portefeuille Titres de l'ETAP



02

SITUATION ENERGETIQUE

- Conjoncture Internationale
- Conjoncture Nationale

03

ACTIVITES DE L'ETAP

- Exploration
- Etudes Exploration
- HSE
- Développement
- Operating
- Production
- Services
- Commercialisation
- Ressources Humaines
- Informatique
- Résultats Financiers

04

ANNEXES

PRODUCTION

PRODUCTION

PRODUCTION DE PETROLE

La production de pétrole des concessions ETAP a atteint 15 315 359 barils en 2014 (1,977 million TM) contre 17 369 512 barils en 2013, soit l'équivalent de 2,244 millions TM, réalisant ainsi une régression de 11,8%, due essentiellement au déclin naturel de la production des champs : Hasdrubal (-22%), MLD (-12%), Ashtart (-12%), Oued Zar (-32%), Franig (-19%), El Hajeb/Guebiba (-20%), Rhemoura (-18%), Maâmoura (-17%), Baraka (-13%), Djebel Grouz (-14%) et Cercina/Cercina Sud (-21%) malgré la hausse de la production des champs Ezzaouia (+33%) et Sabria (+28%), la croissance de la production du champ Anaguid Est (+25%) et l'augmentation de plus que le double de la production de la concession Baguel/Tarfa.

L'écart négatif enregistré, en 2014 par rapport à 2013, est dû essentiellement à :

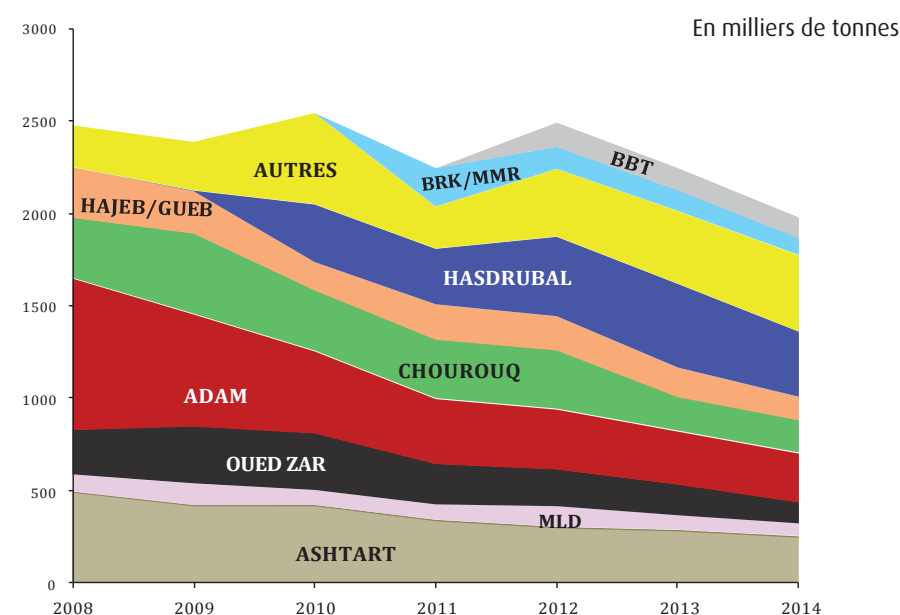
- » Réduction de la production du champ Hasdrubal suite à des pannes des unités de traitement (2 jours en novembre) et des problèmes des équipements de surface (2 jours en janvier).
- » Arrêt annuel programmé du champ Hasdrubal du 05 mai 2014 au 05 juin 2014, pour maintenance, et arrêt de 15 jours (en septembre) pour la réparation des principaux câbles d'alimentation.
- » Arrêt du champ Chergui pour maintenance des équipements de surface du 26 octobre au 17 novembre 2014.
- » Re-fermeture du puits EHJ#1 du champ El Hajeb le 16 mai 2014 suite à une panne de la pompe, après fermeture depuis 2013 et réouverture le 14 mai 2014.
- » Mauvaises performances des champs MLD et Sidi El Kilani.

La production de pétrole des concessions ETAP arrêtée à la fin du mois de décembre 2014 représente 77,7% de la production nationale, qui est de l'ordre de 2 543,07 mille TM, contre 78,8% en 2013.

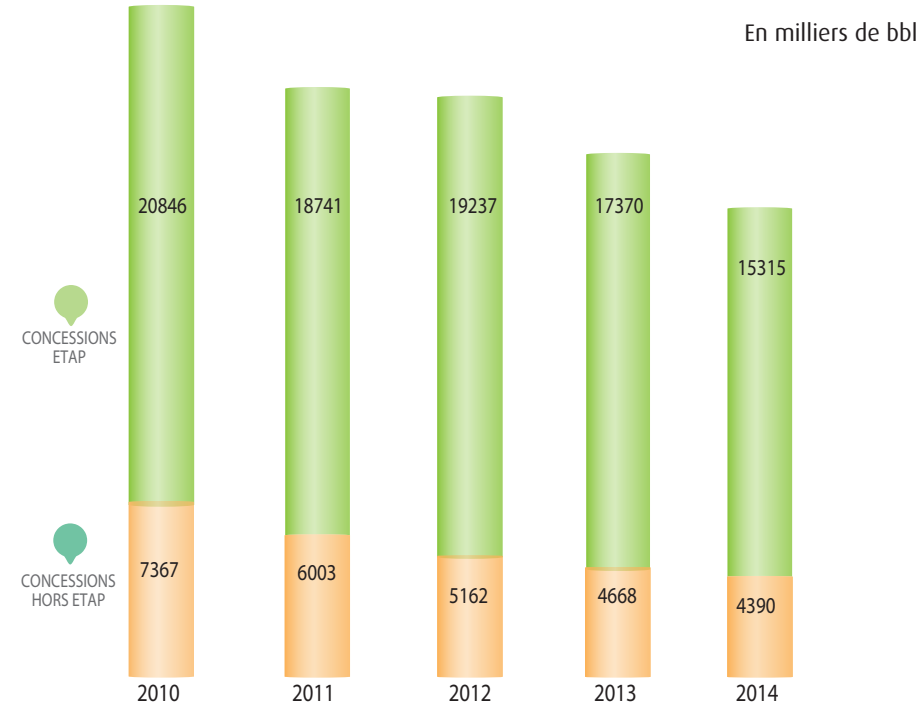
PRODUCTION DE GPL CHAMPS

La production de GPL champs des concessions ETAP a enregistré une baisse de 13,8% passant de 0,188 million TM en 2013 (2,261 millions de barils) à 0,163 million TM en 2014 (1,951 million de barils) suite à la diminution de la production d'Hasdrubal (-18%) et du champ Franig (-14%) et ce, en dépit de l'augmentation de la production du champ Maâmoura (+14%) et de la hausse de plus que le double de la production des champs Baraka (+129%) et Baguel/Tarfa (+135%).

Production de pétrole des concessions ETAP



Production nationale de pétrole

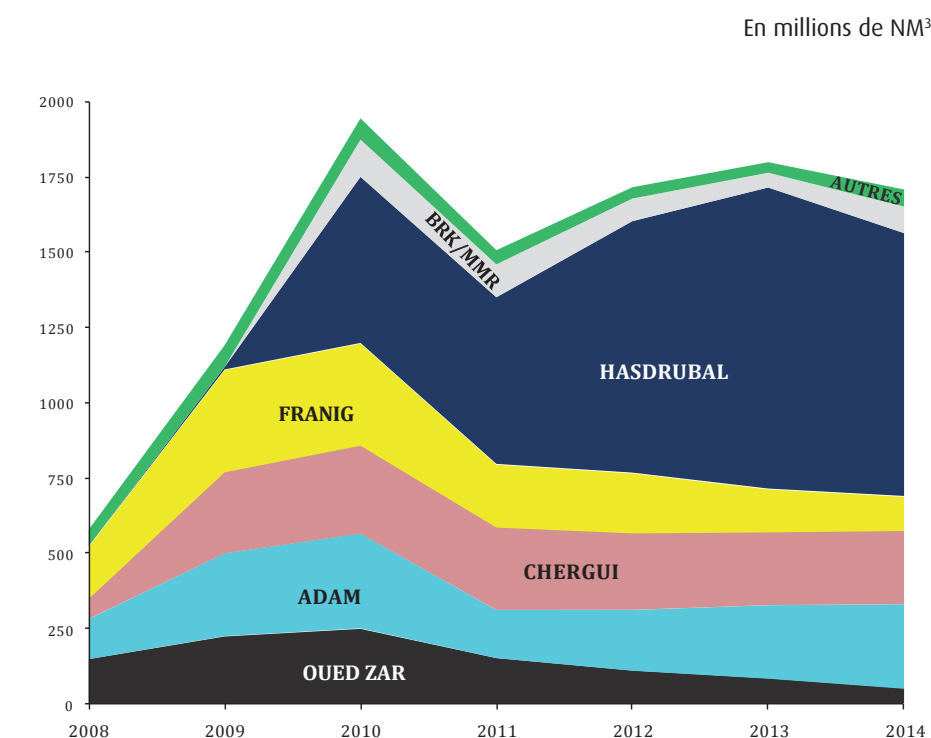


PRODUCTION DE GAZ NATUREL

La production de gaz commercial des concessions ETAP s'est élevée, en 2014, à 1708,203 millions Nm³ (1,781 million de tep) contre 1799,107 millions Nm³ (1,876 million de tep) réalisés en 2013, soit une diminution de 5%, cette baisse est enregistrée suite au déclin de la production des gisements : Hasdrubal (-13%), Oued Zar (-40%), Djebel Grouz (-25%) et Franig (-20%), malgré la forte croissance de la production des champs Baraka/Maâmoura (+80%), la hausse de la production des champs Adam (+15%) et Sabria (+33%) et l'augmentation de la production de la concession Baguel/Tarfa qui a plus que doublé.

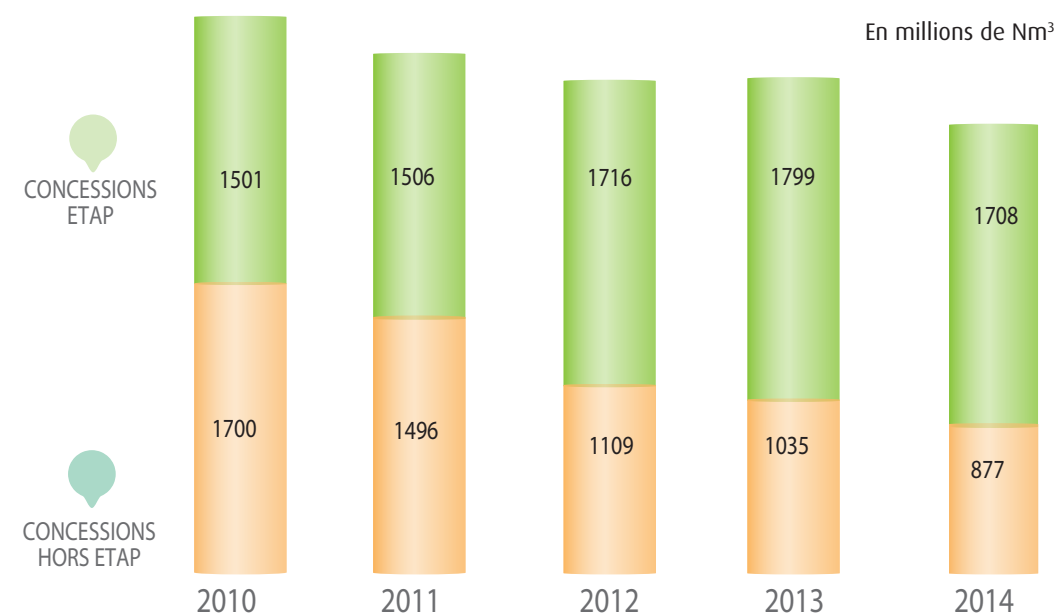
Les quantités de gaz commercial des concessions ETAP arrêtées à la fin du mois de décembre 2014 représentent 66% de la production nationale, qui est de l'ordre de 2,6 milliards Nm³, contre 63% en 2013.

Production de gaz commercial des concessions ETAP



ACTIVITES DE L'ETAP

Production nationale de gaz commercial



SERVICES

01

INTRODUCTION

- Principaux Indicateurs de l'ETAP
- Conseil d'Administration
- Organigramme de l'ETAP
- Concessions de l'ETAP
- Portefeuille Titres de l'ETAP

02

SITUATION ENERGETIQUE

- Conjoncture Internationale
- Conjoncture Nationale

03

ACTIVITES DE L'ETAP

- Exploration
- Etudes Exploration
- HSE
- Développement
- Operating
- Production
- **Services**
- Commercialisation
- Ressources Humaines
- Informatique
- Résultats Financiers

04

ANNEXES

SERVICES

BASE DE DONNEES PETROLIERES ET PATRIMOINE

Les efforts ont été poursuivis, en 2014, pour assurer la gestion, la sauvegarde et la pérennité du patrimoine technique de l'ETAP et fournir aux ingénieurs de l'entreprise et aux partenaires les données techniques nécessaires pour la réalisation des différents projets.

Les opérations de sauvegarde ont couvert les aspects suivants :

- » Indexation de tous les nouveaux documents techniques reçus par la BDP durant l'année 2014 (environ 1420 documents sous format papier/CD/cartouches).
- » Scanérisation et indexation des documents techniques terrain.
- » Scanérisation des sections sismiques en format TIF.
- » Vérification, contrôle et sauvegarde des disques de données sismiques terrain et puits existantes sur des supports CD, neuf pistes, disquettes 3590/3480/3490E, soit un total d'environ 11 téraoctets de données.

D'un autre côté, durant 2014, l'équipe Base de Données Pétrolières et Patrimoine a :

- » Participé aux projets «Etude des bassins sédimentaires pétroliers en Tunisie».
- » Assuré une assistance technique aux actions de promotion des blocs libres.
- » Satisfait les demandes de données des ingénieurs ETAP.
- » Satisfait les demandes des utilisateurs ETAP ainsi que les prestations externes pour le compte des compagnies pétrolières et des organismes nationaux tels que:
NUMHYD, OMV, CFTP, STORM VENTURES INTERNATIONAL, ALPINE OIL & GAS, COOPER ENERGY, CIRCLE OIL, DNO, YNG, SEREPT, YNG, MAZARINE ENERGY, PETROFAC, UNIVERSITES, INSTITUTS, ..., etc.

Ces demandes concernent notamment la transcription des bandes, l'export des données de la base, la duplication et la consultation des documents techniques, la scanérisation, la navigation sismique et la consultation des carottes et des 'cuttings'.

Enfin, dans le cadre de la coopération ETAP/institutions internationales, le personnel de la BDP et patrimoine a assuré la formation de huit cadres techniques de l'institut libyen de pétrole et de quatre cadres techniques de la NOC (Libye).

ACTIVITES DES LABORATOIRES

Les laboratoires ETAP fournissent des prestations de service dans les domaines de la biostratigraphie, la sédimentologie, les analyses physico-chimiques, la géochimie, la pétrographie organique et l'environnement.

Ces prestations sont principalement fournies aux directions techniques de l'ETAP (implication dans différents projets d'entreprise) et également aux différentes compagnies pétrolières et organismes nationaux.

En 2014, une quinzaine de compagnies pétrolières (KUFPEC, OMV, OIL SEARCH, PA RESOURCES, LARSEN, PRIMOil, STORM, COOPER ENERGY, PETROFAC, CTKCP, DNO, WINSTAR, PERENCO, SITEP, MARETAP), des organismes nationaux, des universités et des bureaux d'études (FSS, ENIT, INSTM, FST, FSB, FSM, ENIG...etc.) ont profité des prestations offertes par les laboratoires ETAP.

Le personnel de la direction services pétroliers a participé, en 2014, à des projets d'entreprise concernant l'évaluation géo-pétrolière des bassins sédimentaires tunisiens (Kairouan/Enfidha, Jeffara). Il a également participé à l'activité de promotion de l'exploration par la présentation de communications scientifiques aux congrès nationaux et internationaux (SIHC et 'Green Chemistry and Sustainable Engineering International Conference' - Alger, JNC - Monastir etc.).

Plusieurs stagiaires ont été encadrés dans le cadre de préparation de projets de fin d'études (PFE), de Masters et de Thèses des différentes universités de la Tunisie.

Un projet d'accréditation des laboratoires a été initié, il concerne le laboratoire Analyse des Fluides, le laboratoire de Géochimie Organique et le laboratoire Environnement.





COMMERCIALISATION

01

INTRODUCTION

- Principaux Indicateurs de l'ETAP
- Conseil d'Administration
- Organigramme de l'ETAP
- Concessions de l'ETAP
- Portefeuille Titres de l'ETAP

02

SITUATION ENERGETIQUE

- Conjoncture Internationale
- Conjoncture Nationale

03

ACTIVITES DE L'ETAP

- Exploration
- Etudes Exploration
- HSE
- Développement
- Operating
- Production
- Services
- Commercialisation
- Ressources Humaines
- Informatique
- Résultats Financiers

04

ANNEXES

COMMERCIALISATION

En 2014, l'activité de commercialisation des hydrocarbures de l'ETAP s'est caractérisée, essentiellement, par :

- » La chute spectaculaire des prix du Brent à partir du mois d'octobre atteignant son plus bas niveau depuis début 2009.
- » La reprise des exportations de la qualité Didon, la production de ce champ a été arrêtée en 2013 pour maintenance.
- » L'augmentation des achats de gaz algérien en volume et en valeur soutenus par l'augmentation de la consommation nationale et la baisse de la production des champs gaziers tunisiens.

EXPORTATIONS

Les quantités de pétrole brut, de condensat et de propane exportées par ETAP, durant l'année 2014, ont été de 1 328,348 mille TM contre 1 250,112 mille TM en 2013, soit une croissance de l'ordre de 6,25%.

La valeur de ces exportations a atteint 1 005,38 millions USD par rapport à 1 040,81 millions USD en 2013, enregistrant une baisse de l'ordre de 3,40%.

PETROLE BRUT ET CONDENSAT MELANGE MISKAR/HASDRUBAL

Les exportations totales de pétrole brut et condensat Miskar/Hasdrubal se sont élevées à 1 244,350 mille TM en 2014, pour une valeur de 945,71 millions USD, contre 1 163,789 mille TM en 2013, pour une valeur de 974,02 millions USD.

La baisse de la valeur enregistrée de 2,9%, en dollar, malgré l'augmentation des quantités exportées (+6,9%) est due à la forte diminution des cours de Brent au cours de l'année 2014 et principalement au quatrième trimestre.



ACTIVITES DE L'ETAP

La répartition des exportations par qualité se présente comme suit (en TM) :

QUALITE	2012	2013	2014
ZARZAITINE MELANGE	715 588,389	566 630,995	637 517,773
ASHTART	203 783,699	137 889,873	199 109,238
RHEMOURA MELANGE	170 137,640	170 855,936	127 696,944
EZZAOUIA MELANGE	30 505,523	39 618,878	43 495,470
DIDON	29 003,162	0	31 354,343
UDNA	36 348,378	0	0
CONDENSAT MELANGE	211 498,171	248 793,304	205 176,786
MISKAR/HASDRUBAL			

L'année 2014 a connu une diminution en terme de prix à l'exportation ; la valeur (en dollars) des exportations de pétrole brut et de condensat mélange Miskar/Hasdrubal a enregistré une baisse de 3% par rapport à l'année 2013.

En effet, le prix moyen FOB du baril vendu, toutes qualités confondues et condensat Miskar/Hasdrubal, a été de 97,764 USD/baril contre 106,934 USD/baril en 2013, soit un écart négatif de 8,6%.

Le prix moyen à l'exportation de chaque qualité de pétrole est comme suit (en US\$/baril) :

QUALITE	2012	2013	2014
ZARZAITINE MELANGE	111,635	108,465	100,093
ASHTART	114,958	109,631	95,883
RHEMOURA MELANGE	110,352	108,173	96,632
EZZAOUIA MELANGE	107,113	100,336	93,850
DIDON	112,575	-	82,743
UDNA	110,576	-	-
CONDENSAT MELANGE			
MISKAR/HASDRUBAL	101,958	102,718	96,063

ACTIVITES DE L'ETAP

CONDENSAT GABES

La quantité du condensat Gabès exportée en 2014 a été de 33 522,981 TM contre 28 074,357 TM en 2013, valorisée à 25 863,11 mille USD en 2014 contre 23 394,45 mille USD en 2013, soit une augmentation de l'ordre de 10,55% en valeur et 19,4% en quantité.

PROPANE HASDRUBAL

La quantité de propane Hasdrubal exportée durant 2014 a été de 50 474,306 TM en part ETAP/ETAT, contre 58 249,050 TM en 2013, soit une réduction de 13,34%, enregistrant une valeur de 33 813,25 mille dollars en 2014 contre 43 397,72 mille dollars pour 2013, soit une baisse de l'ordre de 22,08%.

IMPORTATIONS

PETROLE BRUT

Afin de satisfaire les besoins de la STIR en pétrole brut étranger, l'ETAP a importé 1 179,806 mille TM en 2014 contre 1 146,266 mille TM durant 2013 pour une valeur C&F respectivement de 916 231,58 mille USD et 973 154,61 mille USD, enregistrant une croissance en quantité de 33,540 mille TM.

La répartition des importations par qualité se présente comme suit (en TM) :

QUALITE	2012	2013	2014
BRUT LIBYEN	301 133,010	226 317,800	0
AZERI	748 698,478	919 948,333	1 119 759,509
BONNY LIGHT	0	0	60 046,968
TOTAL	1 049 831,488	1 146 266,133	1 179 806,477

GAZ NATUREL

Les achats de gaz naturel algérien livrés à la STEG ont été de 2 633,152 mille tep pour une valeur FOB de 1 342,92 millions USD durant l'année 2014 contre 2044,182 mille tep pour une valeur de 1 060,20 millions USD en 2013.

ACTIVITES DE L'ETAP

Les importations de gaz naturel ont enregistré une augmentation de 28,81% en quantité et une progression de 26,67% (en US\$) en valeur. Ceci est dû à la croissance de la consommation nationale et la baisse de la production de la plupart des champs gaziers en Tunisie.

AUTRES OPERATIONS COMMERCIALES

Autres opérations commerciales ont été réalisées par ETAP, en 2014, qui se résument comme suit :

- » La vente à la STIR de :
 - 1 671,314 mille TM de pétrole brut ventilé comme suit : 1 179,806 mille TM de pétrole brut étranger et 491,508 mille TM de pétrole brut tunisien ;
 - 33 111,113 TM de butane Hasdrubal et 773,277 TM de propane Hasdrubal ;
 - 6 235,372 TM de GPL Maâmoura & Baraka.
- » La vente à la STEG, en plus du gaz algérien (2 633,152 mille tep), 928,013 mille tep de gaz tunisien provenant des champs: Oued Zar, Adam, Djebel Grouz, Sabria, Franig, Baguel, Chergui, Hasdrubal, Maâmoura/Baraka et gaz pseudo liquide Franig/Baguel.
- » La vente de 19 750,883 TM de CO2 à UTIQUE GAS.
- » La commercialisation par ETAP de 34,654 mille TM de pétrole brut tunisien revenant à certains partenaires.



RESSOURCES HUMAINES



01 INTRODUCTION

- Principaux Indicateurs de l'ETAP
- Conseil d'Administration
- Organigramme de l'ETAP
- Concessions de l'ETAP
- Portefeuille Titres de l'ETAP

02 SITUATION ENERGETIQUE

- Conjoncture Internationale
- Conjoncture Nationale

03 ACTIVITES DE L'ETAP

- Exploration
- Etudes Exploration
- HSE
- Développement
- Operating
- Production
- Services
- Commercialisation
- Ressources Humaines
- Informatique
- Résultats Financiers

04 ANNEXES

RESSOURCES HUMAINES

Les principaux évènements, durant l'année 2014, relatifs aux ressources humaines sont les suivants :

- » Dans le cadre du réaménagement de l'ancien siège social de l'ETAP, ont eu lieu l'approbation des avant-projets architectural et technique, l'attribution du marché de démolition et la préparation du cahier des charges pour la rénovation.
- » Lancement des travaux d'élaboration d'un manuel de procédure de gestion du fonds social.
- » Encadrement de stagiaires (thèses de doctorat, projets de fin d'études, masters...) dans le cadre de la coopération avec les universités tunisiennes.

EFFECTIFS

VUE D'ENSEMBLE

Au 31 décembre 2014, l'effectif total de l'ETAP était de 735 employés, ce qui représente une baisse de 4% par rapport à l'année 2013, cette baisse est due principalement aux départs à la retraite.

Par ailleurs, l'effectif exerçant à ETAP était de 571 employés (77,69% de l'effectif total), soit une baisse de 2,39% par rapport à celui de 2013 qui s'élevait à 615 employés (80,08% de l'effectif total).

De plus, l'ensemble des employés ETAP détachés représente 22,31% de l'effectif total, ce taux a augmenté de 2,39% par rapport à l'année 2013.

REPARTITION DU PERSONNEL

En 2014, la répartition du personnel par collège se présente comme suit :

- 59% de cadres ;
- 24% d'agents de maîtrise ;
- 17% d'agents d'exécution.

Cette répartition n'a pas connu de changements par rapport à 2013.

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

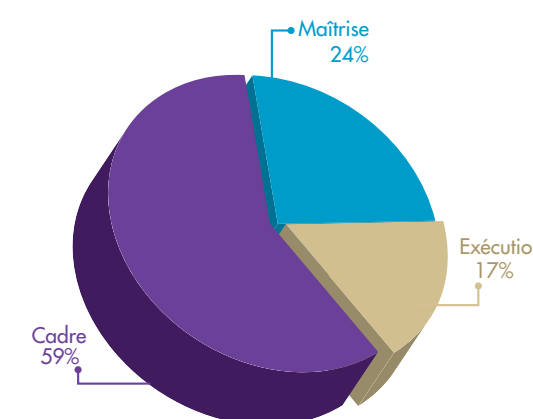
- » 140 cadres de gestion qui représente 32% de l'effectif total des cadres ;
- » 294 cadres techniques, soit 68% de l'effectif total des cadres.

Les pourcentages susmentionnés sont comparables à ceux de l'année précédente.

Tableau de répartition du personnel par catégorie :

	2010	2011	2012	2013	2014
Cadre	430	442	468	451	434
Maîtrise	207	202	194	188	177
Exécution	71	145	138	129	124
TOTAL	708	789	800	768	735

Répartition du personnel par catégorie en 2014



FORMATION PROFESSIONNELLE

BUDGET ALLOUE A LA FORMATION

L'ETAP a enregistré une augmentation du budget de formation qui est passé de 600 mille dinars en 2013 à 889 mille dinars en 2014. Cette progression s'explique par la croissance des formations intra-entreprises de l'ETAP.

L'augmentation des formations intra-entreprises a également entraîné une hausse de la part du budget de formation allouée à la formation technique qui est passée de 55% en 2013 à 83% en 2014.

BENEFICIAIRES

Durant l'année 2014, le pourcentage d'employés ayant bénéficié des actions de formation a connu une légère hausse en passant de 32,81% en 2013 à 40,7% de l'effectif total de l'ETAP en 2014.

POLITIQUE SOCIALE

 FONDOS SOCIAL

En 2014, le fonds social a accordé des prêts (mariage, achat logement, achat terrain, construction, aménagement...) dont le montant total est de 1,37 million de dinars.

Ce montant est comparable à celui de l'année 2013 qui s'est élevé à 1,4 million de dinars.

 PRESTATIONS MEDICALES

En 2014, les principales réalisations de l'unité médicale ont été les suivantes :

- » Campagne de sensibilisation du personnel aux méfaits du tabac.
- » Initiation du personnel à la gestion du stress.
- » Mise à disposition du personnel d'une ambulance et de nouveaux équipements de santé.
- » Campagnes de vaccination contre le tétanos et l'hépatite C.

 ACTIVITES SOCIALES ET CULTURELLES

Afin de renforcer la motivation et le sentiment d'appartenance à l'entreprise, l'amicale et l'association sportive de l'ETAP ont proposé au personnel une grande variété d'activités durant l'année 2014, parmi lesquelles :

- » Cours de langues, cours d'informatique et des activités d'éveil artistique pour les enfants du personnel.
- » Entraînements et tournois sportifs au profit des employés et de leurs familles.
- » Manifestations culturelles au profit des membres du personnel et de leurs familles (spectacles théâtrales, musicaux...).
- » Excursions en Tunisie et voyages à l'étranger pour les membres du personnel et leurs familles.
- » Séjours dans des hôtels et des résidences touristiques lors des vacances d'hiver et d'été.
- » Réceptions en l'honneur des retraités, des travailleurs seniors (plus de vingt cinq ans à l'entreprise) et des lauréats parmi les enfants du personnel.



 PRESTATIONS ASSURANCES

En 2014, l'ETAP a enregistré des avancées substantielles dans la qualité des prestations de l'assurance groupe et de l'assurance maladie qui peuvent être résumées aux points suivants :

- » Révision des tarifs des prestations de l'assurance groupe qui garantit une hausse des plafonds de remboursement sans pour autant augmenter les cotisations prélevées au personnel.
- » Mise en place d'une nouvelle application informatique développée à l'ETAP et relative aux prestations de l'assurance groupe permettant une plus grande facilité d'utilisation et un meilleur traitement des dossiers.
- » Désignation d'un référent unique chargé des prestations de l'assurance groupe et de l'assurance maladie au profit des retraités.
- » Phase d'essai du logiciel relatif aux prestations CNAM délivré par un cabinet externe.
- » Mise à jour des conventions entre l'entreprise et les professionnels de santé partenaires.

GOVERNANCE ET RSE

En 2014, l'ETAP et ses partenaires ont alloué un budget de 4830 MDT pour le développement économique local dans les communautés des gouvernorats de Tataouine, Gabès, Sfax et Kébili et ce, à travers leur participation au financement des programmes d'emploi, l'accompagnement et le financement de microcrédits, le soutien des projets agricoles et d'irrigation, l'amélioration des systèmes d'alimentation en eau potable ainsi que le renforcement des infrastructures d'éducation, sportives et de santé.

L'année 2014 a été marquée par la mise en œuvre de plusieurs programmes de formation continue et de développement des compétences dans les communautés locales des gouvernorats de Sfax et Gabès.

ETAP et ses partenaires ont renforcé leur présence dans les communautés des gouvernorats de Sfax, Kébili et Tataouine à travers des donations de colis d'alimentation à l'occasion du mois de Ramadan et de kits de fournitures et tenues scolaires pour la rentrée 2014 ainsi que la prise en charge des frais de scolarité et de transport pour plusieurs enfants démunis du niveau primaire et secondaire. Les dons et les subventions ont été attribués au profit, notamment, de plusieurs associations sportives et aux organismes communautaires et civiles œuvrant pour la santé et la protection de l'environnement.

Une étude pilote sur le développement régional du gouvernorat de Tataouine a été élaborée à l'initiative de l'ETAP et financée conjointement par ETAP, STORM, OMV, ENI et Winstar. Les principaux objectifs à la réalisation de cette étude sont :

- » Identifier les problématiques et mettre en valeur les potentialités de développement de la région.
- » Permettre aux entreprises (pétrolières et autres) implantées dans la région d'avoir une idée claire sur les opportunités d'investissement social et ainsi développer une stratégie et un plan d'action cohérent.



- » Permettre à l'administration régionale et à l'ETAP de coordonner entre les différentes sociétés afin d'optimiser leur intervention en matière de projets sociaux.
- » Identifier une liste de projets concrets réalisables à court et moyens termes dans la région.
- » Par ailleurs, l'ETAP avec d'autres compagnies pétrolières a alloué 500 MDT en 2012 pour alimenter un fond de 1800 MDT auprès de la Banque Tunisienne de Solidarité (BTS) destiné à financer des microcrédits pour les jeunes promoteurs du Gouvernorat de Tataouine. A la fin de 2014, ce fond a été utilisé à hauteur de 500 mille DT.



Pacte mondial des Nations Unies

L'entreprise tunisienne d'activités pétrolières ETAP est membre du Pacte Mondial des Nations Unies depuis décembre 2012. Elle réalise chaque année une "Communication on Progress". En 2014, ETAP a appliqué les principes 6 et 9 du Pacte relatifs aux normes de travail et à l'environnement.

ENTREPRISE TUNISIENNE D'ACTIVITES PETROLIERES

Politique de Responsabilité Sociétale de l'Entreprise (RSE)

La Direction Générale de l'ETAP considère fermement que la Responsabilité Sociétale de l'Entreprise (RSE) est au cœur de son management.

L'ETAP veut affirmer ses valeurs dans la compétition économique mondiale : le respect de la personne, la responsabilité environnementale, la recherche de la performance, l'engagement de solidarité et l'exigence d'intégrité. Elle veut forger, autour de ces valeurs partagées, l'identité, la culture et la démarche éthique de l'entreprise.

A ce titre, L'ETAP adopte formellement comme cadre de référence de la RSE : la déclaration universelle des droits de l'homme, la Déclaration sur l'élimination de toutes les formes de discrimination à l'égard des femmes, la Déclaration sur les droits de l'Enfant, le code du travail national, et les conventions relatives à l'organisation internationale du travail.

ETAP réaffirme son adhésion aux Dix Principes du Pacte Mondial (Global Compact) des Nations-Unies. Elle s'engage, avec les signataires, à les promouvoir auprès de ses fournisseurs.

ETAP garantit dans le cadre de son engagement dans la RSE :

- Un suivi formalisé des exigences légales et autres applicables aux aspects sociaux;
- Un suivi formalisé des conséquences sociales de l'activité de l'entreprise pour l'ensemble de ses parties prenantes: personnel, partenaires, opérateurs, fournisseurs, clients, communautés locales, sous traitants et société civile;
- Un dialogue social réfléchi et constructif avec toutes les parties prenantes;
- Un lieu de travail sûr tout en respectant la personnalité et l'individualité du personnel;
- Le développement de la reconnaissance et la mobilisation du personnel autour d'un projet d'entreprise;
- La veille au respect des procédures de recrutement du personnel homme et femme; afin qu'ils aient les mêmes chances d'accès au travail et un salaire égal à leurs tâches et compétences équivalentes;
- Une démarche de recrutement de profils appropriés répondant aux besoins préprogrammés de l'entreprise tout en favorisant l'emploi des personnes en situation de handicap ainsi que l'employabilité des jeunes issus des milieux défavorisés et ce, en conformité avec la réglementation en la matière;
- La veille au renforcement et à la pertinence des indicateurs sur la responsabilité sociale au niveau du bilan social et du rapport RSE de l'entreprise;
- Un programme annuel volontariste d'aide et de développement aux communautés locales et aux régions démunies.
- Une information transparente et une communication fluide concernant la politique sociale de l'entreprise ainsi que les objectifs qui y sont associés et ce, pour : l'ensemble du personnel organique, les partenaires, les opérateurs, les fournisseurs, les sous traitants, les communautés locales et la société civile.

Cette politique s'applique à toutes les activités de l'ETAP.

 Le Président-Directeur Général
Mohamed AKROUT

ENTREPRISE TUNISIENNE D'ACTIVITES PETROLIERES

Politique de Santé Sécurité Environnement et Qualité (HSEQ)

L'ETAP adhère aux principes de développement durable et d'amélioration continue en matière de santé, de sécurité et de protection de l'environnement dans un concept de qualité totale intégrée à toutes ses activités. Elle assure en continu le contrôle, l'évaluation et l'amélioration de ses services, de ses technologies et de ses procédures pour garantir la qualité et l'innovation dans l'exercice de ses missions : de promotion, d'exploration, de développement, de production et de commercialisation.

Pour mettre en œuvre cette politique, L'ETAP s'engage à :

- Considérer que les valeurs HSEQ (Health, Safety, Environment and Quality) sont des valeurs fondamentales, des facteurs de progrès, de motivation et des indicateurs de qualité et d'efficacité;
- Adhérer au concept de la qualité totale par la recherche permanente de l'amélioration continue;
- Se conformer aux lois, aux règlements et aux standards en vigueur en matière de santé, de sécurité, de protection de l'environnement et de qualité;
- Adopter une attitude constructive de transparence et de dialogue vis-à-vis des tiers en matière de santé, de sécurité, de protection de l'environnement et de qualité, de réalisations et d'engagements;
- Identifier, analyser et contrôler les risques encourus dans ses activités par le personnel, les contractants et par les communautés locales;
- Renforcer constamment le savoir et le devoir de son personnel en matière de santé, de sécurité, de protection de l'environnement et de qualité;
- Fournir les ressources, les conseils et les directives pour assurer l'application de cette politique;
- Adopter les meilleures technologies disponibles pour participer à l'effort mondial de lutte contre les changements climatiques;
- Vérifier, à travers des systèmes de contrôle, des audits et des inspections que cette politique et ses objectifs soient mis en œuvre, maintenus et améliorés en permanence;
- Communiquer cette politique et les modalités HSEQ et les objectifs qui y sont associés à l'ensemble du personnel organique, aux fournisseurs et aux sous traitants et s'assurer qu'ils soient compris et respectés.

Cette politique s'applique à toutes les activités de l'ETAP.

 Le Président Directeur Général
Mohamed AKROUT

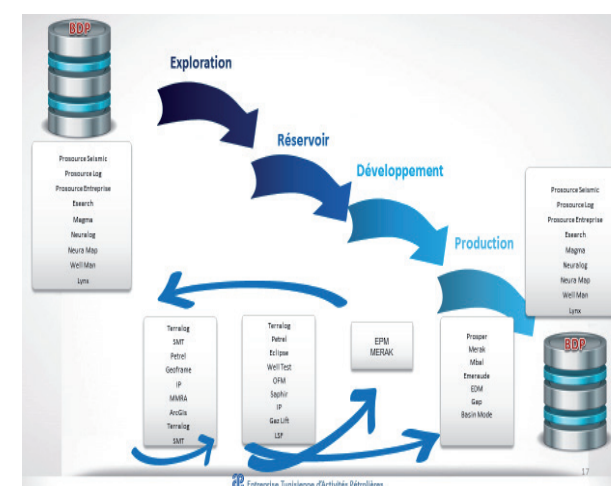
INFORMATIQUE

La Direction Informatique a pour mission de mettre en œuvre la stratégie de l'ETAP dans le domaine des systèmes et des technologies d'information et de communication.

Les faits saillants durant 2014 se résument dans les actions suivantes :

- » Conclusion d'un contrat négocié entre ETAP et Schlumberger qui a permis de renforcer le patrimoine diversifié des logiciels techniques utilisés par les ingénieurs ETAP et couvrant les différents processus métiers de l'ETAP ; à savoir : l'exploration, la simulation des réservoirs, la production et la base de données pétrolières.

Ci-dessous la nouvelle cartographie du S.I. technique de l'ETAP :



- » Acquisition des équipements informatiques (PC's, WS, Scanners, imprimantes...) pour le compte des directions de l'ETAP.
- » Amélioration de la performance du réseau par la mise en place de 3 commutateurs modulaires HP Core 5400 et re-segmentation du réseau.
- » Renforcement de la sécurité du réseau par la migration totale du réseau IP avec adressage public vers un réseau avec un adressage privé.
- » Mis à jour du système de pointage, la gestion du temps et des accès.
- » Mise à jour de l'application de la gestion des ressources humaines.
- » Redéveloppement de l'application de la gestion sociale et son intégration au niveau du SIG.



01

INTRODUCTION

- Principaux Indicateurs de l'ETAP
- Conseil d'Administration
- Organigramme de l'ETAP
- Concessions de l'ETAP
- Portefeuille Titres de l'ETAP



02

SITUATION
ENERGETIQUE

- Conjoncture Internationale
- Conjoncture Nationale

03

ACTIVITES
DE L'ETAP

- Exploration
- Etudes Exploration
- HSE
- Développement
- Operating
- Production
- Services
- Commercialisation
- Ressources Humaines
- Informatique
- Résultats Financiers

04

ANNEXES

INFORMATIQUE

01

INTRODUCTION

- Principaux Indicateurs de l'ETAP
- Conseil d'Administration
- Organigramme de l'ETAP
- Concessions de l'ETAP
- Portefeuille Titres de l'ETAP

02

SITUATION ENERGETIQUE

- Conjoncture Internationale
- Conjoncture Nationale

03

ACTIVITES DE L'ETAP

- Exploration
- Etudes Exploration
- HSE
- Développement
- Operating
- Production
- Services
- Commercialisation
- Ressources Humaines
- Informatique
- Résultats Financiers

04

ANNEXES

RÉSULTATS FINANCIERS

Le résultat de l'exercice 2014 a enregistré une hausse par rapport à 2013 dû essentiellement à la baisse des charges d'exploitations notamment les dotations aux amortissements.

L'analyse de l'évolution des différents produits et charges est présentée dans ce qui suit :

PRODUITS D'EXPLOITATION

» Les revenus de l'ETAP au titre de l'exercice 2014 ont atteint 2153 MDT contre 2288 MDT en 2013, soit une baisse de 135 MDT. Cette variation provient essentiellement de la commercialisation des hydrocarbures qui a enregistré une baisse de 82 MDT sur le pétrole brut et 53 MDT sur le gaz naturel.

La variation sur le brut résulte de :

- La baisse du prix de vente moyen du baril qui est passé de 110,22 US\$ en 2013 à 101,97 US\$ en 2014, soit un impact financier négatif de 112 MDT.
- La diminution des quantités commercialisées de 93 mille barils engendrant un impact financier négatif de 17 MDT.
- La variation du cours de change moyen du dollar a généré un impact financier positif de 48 MDT.



Résultats Financiers



ACTIVITES DE L'ETAP

La variation sur le gaz naturel résulte de :

- La diminution du prix de vente moyen de la Tep qui est passé de 470,52 US\$ en 2013 à 445,61 US\$ en 2014, soit un impact financier négatif de 39 MDT.
- La baisse des quantités commercialisées de 37 mille Tep engendrant un impact financier négatif de 29 MDT.
- La variation du cours de change moyen du dollar a généré un impact financier positif de 15 MDT.

Le détail des revenus se présente comme suit :

	2014	2013
Ventes de pétrole brut et de gaz	1 922 288 378,638	2 012 405 649,992
Locales	1 101 155 153,062	1 199 300 357,783
Exportations	821 133 225,576	813 105 292,209
Produits versés au titre de la redevance	219 066 063,992	263 327 669,917
Commissions sur ventes	6 522 335,449	6 319 722,712
Commissions sur ventes de pétrole brut	4 708 946,112	4 814 794,098
Commissions sur ventes de produits finis	1 759 921,920	1 436 484,021
Autres commissions	53 467,417	68 444,593
Etudes et prestations	4 842 668,408	6 312 761,742
Travaux de laboratoires	139 272,393	184 413,482
Travaux sismiques	132 079,657	128 240,176
Assistance aux concessions	3 443 298,844	5 470 625,584
Etudes	450 570,000	70 700,000
Autres études et prestations	677 447,514	458 782,500
TOTAL EN DINARS	2 152 719 446,487	2 288 365 804,363

» Les autres produits d'exploitation au titre de l'exercice 2014 ont atteint 50,5 MDT contre 77 MDT en 2013, soit une diminution de 26,5 MDT.

CHARGES D'EXPLOITATION

Le total des charges d'exploitation a connu une baisse de 222 MDT par rapport à l'année précédente résultant des variations des rubriques suivantes :

- Une augmentation de la variation du stock de brut de 72 MDT.
- Une baisse des achats d'approvisionnements consommés de 33 MDT (de 390 MDT en 2013 à 357 MDT en 2014).
- Les frais du personnel ont baissé de 0,7 MDT.
- Une diminution des dotations aux amortissements et aux résorptions de 292 MDT (passées de 470 MDT en 2013 à 178 MDT en 2014).

ACTIVITES DE L'ETAP

- Les dotations aux provisions et les reprises sur provisions dégagent au 31/12/2014 un solde de 100,5 MDT contre 41,6 MDT en 2013, enregistrant une augmentation de 58,9 MDT découlant essentiellement des provisions pour coûts d'abandon et de la provision de l'indemnité de départ à la retraite.
- Les impôts et taxes s'élèvent à 281 MDT au 31/12/2014 contre 309,7 MDT en 2013, ces impôts et taxes se composent essentiellement des redevances payées au titre de la production.
- Les autres charges d'exploitation ont atteint 11,8 MDT au 31/12/2014 contre 10,8 MDT en 2013, soit une augmentation de 1 MDT.

AUTRES PRODUITS ET CHARGES

Les autres charges et produits ont connu des variations qui s'analysent comme suit :

- Les charges financières nettes s'élèvent à 29 MDT en 2014 contre 42 MDT en 2013 enregistrant une baisse de 13 MDT.
- Les produits de placement ont atteint 37 MDT en 2014 contre 33 MDT en 2013 enregistrant une hausse de 4 MDT.
- Les gains ordinaires sont passés de 12 MDT en 2013 à 0,1 MDT en 2014 enregistrant une baisse de 11,9 MDT.
- Les impôts sur les bénéfices ont atteint 718,4 MDT au 31/12/2014 contre 695,5 MDT en 2013, soit une augmentation de 22,9 MDT.

RESULTAT NET

Le résultat net de l'exercice 2014 s'élève à 496,7 MDT contre 440,7 MDT en 2013 enregistrant une augmentation de 56 MDT.

Ce résultat provient essentiellement des concessions suivantes :

Hasdrubal	226 MDT
Adam	64 MDT
Chergui	36 MDT
Baraka	24 MDT
Oued Zar	22 MDT
Franig	20 MDT
Hajeb/Guebiba	19 MDT
Bir Ben Tartar	15 MDT
Anaguid Est	15 MDT
Maamoura	15 MDT
Chourouq	13 MDT

BILAN

(EN DINAR)

Exercice Clos au 31 Décembre

Actif

NOTE

2014

2013

ACTIFS NON COURANTS			
Actifs immobilisés			
Immobilisations incorporelles	004	924.034.742,776	862.597.531,277
Moins amortissements		-861.236.837,552	-843.184.814,773
		262.797.905,224	219.412.916,504
Immobilisations corporelles	005	3.866.565.766,852	3.592.162.730,599
Moins amortissements		-2.985.007.523,564	-2.624.876.811,911
		881.558.243,288	767.283.918,688
Immobilisation financières	006	151.931.171,540	141.672.935,118
Moins provisions		-983.665,000	-755.305,000
		150.947.506,540	140.917.630,118
Autres actifs non courant			
Autres actifs non courants & charges reportées	007	25.306.062,383	9.840.687,225
Moins provisions			
Total ACTIFS NON COURANTS		1.320.609.717,435	1.137.455.152,535
ACTIFS COURANTS			
Stocks	008	72.712.112,865	108.846.389,299
Moins provisions		-5.175.408,707	-2.969.246,197
		67.536.704,158	105.877.143,102
Clients et comptes rattachés	009	1.177.786.986,475	1.183.770.208,883
Moins provisions		-5.621.394,730	-5.383.298,184
		1.172.165.571,745	1.178.386.910,699
Etat	010	1.143.627.710,733	1.265.638.873,043
Comptes courants des associations pétrolières	011	393.147.166,501	366.450.985,991
Moins provisions		-10.893.705,510	-9.975.508,810
		382.253.460,991	356.475.477,181
Autres actifs courants & comptes de régularisation	012	9.025.569,419	9.078.507,608
Moins provisions		-5.196.999,800	-5.197.745,364
		3.828.569,619	3.880.762,244
Placements et autres actifs financiers	013	8.023.489,039	7.163.359,216
Liquidités et équivalents de liquidités	014	1.063.326.005,841	1.073.293.638,321
Moins provisions		-2.486,508	-2.486,508
		1.063.323.519,333	1.073.291.151,813
Total ACTIFS COURANTS		3.840.759.025,618	3.990.713.677,298
Total Actif		5.161.368.743,053	5.128.168.829,833

BILAN

(EN DINAR)

Exercice Clos au 31 Décembre

Capitaux propres et

Passifs

NOTE

2014

2013

Capitaux propres			
Fonds de dotation	15-1	138.555.058,000	138.555.058,000
Reserves	15-2	30.950.000,000	30.950.000,000
Autres capitaux propres	15-3	1.532.188.191,271	1.330.841.373,463
Resultats reportés	15-4	85.117.087,624	85.117.087,624
Resultat de l'exercice	15-5	496.745.479,678	440.690.738,568
Total Capitaux propres		2.283.555.816,573	2.026.154.257,655
AUTRES PASSIFS			
Passifs non courants			
Total passifs non courants		430.239.579,032	216.995.356,238
Emprunts ETAP	16-1	175.883.400,000	59.584.878,840
Emprunts ETAT	16-3	17.715.948,000	17.715.948,000
Provisions pour risques & charges	017	233.851.172,899	137.103.408,268
Ecart de conversion passif	16-2	2.789.058,133	2.591.121,131
Passifs courants			
Total passifs courants		2.447.573.347,448	2.885.019.215,939
Fournisseurs & comptes rattachés	018	354.185.518,494	389.623.677,103
Etat	019	1.039.921.121,067	1.434.795.031,608
Compte courant des asso.pétrolières	020	899.806.158,236	832.984.387,867
Autres passifs courants	021	30.853.781,666	8.023.664,966
Emprunts	022	122.806.767,965	219.592.254,373
Total AUTRES PASSIFS		2.877.812.926,480	3.102.014.572,178
Total Capitaux propres et Passifs		5.161.368.743,053	5.128.168.829,833

ETAT DE RESULTAT

(EN DINARS)

		Exercice Clos au 31 Décembre	
		2014	2013
NOTE			
	PRODUIT D'EXPLOITATION		
	Revenus	2.152.719.446,487	2.288.365.804,363
	Autres produits d'exploitation	50.469.019,292	77.231.776,052
	TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION	2.203.188.465,779	2.365.597.580,415
	CHARGES D'EXPLOITATION		
	Variation stocks de petrole brut	-41.372.422,331	31.082.205,031
	Achats d'approvisionnement	-362.235.909,860	-388.015.689,818
	Variation stocks d'approvisionnement	5.238.145,897	-2.233.129,754
	Achats d'approvisionnement consommés	-356.997.763,963	-390.248.819,572
	Charges de personnel	-24.089.952,167	-24.856.995,393
	Dotations aux amortissements et résorptions	-178.102.621,286	-470.057.218,720
	Dotations aux provisions/Reprise sur provisions	-100.486.605,859	-41.599.995,611
	Impôts et taxes	-281.048.645,442	-309.740.259,705
	Autres charges d'exploitation	-11.769.162,581	-10.830.213,323
	TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION	-993.867.173,629	-1.216.251.297,293
	RESULTAT D'EXPLOITATION	1.209.321.292,150	1.149.346.283,122
	Charges financières nettes	-28.830.126,221	-42.409.825,619
	Produits de placement	36.849.339,311	33.201.658,281
	Autres gains ordinaires	135.102,287	12.100.106,760
	Autres pertes ordinaires	-2.289.798,599	-16.038.066,651
	RESULTAT DES ACTIVITES ORDINAIRES AVANT IMPOTS	1.215.185.808,928	1.136.200.155,893
	Impôts sur les bénéfices	-718.440.329,250	-695.509.417,325
	RESULTAT DES ACTIVITES ORDINAIRES APRES IMPOTS	496.745.479,678	440.690.738,568
	Eléments extraordinaires		
	Resultat net de l'exercice	496.745.479,678	440.690.738,568
	Effets des modifications comptables (net d'impôts)	0,000	
	RESULTAT APRES MODIFICATIONS COMPTABLES	496.745.479,678	440.690.738,568

ENTREPRISE TUNISIENNE D'ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES (ETAP) - AVENUE MOHAMED V - TUNIS

EXTRAIT DU RAPPORT DU RÉVISEUR LÉGAL SUR LES ÉTATS FINANCIERS ARRÊTÉS AU 31 DÉCEMBRE 2014

Nous avons effectué l'audit des états financiers ci-joints de l'Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières (ETAP), comprenant le bilan au 31 décembre 2014, l'état de résultat et l'état des flux de trésorerie pour l'exercice clos à cette date, ainsi qu'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres notes explicatives. Ces états financiers font ressortir des capitaux propres positifs de 2.283.555.817 DT, y compris le résultat bénéficiaire de l'exercice s'élevant à 496.745.480 DT.

Responsabilité de la Direction pour les états financiers

La Direction est responsable de l'établissement et de la présentation sincère de ces états financiers conformément au Système Comptable des Entreprises, ainsi que du contrôle interne qu'elle juge nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité du Réviseur légal

Notre responsabilité est d'exprimer une opinion sur ces états financiers sur la base de notre audit. Nous avons effectué notre audit selon les normes professionnelles applicables en Tunisie. Ces normes requièrent de notre part de nous conformer aux règles d'éthique et de planifier et de réaliser l'audit en vue d'obtenir une assurance raisonnable que les états financiers ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers. Le choix des procédures relève du jugement de l'auditeur, et notamment de son évaluation des risques que les états financiers comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, l'auditeur prend en considération le contrôle interne de l'entité portant sur l'établissement et la présentation sincère des états financiers afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la Direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion avec réserve.

Justification de l'opinion avec réserve

Lors du traitement comptable du contrat de partage de production relatif à la concession « Bir Ben Tartar » et en sa qualité de titulaire du permis de recherche et de ladite concession, l'ETAP a précédé à la prise en compte dans son état de résultat de produits d'exploitation pour l'équivalent des valeurs de vente des quantités d'hydrocarbures livrées à l'Entrepreneur en remboursement des coûts d'exploration et de développement encourus (*Cost Oil*), et ce, en constatant à l'actif de son bilan des immobilisations incorporelles et corporelles amortissables selon les modes et les taux appliqués aux actifs de mêmes catégories. Cette pratique comptable qui se base sur une correspondance émanant de la Direction Générale des Études et de la Législation Fiscale relevant du Ministère de l'Economie et des Finances en date du 30 octobre 2014, n'est pas conforme aux prescriptions des normes comptables nationales et internationales applicables dans les circonstances. En effet, elle ne respecte pas la convention de la prééminence du fond sur la forme prévue par le paragraphe 49 du cadre conceptuel de la comptabilité promulgué par le décret n°96-2459 du 30 décembre 1996 et conduit à une surévaluation des capitaux propres pour un montant de 47.767.182 DT, net d'un impôt sur les bénéfices de 50%, jusqu'au 31 décembre 2014.

Opinion avec réserve

À notre avis, à l'exception de l'incidence de la question évoquée au paragraphe « Justification de l'opinion avec réserve », les états financiers sont réguliers et sincères et donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de l'ETAP au 31 décembre 2014, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour l'exercice clos à cette date, conformément aux principes comptables généralement admis en Tunisie.

P/ GÉNÉRALE D'EXPERTISE & DE MANAGEMENT - GEM



Abderrazak GABSI, Associé Gérant

Tunis, le 05 octobre 2015



ANNEXES

01

INTRODUCTION

- Principaux Indicateurs de l'ETAP
- Conseil d'Administration
- Organigramme de l'ETAP
- Concessions de l'ETAP
- Portefeuille Titres de l'ETAP

02

SITUATION
ENERGETIQUE

- Conjoncture Internationale
- Conjoncture Nationale

03

ACTIVITES
DE L'ETAP

- Exploration
- Etudes Exploration
- HSE
- Développement
- Operating
- Production
- Services
- Commercialisation
- Ressources Humaines
- Informatique
- Résultats Financiers

04

ANNEXES

PRODUCTION DE PETROLE ET DE CONDENSAT DES CONCESSIONS ETAP 2014

	SM ³	TM	BBL
ASHTART	287 719	251 576	1 810 616
ADAM	329 632	264 735	2 074 377
OUDNA	0	0	0
OUED ZAR/HMD	142 453	115 140	896 457
MLD	85 989	70 647	541 129
SIDI EL KILANI	48 179	39 946	303 188
FRANIG	25 755	17 984	162 000
BAGUEL/TARFA	10 716	7 511	67 407
EZZAOUIA	34 203	27 756	215 238
EL HAJEB/GUEBIBA	149 095	127 090	938 256
CERCINA/CERCINA SUD	49 573	43 783	311 961
AIN/GREMDA	35 679	29 232	224 529
RHEMOURA	26 462	22 707	166 524
SABRIA	28 979	23 212	182 365
DJEBEL GROUZ	11 701	9 065	73 633
CHOUROUQ	217 580	178 415	1 369 229
MAZRANE (T)	2 966	2 405	18 664
CHERGUI	18 243	12 770	114 801
HASDRUBAL	458 719	352 296	2 886 717
MAAMOURA	47 320	37 503	297 787
BARAKA	72 194	57 062	454 320
DORRA	26 705	22 139	168 056
BIR B.TARTAR	138 529	111 691	871 763
ANAGUID EST	185 340	152 905	1 166 342
TOTAL	2 433 731	1 977 569	15 315 359

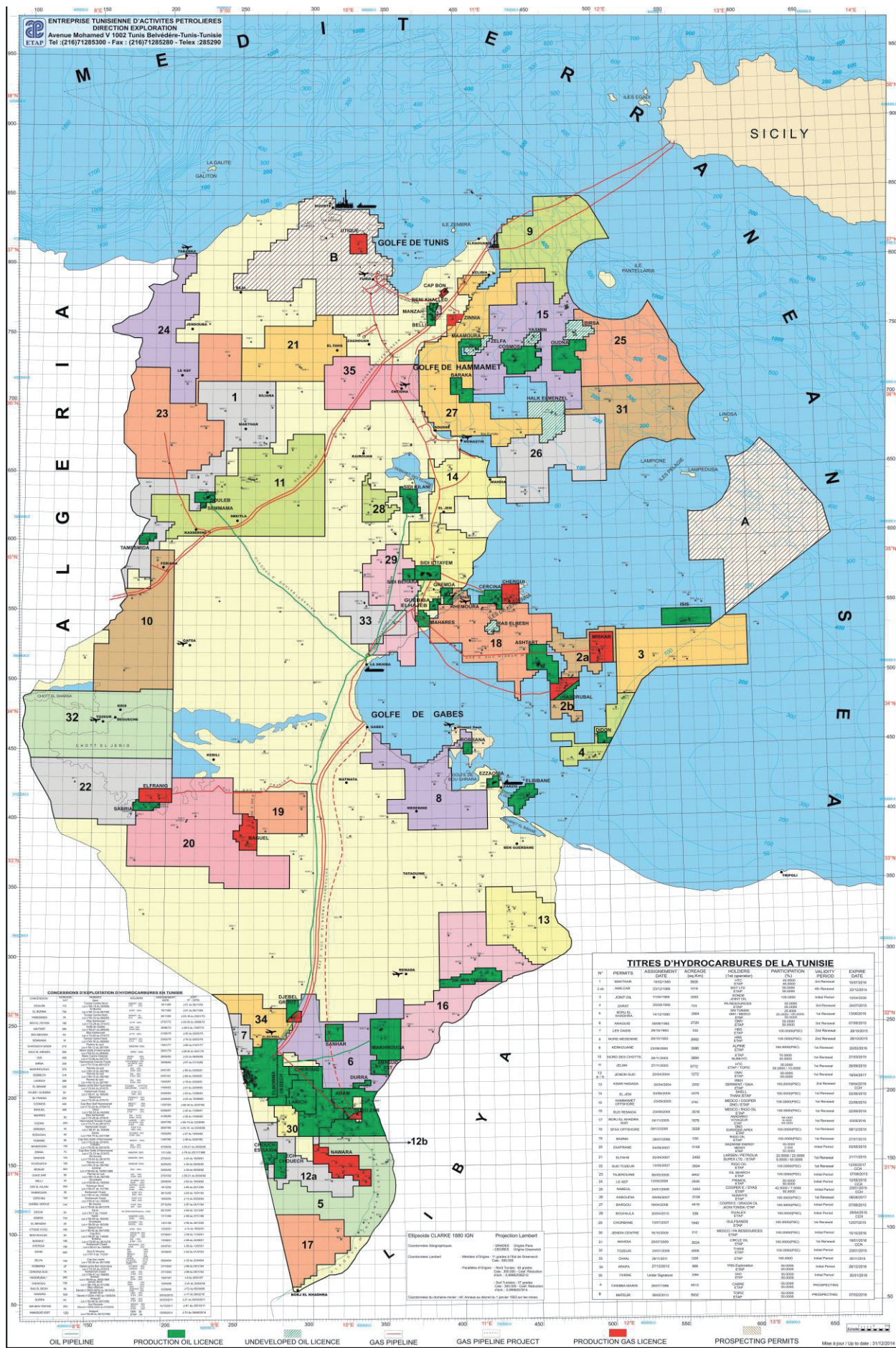
PRODUCTION DE GAZ COMMERCIAL DES CONCESSIONS ETAP 2014

	MILLIONS NM ³	MILLIONS SCF	TEP
ADAM	279,309	9 870	327 449
OUED ZAR/HMD	49,838	1 761	58 447
FRANIG	113,634	4 241	119 877
BAGUEL/TARFA	29,383	1 097	30 985
SABRIA	12,278	432	12 952
DJEBEL GROUZ	9,878	349	11 974
CHERGUI	245,506	8 675	247 668
BARAKA	51,239	1 811	52 845
MAAMOURA	36,841	1 302	37 902
HASDRUBAL	875,039	30 920	874 686
CHOUROUQ	5,257	197,043	6 113
TOTAL	1 708,203	60 655	1 780 897

PRODUCTION DE GPL CHAMPS DES CONCESSIONS ETAP 2014

	SM ³	TM	BBL
FRANIG	26 614	12 098	167 481
BAGUEL/TARFA	6 777	3 079	42 649
BARAKA	10 889	5 829	68 523
MAAMOURA	7 390	3 956	46 504
HASDRUBAL	258 305	137 761	1 625 513
TOTAL	309 975	162 723	1 950 671

CARTE DES CONCESSIONS TUNISIE



CARTE DES INFRASTRUCTURES PÉTROLE & GAZ

