



# Rapport Annuel 2013





# Sommaire

## **INTRODUCTION**

- Principaux Indicateurs
- Conseil D'Administration
- Organigramme de L'ETAP
- Concessions de L'ETAP
- Portefeuille Titres de L'ETAP

## **SITUATION ENERGETIQUE**

- Conjoncture Internationale
- Conjoncture Nationale

## **ACTIVITES DE L'ETAP**

- Exploration
- Développement
- Production
- Services
- Commercialisation
- Ressources Humaines
- Informatique
- Résultats Financiers

## **ANNEXES**



# Principaux Indicateurs

	2012	2013
<b>EXPLORATION</b>		
Nombre de permis en cours de validité	49	45
Nombre de permis attribués durant l'année	1	2
Investissements (Millions USD)	300	350
Nombre de forage		
- Exploration	11	14
- Développement	14	9
<b>PRODUCTION</b>		
Production nationale		
- Huiles et GPL (Millions TM)	3,3	3,0
- Gaz Naturel (Millions Tep)	2,9	2,9
Production des concessions ETAP		
- Huiles et GPL (Millions TM)	2,6	2,4
- Gaz Naturel (Millions Tep)	1,8	1,9
Nombre de concessions en production	23	22
<b>COMMERCIALISATION</b>		
Exportations brut, propane et condensat (Millions TM)	1,46	1,25
Importations		
- Pétrole Brut (Millions TM)	1,05	1,14
- Gaz Naturel (Millions Tep)	1,64	2,04
Prix moyen du brut à l'exportation (USD/bbl)	111,8	108,2
Parité moyenne (USD/DT)	1,58	1,63
<b>RESSOURCES HUMAINES</b>		
Effectif	800	768
Taux d'encadrement (%)	59	59
<b>RESULTATS FINANCIERS</b>		
Revenus totaux (Millions DT)	2639	2366
Investissements sur concessions (Millions DT)	303	314
Résultat net (Millions DT)	542	441



# Conseil d'Administration

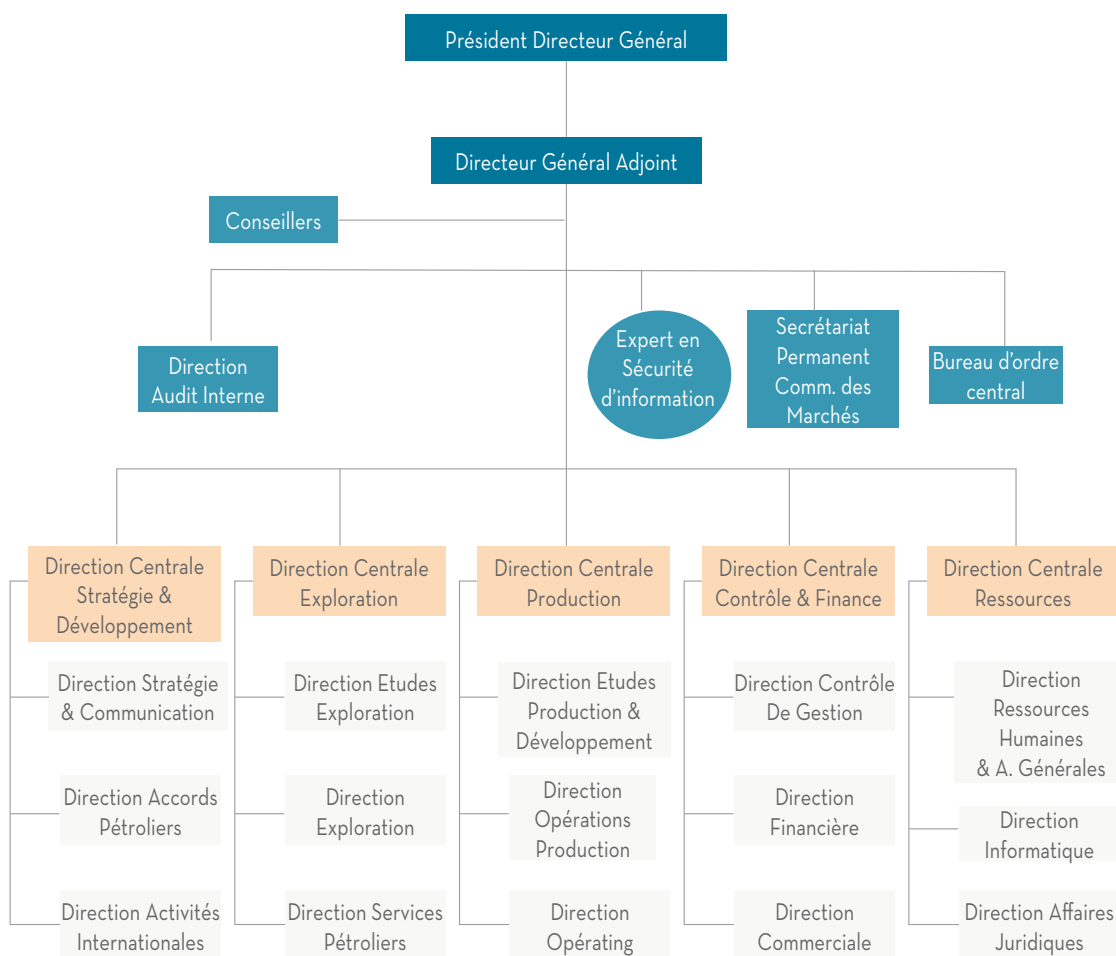
## Mr. Mohamed AKROUT

### Président

• <b>Mr. Rachid BEN DALY</b>	Administrateur / Ministère de l'Industrie
• <b>Mr. Yasser TOUKABRI</b>	Administrateur / Présidence du Gouvernement
• <b>Mr. Abdelmlek SAADAoui</b>	Administrateur / Ministère des Finances
• <b>Mme. Neila BEN KHALIFA</b>	Administrateur / Ministère du Développement et de la Coopération Internationale
• <b>Mr. Ibrahim BESSAIS</b>	Administrateur / Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
• <b>Mr. Hamdi HAROUCH</b>	Administrateur / Agence Nationale pour la Maîtrise de L'Énergie
• <b>Mr. Med Salah SOULEM</b>	Administrateur / Banque Centrale de Tunisie
• <b>Mr. Khelifa KAROUi</b>	Administrateur / Pour Compétence dans le Secteur Pétrolier
• <b>Mr. Jalel DKHILI</b>	Administrateur / Représentant des Cadres de l'Entreprise

- **Mr. Sami HAMMADI**      Contrôleur d'Etat
- **Cabinet GEM**              Commissaire aux Comptes

# Organigramme de L'ETAP



# Concessions de L'ETAP en Production



	TAUX DE PARTICIPATION	OPERATEUR	DATE DE MISE EN PRODUCTION
01- ASHTART	50.0 %	SEREPT	MARS 1974
02 - M.L.D	50.0 %	SOPEPS	JUILLET 1983
03 - CERCINA/CSUD	51.0 %	TPS	MAI 1994
04 - RHEMOURA	51.0 %	TPS	MAI 1993
05 - AIN/GREMDA	51.0 %	TPS	FEVRIER 1989
06 - HAJEB/GUEB	51.0 %	TPS	JUILLET 1985
07 - DORRA	50.0 %	OMV	JUILLET 2011
08 - EZZAOUIA	55.0 %	MARETAP	NOVEMBRE 1990
09 - SIDI EL KILANI	55.0 %	CTKCP	SEPTEMBRE 1991
10 - BIR B.TARTAR	CPP	STORM	MARS 2009
11 - SABRIA	55.0 %	WINSTAR	AOUT 1998
12 - ADAM	50.0 %	ENI	MAI 2003
13 - DJEBEL GROUZ	50.0 %	ENI	NOVEMBRE 2005
14 - OUED ZAR/HMD	50.0 %	ENI	AOUT 1996
15 - CHERGUI	55.0 %	PETROFAC	MAI 2008
16 - FRANIG	45.0 %	PERENCO	JUILLET 1998
17 - BAGUEL/TARFA	51.0 %	PERENCO	AOUT 1998
18 - HASDRUBAL	50.0 %	BGT	DECEMBRE 2009
19 - CHOUROUQ	50.0 %	OMV	NOVEMBRE 2007
20 - BARAKA	51.0 %	ENI	MAI 2010
21 - MAAMOURA	51.0 %	ENI	DECEMBRE 2009
22 - UTIQUE*	100 %	ETAP	MAI 2007

(\*) Concession en production de CO2

# Portefeuille Titres de Participation de L'ETAP

Secteur	Sociétés	Taux(%)	DT
<b>EXPLORATION</b>	1. JOINT OIL	50.0 %	476 250
	2. NUMHYD	50.0 %	644 337
<b>PRODUCTION</b>	3. SEREPT	50.0 %	3 608 660
	4. CTKCP	50.0 %	50 000
	5. MARETAP	50.0 %	150 000
	6. SODEPS	50.0 %	50 000
	7. TPS	50.0 %	50 000
<b>FORAGE</b>	8. CTF	90.0 %	450 000
	9. SOTRAPIL	18.28 %	567 057
<b>TRANSPORT</b>	10. SOTUGAT	99.8 %	199 600
	11. SERGAZ	33.23 %	32 900
<b>STOCKAGE</b>	12. TANKMED	24.0 %	115 385
<b>BANQUES</b>	13. BTS	1.25 %	500 000
	14. STUSID BANK	0.12 %	125 000
<b>DIVERS</b>	15. SOTULUB	27.09 %	1 490 084
	16. BITUMED	8.0 %	48 000
	17. SNDP	-	50
	18. TECI	4.8 %	36 000
	19. PAEZ	12.4 %	741 000
	20. T.A	0.1 %	835 812
	21. SNIPE	4.86 %	70 000
	22. ITF	0.4 %	40 000
	23. TSC	40.0%	400 000





# Sommaire

## INTRODUCTION

- Principaux Indicateurs
- Conseil D'Administration
- Organigramme de L'ETAP
- Concessions de L'ETAP
- Portefeuille Titres de L'ETAP

## SITUATION ENERGETIQUE

### ► Conjoncture Internationale

- Conjoncture Nationale

## ACTIVITES DE L'ETAP

- Exploration
- Développement
- Production
- Services
- Commercialisation
- Ressources Humaines
- Informatique
- Résultats Financiers

## ANNEXES



## Conjoncture Internationale

L'économie mondiale reste fragile en 2013, en effet le FMI a annoncé un léger ralentissement de la croissance de l'économie mondiale (3,0% en 2013 contre 3,1% en 2012), suite à la décélération de la croissance des pays émergents et en développement (4,7% en 2013 contre 4,9% en 2012) influencée par la chute de la croissance économique en Afrique du Nord et au Moyen Orient (de 4,1% en 2012 à 2,4% en 2013) et des pays avancés (1,3% en 2013 contre 1,4% en 2012) à cause du recul de la croissance aux États-Unis (de 2,8% en 2012 à 1,9% en 2013) malgré la progression en zone euro du taux de croissance économique, encore négatif (-0,4% en 2013 contre -0,7% en 2012).

La demande pétrolière mondiale continua à augmenter en 2013 sous l'effet de la forte demande des pays non OCDE essentiellement la Chine, l'Inde, la Russie et le Brésil.

Les États-Unis et le Japon restèrent des gros consommateurs de pétrole (1<sup>er</sup> et 3<sup>ème</sup>), malgré la stagnation de leurs consommations en 2013.

L'offre mondiale de pétrole a connu une légère progression en 2013, par rapport à 2012, grâce à la croissance de la production des pays non OPEP particulièrement celle des États-Unis, du Canada et de la Russie; la carte énergétique mondiale devient de plus en plus influencée par la production des hydrocarbures non conventionnels.

La croissance de l'activité gazière s'est ralenti en 2013, l'offre ainsi que la demande connaissent une modeste croissance par rapport à 2012.

Malgré les efforts de nombreux pays pour exploiter des nouvelles ressources de gaz, l'offre peine à satisfaire la demande des marchés émergents en plein essor dans le contexte de l'urbanisation et de l'industrialisation.



Les taux de croissance de la demande gazière les plus significatifs sont enregistrés en Asie-Océanie (la Chine, l'Inde et les pays de l'Asie du sud-est) et en Amérique (les États-Unis, le Brésil et le Mexique).

En 2013, la croissance de la production gazière est restée forte en Amérique du Nord et aux pays de la Communauté des États indépendants (CEI), négative en Afrique (chute de la production algérienne qui n'a pas repris son niveau après les événements d'In Amenas et nigérienne suite aux conflits sociaux) et en Europe (britannique, norvégienne...).

## MARCHE PETROLIER

Le rapport (offre-demande) global présente un excédent en 2013 de l'ordre de 0,2 million b/j, contre 1 million b/j en 2012, ce faible surplus est expliqué par l'augmentation massive de la consommation des pays en développement, le recul de l'offre libyenne, et dans une moindre mesure, du Nigéria, de l'Angola et du Venezuela.

En 2013, le contexte géopolitique a largement pesé sur le prix du pétrole; un maximum de 118,9 \$/b a été atteint en février suite aux menaces américaines contre l'Iran.

La progression rapide de l'offre des pays non OPEP, essentiellement américaine, et les inquiétudes économiques européennes ont engendré, en avril, un prix minimum de 97,5 \$/b.

Il est à noter que les tensions en Egypte et en Syrie ainsi que la baisse de l'offre libyenne ont haussé le prix du Brent en septembre (autour de 112 \$/b) et le retour à la diplomatie au dossier iranien (la signature d'accord entre l'Iran et les cinq pays membres permanents du Conseil de sécurité des Nations unies) a résulté une baisse en novembre (107 \$/b).

## DEMANDE MONDIALE DE PETROLE

La demande mondiale de pétrole continue sa progression en 2013, les États-Unis et les économies émergentes hors OCDE (cinq pays figurent dans le top 10 des consommateurs mondiaux de pétrole) continuent à tirer la demande mondiale vers la hausse.

Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE) la demande a avoisiné 91,30 millions b/j, soit une croissance d'environ 1,4 % par rapport à 2012.

La demande de pétrole dans la zone OCDE est évaluée à 46,06 millions de barils par jour en 2013, soit une légère hausse de 0,17 % par rapport à 2012.

Pour les pays non membres de l'OCDE, la demande a poursuivi sa croissance pour atteindre 45,24 millions de barils par jour, soit une progression de 2,7 % comparée à l'année précédente.

## Demande Mondiale de Pétrole\*

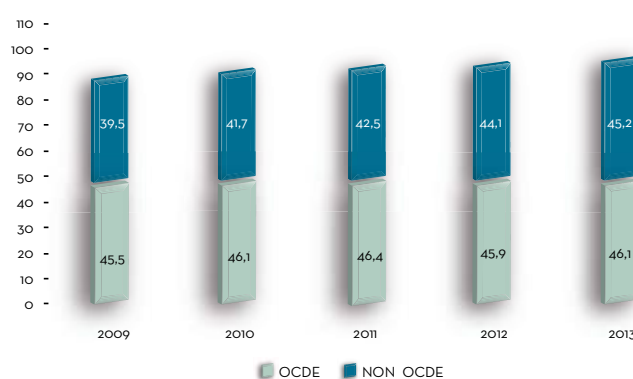
En millions b/j

Année	2009	2010	2011	2012	2013	Variation 2012-2013
OCDE	45,5	46,1	46,4	45,9	46,0	+0,1 %
Non OCDE	39,5	41,7	42,5	44,0	45,2	+2,7 %
TOTAL	85,0	87,8	88,9	89,9	91,3	+1,4 %

Source : AIE. Oil Market Report

(\*) Y compris non conventionnels et autres sources d'approvisionnement

## Evolution de la demande Mondiale de Pétrole



## OFFRE MONDIALE DE PETROLE

L'offre mondiale de pétrole est estimée à 91,5 millions b/j en 2013, soit une hausse de 0,66% par rapport à celle de 2012; cette progression provient des pays non OPEP, essentiellement grâce à la hausse de la production nord-américaine (sols bitumineux et 'tight oil'), celle de l'ex-URSS et, à un moindre degré, latino-américaine (l'offshore profond). La faible augmentation de la production irakienne, des É.A.U et du Koweït n'a pas pu atténuer le ralentissement de la production de l'Angola, de l'Iran, du Nigeria et de la Libye.

La production de l'OPEP est estimée à 36,8 millions de barils par jour de pétrole brut en 2013, soit 40,2% de l'offre mondiale totale, enregistrant une diminution de 1,86% par rapport à 2012.

La production non OPEP a été de l'ordre de 54,7 millions b/j en 2013, soit 59,8% de l'offre mondiale totale, et a enregistré une progression de 2,6%.

## Offre Mondiale de Pétrole\*

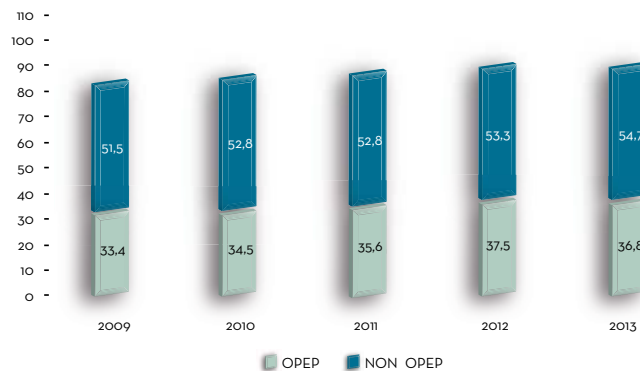
En millions b/j

Année	2009	2010	2011	2012	2013	Variation 2012-2013
OPEP	33,4	34,5	35,6	37,5	36,8	-1,8 %
Non OPEP	51,5	52,8	52,8	53,3	54,7	+2,6 %
TOTAL	84,9	87,3	88,4	90,8	91,5	+0,6 %

Source : AIE. Oil Market Report

(\*) Y compris bruts, condensats GPL et non conventionnels

Evolution de l'Offre Mondiale de Pétrole



Bilan de l'offre et de la demande de pétrole

En millions b/j

	2012	2013
<b>Demande</b>	<b>89,9</b>	<b>91,3</b>
• OCDE	45,9	46,0
• Non OCDE	44,0	45,2
<b>Offre</b>	<b>90,8</b>	<b>91,5</b>
• OPEP	37,5	36,8
• Non OPEP	53,3	54,7
<b>Excédent/Déficit Annuel</b>	<b>+1,0</b>	<b>+0,2</b>

EVOLUTION DES PRIX DE PETROLE

Le prix du pétrole est sensiblement lié, outre à l'offre et la demande pétrolière, aux marges de production, au contexte économique et financier mondial, mais aussi aux risques géopolitiques.

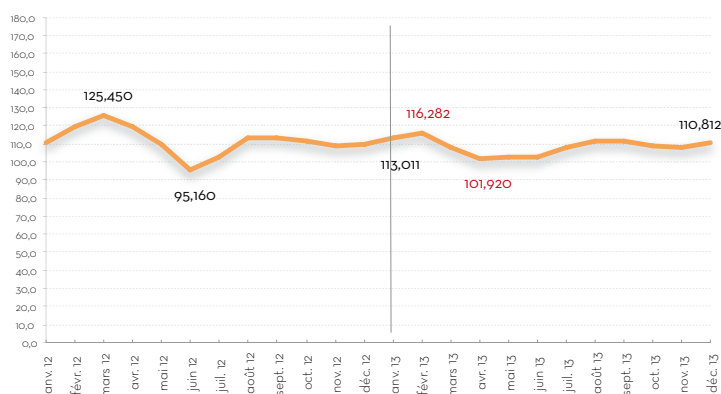
En effet, en 2013 les incertitudes géopolitiques persistent, même avec des signes positifs de résolution du dossier iranien, la situation en Egypte et en Syrie préoccupe le monde; ces pays jouent un rôle important dans la formation du prix par leur influence sur la production ou sur le commerce pétrolier et gazier (zones stratégiques, les détroits d'Ormuz et Suez).

En 2013, le prix du Brent mensuel moyen s'est situé dans la fourchette 101\$-117\$, la moyenne annuelle s'est établie à 108,6 US\$/bbl, avec un léger recul par rapport à la moyenne de 111 US\$/bbl de 2012.



### Prix mensuels moyens du Brent

US\$/bbl



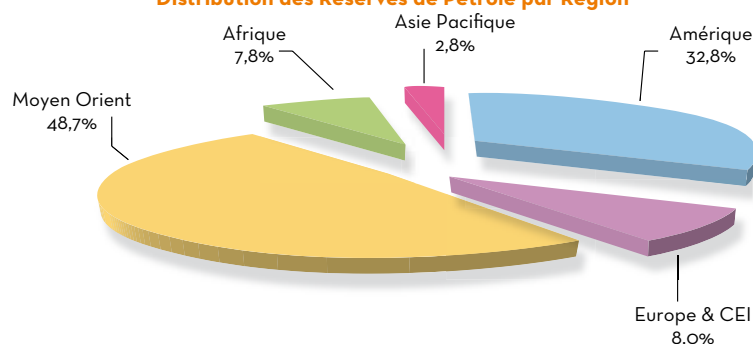
### Réserves Mondiales de Pétrole par Région fin 2013

En milliards bbl

Région	Année	2010	2011	2012	2013
Amérique		358,902	366,364	366,281	539,828
Europe & CEI		142,491	139,642	131,440	130,905
Moyen Orient		794,266	796,845	798,832	802,157
Afrique		126,847	128,578	130,071	127,739
Asie Pacifique		44,506	50,097	51,587	45,356
<b>TOTAL</b>		<b>1467,012</b>	<b>1481,526</b>	<b>1478,211</b>	<b>1645,984</b>
OPEP		1193,172	1199,707	1200,830	1204,710
Non OPEP		273,84	281,819	277,381	441,274

Source: US Energy Information Administration

### Distribution des Réserves de Pétrole par Région



## MARCHE GAZIER

Selon Cedigaz (l'association internationale pour le gaz naturel) la production gazière commercialisée en Amérique du Nord a continué sa progression, 0,7% en 2013, les gaz de roche-mère contribuent à plus de 40% dans cette production. En Amérique latine, la croissance de la production est significative de 3% soutenue par le Brésil, la Trinité et la Bolivie.



La production totale de la CEI a augmenté fortement, autour de 3% en 2013, en réponse à la forte demande externe qui a engendré un envol des exportations de la Russie vers l'Europe et d'Asie Centrale vers la Chine.

En Europe la production totale a diminué de 0,7% en 2013, la production britannique et norvégienne a subi une baisse de respectivement 8% et 5%, tandis que les Pays-Bas ont considérablement augmenté leur production de l'ordre de 10%.

En Afrique la production de gaz a diminué fortement (-4,5% en 2013) affectée par les perturbations et les conflits internes (Algérie, Libye, Egypte et Nigeria).

Au Moyen-Orient, la production a poursuivi sa tendance haussière en 2013, avec une croissance de l'ordre de 2,2% soutenue par le Qatar.

La production en Asie-Océanie a augmenté d'environ 3% en 2013 suite à la hausse de la production chinoise et australienne.

La croissance de la demande gazière la plus significative est enregistrée en Chine (14%) et aux pays d'Asie du sud-est, où le gaz naturel gagne du terrain dans le secteur électrique, industriel et du transport, avec le charbon, au détriment du pétrole.

La consommation gazière aux États-Unis continue sa progression rapide en 2013, celle du Brésil et du Mexique a fortement augmenté; avec une forte croissance économique, ces pays ont tiré profit des prix d'importation relativement faibles du gaz américain.

La demande gazière a été hétérogène selon les pays de l'UE en 2013, la consommation de gaz s'est accrue en Allemagne, aux Pays-Bas, au Royaume-Uni et en France, alors qu'elle a chuté en Italie et en Espagne. Globalement la consommation gazière européenne a stagné en 2013, après les baisses successives de 2011 et 2012, cette légère amélioration est principalement liée aux conditions climatiques et à la substitution du gaz par d'autres sources d'énergie.

## OFFRE MONDIALE DE GAZ

La production gazière mondiale est estimée à 3 402 milliards m<sup>3</sup>, contre 3 364 milliards m<sup>3</sup> en 2012, soit un accroissement de 1,1%.

Cette progression est expliquée par la forte augmentation de l'offre de l'Amérique du Nord (gaz de schiste), du Moyen Orient et de la CEI.

### Production Mondiale de Gaz Naturel

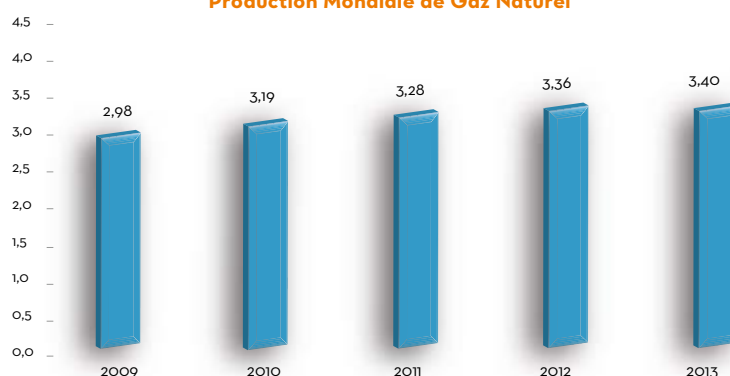
Année	2009	2010	2011	2012	2013
Production	2,98	3,19	3,28	3,36	3,40

En billions m<sup>3</sup>

Source: Oil & Gas journal



### Production Mondiale de Gaz Naturel



## DEMANDE MONDIALE DE GAZ

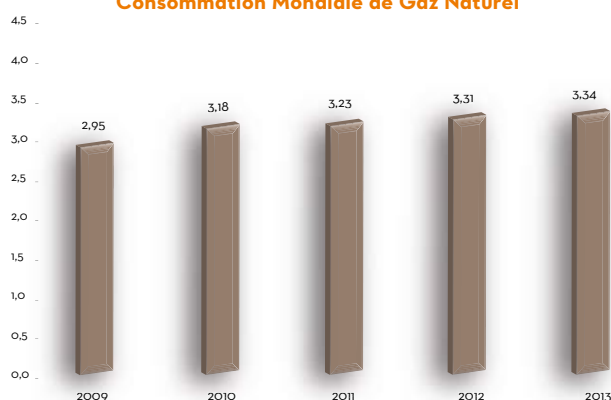
La dynamique des marchés de gaz est de plus en plus déterminée par l'Amérique du Nord et l'Asie Océanie, la production de l'électricité et le transport restent les principaux moteurs de l'augmentation de la demande mondiale de gaz. La consommation mondiale de gaz est estimée, selon British Petroleum, à 3 348 milliards m<sup>3</sup> en 2013, contre 3 311 milliards m<sup>3</sup> en 2012, soit 1% de hausse.

### Consommation Mondiale de Gaz Naturel

Année	En billions m <sup>3</sup>				
	2009	2010	2011	2012	2013
Consommation	2,95	3,18	3,23	3,31	3,34

Source: BP/statistical review of world energy

### Consommation Mondiale de Gaz Naturel



### Réserves Mondiales du Gaz Naturel par Région fin 2013

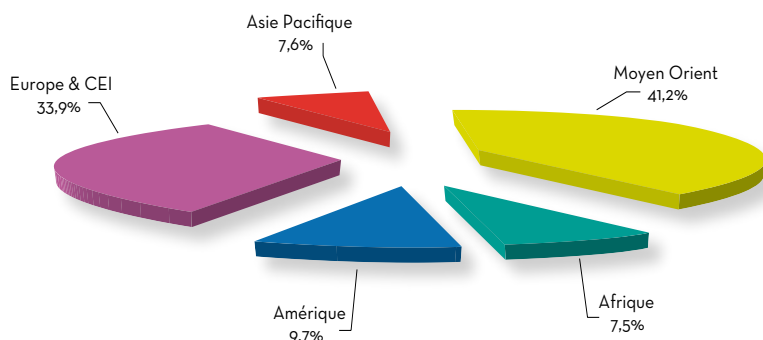
Région	Réserves	Part du Total
Amérique	18,77	9,7%
Europe & CEI	65,79	33,9%
Moyen Orient	79,94	41,2%
Asie Pacifique	14,77	7,6%
Afrique	14,58	7,5%
<b>TOTAL</b>	<b>193,85</b>	<b>100,0%</b>

Source: US Energy Information Administration

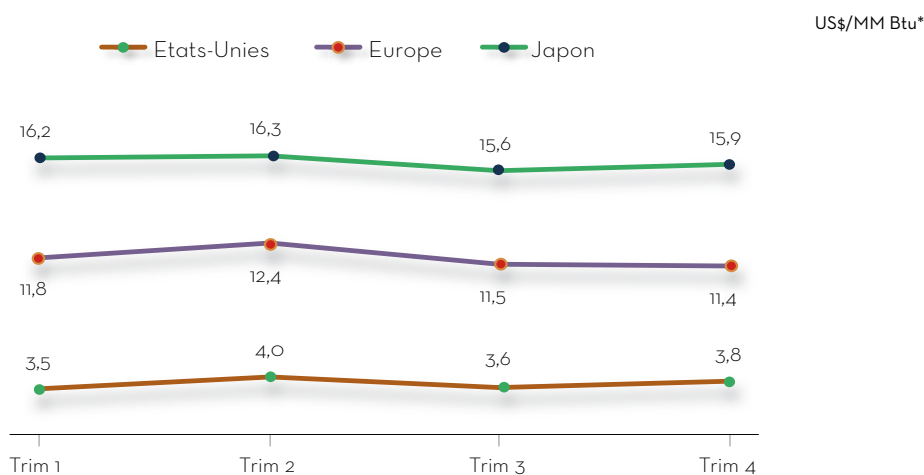




### Distribution des Réserves de Gaz Naturel par région



### Prix trimestriels moyens de Gaz Naturel en 2013



Source: World Bank commodity price data

## PERSPECTIVES ENERGETIQUES MONDIALES

Une nouvelle carte énergétique est en train de se mettre en place, elle est caractérisée par de nouvelles zones de production, de consommation et de nouvelles ressources; le commerce énergétique se développe de plus en plus du bassin atlantique vers l'Asie-pacifique mais le Moyen-Orient reste au centre des perspectives pétrolières à long terme.

Les questions majeures qui préoccupent la planète, outre la sécurité énergétique (marges de production et demande), restent les prix, l'énergie et la compétitivité économique (l'efficacité et la transition énergétique), les émissions de carbone et les changements climatiques.

(\*) MM Btu: Million British thermal unit

Selon l'agence internationale de l'énergie (AIE), les combustibles fossiles, avec une courbe ascendante, demeurent encore la principale source d'énergie dans le monde et les énergies renouvelables comptent pour près de la moitié de l'augmentation de production électrique mondiale jusqu'en 2035, l'agence présume dans son «World Energy Outlook 2013» que les sources intermittentes (solaire, photovoltaïque et éolien) comptent pour 45% de la croissance des énergies renouvelables.

Pour la consommation mondiale, l'AIE prévoit un accroissement annuel de la demande d'énergie primaire de 1,7% d'ici 2030 sous l'effet de la croissance de la population, les transports et la croissance économique et industrielle. Les économies émergentes, en particulier la Chine, l'Inde, le Brésil, et le Moyen Orient, sont les responsables de l'augmentation d'un tiers de la demande mondiale d'énergie d'ici 2035.

Selon l'AIE, le besoin énergétique mondial, sans cesse en progression, sera compensé par le recours croissant aux sources non classiques. Les progrès technologiques réalisés facilitent l'accès aux nouveaux types de ressources, malgré coûteuses, telles que le pétrole et le gaz de roche-mère, les gisements en eaux profondes, les liquides de gaz naturel, les sols bitumineux ainsi que l'amélioration de récupération des gisements existants.

Dans ce contexte, Exxon Mobil a annoncé dans ses prévisions que seuls 55% de l'approvisionnement mondial en combustibles liquides seront couverts par la production de pétrole conventionnel, d'ici 2040, et presque 60% de la progression du gaz naturel reposeront sur des ressources non conventionnelles qui représenteront près du tiers de l'approvisionnement mondial en gaz en 2040.





# Sommaire

## INTRODUCTION

- Principaux Indicateurs
- Conseil D'Administration
- Organigramme de L'ETAP
- Concessions de L'ETAP
- Portefeuille Titres de L'ETAP

## SITUATION ENERGETIQUE

- Conjoncture Internationale

### ► Conjoncture Nationale

## ACTIVITES DE L'ETAP

- Exploration
- Développement
- Production
- Services
- Commercialisation
- Ressources Humaines
- Informatique
- Résultats Financiers

## ANNEXES



## Conjoncture Nationale

La banque centrale de Tunisie (conjoncture de janvier 2014) a annoncé un ralentissement de la croissance économique tunisienne en 2013 compte tenu des difficultés politiques et sécuritaires qui ont entravé l'économie qui s'est distinguée par :

- Un taux de croissance économique de 2,6% en 2013 contre 3,6% en 2012, suite à la baisse de la production agricole et du ralentissement de l'activité dans le secteur des services, notamment le tourisme, malgré la progression des industries manufacturières;
- Un déficit budgétaire qui s'est aggravé en raison de l'augmentation des dépenses publique en matière de salaires et de subventions;
- Une montée de l'inflation, les réserves en devises ont chuté et l'investissement, moteur de la croissance, ne s'est pas hissé au niveau des aspirations réelles.

Le secteur des hydrocarbures n'a pas été à l'abri de cette situation et a été caractérisé par une année 2013 difficile, en effet d'une part on a constaté:

- L'octroi de deux permis de prospection (contre un seul en 2012);
- L'évolution du nombre de puits d'exploration forés (14 contre 11 puits en 2012).

D'autre part il y a eu:

- Une stagnation du nombre de découvertes réalisées (04);
- Une aggravation du déficit énergétique de 1,7 Mtep en 2012 à 2,5 Mtep en 2013;
- Un fléchissement de l'offre d'énergie primaire de l'ordre de 9,4%;
- Une forte baisse de la redevance en gaz algérien de 39,6%;
- Un accroissement de la demande d'énergie primaire de 2,2%.



## RESSOURCES EN ENERGIE PRIMAIRE

Les ressources nationales en énergie primaire (y compris les redevances en gaz naturel perçue sur le gazoduc Transméditerranéen), ont accusé une baisse de l'ordre de 9,4%, passant de 6843 ktep en 2012 à 6198 ktep en 2013.

## PRODUCTION DE PETROLE BRUT

La production nationale de pétrole brut (y compris condensat et GPL champs) de l'année 2013 a atteint 3,039 millions de tonnes (3129 mille tep) contre 3,310 millions de tonnes (3404 mille tep) en 2012, soit une baisse de 8,2%.

Cette baisse de la production s'explique notamment par :

- L'abandon définitif du champ Oudna à partir de mars 2012;
- Le déclin de la production de la plus part des champs tels que : Didon (-54%), Adam (-11%), Chourouq (-42%), Oued Zar (-16%), Ashtart (-6%), Chouech Essaida (-14%), Miskar (-6%), Bir Ben Tartar (-7%), MLD (-29%), Sanrhar (-61%), Dorra (-30%), Franig (-36%), et ce en dépit de la progression de la production des champs : Ameni (111%), Hasdrubal (+5%), Sidi El Kilani (+25%), Rhemoura (+22%), El Bibane (+63%) et Douleb S.T (+24%);
- Les arrêts de production de certains champs, soit pour la réalisation des travaux d'entretien, soit pour des perturbations liées aux mouvements sociaux tel que :
  - Arrêt programmé du champ Miskar pour maintenance de la plate-forme et de l'usine Hannibal;
  - Arrêt des champs El Ain et Hajeb/Guebiba du 25 juin au 10 juillet 2013 suite à des problèmes de transport du brut;
  - Arrêt du champ Rhemoura du 6 au 20 mars 2013 pour 'work over';
  - Arrêt programmé du champ Didon de 5 mois à partir du 30 juin pour l'entretien de la barge de stockage, de chargement et déchargement de pétrole.
  - Le retour des mouvements sociaux a paralysé la production, pour quelques jours, sur plusieurs champs tels que : Chergui, Cercina, Franig, Sabria, Chouech Essaida, Sanrhar et Echouech;

### Production Nationale de brut\*

En millions tonnes

	2011	2012	2013	Variation 2012 - 2013
Concessions ETAP	2,54	2,64	2,43	- 8,0%
Autres	0,78	0,67	0,61	- 9,1%
<b>TOTAL</b>	<b>3,32</b>	<b>3,31</b>	<b>3,04</b>	<b>- 8,2%</b>

(\*) Y compris condensat et GPL champs

Il convient de noter que le GPL champs a enregistré une hausse appréciable de 22%, passant de 155 mille tonnes en 2012 à 189 mille tonnes en 2013.



## RESSOURCES EN GAZ COMMERCIAL

Les ressources nationales en gaz commercial de l'année 2013 ont atteint, en pouvoir calorifique inférieur, 3069 ktep contre 3439 ktep en 2012, soit une baisse de l'ordre de 11%, cette décroissance est due à :

- La forte baisse (-39,6%) du forfait fiscal prélevé sur le gazoduc Transméditerranéen passant de 924 ktep en 2012 à 559 ktep en 2013 (diminution des approvisionnements en gaz algérien des clients italiens, notamment ENI, 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);
- Une légère diminution de la production nationale du gaz commercial (-0,19%) résultant de la régression de la production des champs : Miskar (-8%), Maâmoura/Baraka (-35%) et celle des gisements Franig & Baguel/Tarfa (-23%), et ce malgré la progression de la production du champ Hasdrubal (+19%).

### Ressources Nationales en Gaz Commercial

	2012	2013	Var (%)
Production Nationale	2 514,9	2 510,2	-0,2%
Miskar	915,6	845,2	-7,7%
Gaz Com Sud *	334,9	340,5	+1,7%
Chergui	233,5	221,9	-5,0%
Hasdrubal	761,6	901,0	+18,3%
Maâmoura et Baraka	69,7	45,2	-35,1%
Franig/Baguel & Sabria	199,7	156,5	-21,6%
Redevance totale	924,4	558,6	-39,6%
<b>Ressources Totales</b>	<b>3 439</b>	<b>3 069</b>	<b>-10,8%</b>

En ktep-pci

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

Source : ONE

## DEMANDE D'ENERGIE PRIMAIRE

La demande d'énergie primaire est passée, de 8535 ktep en 2012 à 8720 ktep, en 2013, réalisant une évolution de l'ordre de 2,2% avec une hausse de la consommation des produits pétroliers de 2,3% et de 2,1% pour le gaz naturel.

### DEMANDE DES PRODUITS PETROLIERS

La consommation nationale des produits pétroliers est passée de 3823 ktep en 2012, à 3911 ktep en 2013 réalisant une évolution de 2,3%.

Cet accroissement provient essentiellement de la hausse de la consommation du gasoil 50 de 18,4% (tendance à la diésélisation du parc auto) et du coke de pétrole de 17,3% (orientation de plus en plus des cimenteries vers ce combustible considéré plus économique que le fuel et l'entrée en production d'une 8<sup>ème</sup> unité en 2012 et d'une 9<sup>ème</sup> en novembre 2013).

La consommation du jet aviation (étroitement lié à l'activité touristique) a stagné au niveau des 300 ktep en 2013.

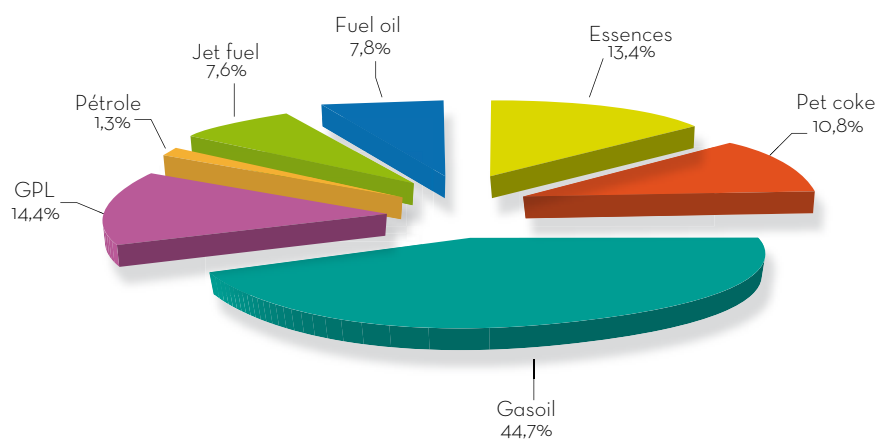
## Consommation des Produits Pétroliers

En ktep-pci

	2012	2013	Var (%)
<b>CONSUMMATION</b>			
GPL	537	565	+5,2%
Essences	538	525	-2,4%
Pétrole lampant	44	50	+13,6%
Gasol ordinaire	1572	1542	-1,9%
Gasol 50	174	206	+18,4%
Fuel oil	303	306	+1,0%
STEG & STIR	37	54	+45,9%
Hors (STEG & STIR)	266	252	-5,3%
Jet	296	297	+0,3%
Pet coke	358	420	+17,3%
<b>Total</b>	<b>3823</b>	<b>3911</b>	<b>+2,3%</b>

Source : ONE

## Consommation des Produits Pétroliers



## DEMANDE DE GAZ NATUREL

La consommation totale de gaz naturel a connu un accroissement de 2,1% passant de 4712 ktep en 2012 à 4809 ktep en 2013. Cette hausse s'est manifestée, aussi bien pour le gaz naturel consommé comme combustible pour la production de l'électricité de 1,2%, que pour le gaz naturel à usage final de 11,2% en moyenne et basse pression (suite à l'évolution du nombre d'abonnés raccordés par la STEG dans le cadre du «programme national d'encouragement de l'utilisation du gaz naturel dans le secteur résidentiel»). Alors que la consommation en haute pression a diminué de 11,2%.

En ktep-pci

	2012	2013	Var (%)
<b>DEMANDE</b>	<b>4712,1</b>	<b>4809,4</b>	<b>2,1%</b>
Production d'électricité	3446,8	3488,1	1,2%
Hors production électrique	1265,3	1321,3	4,4%
Haute pression	383,4	340,3	-11,2%
Moy & Basse pression	881,9	981,0	11,2%

Source: ONE

## BILAN ENERGETIQUE

Le bilan d'énergie primaire pour l'année 2013, s'est caractérisé par l'aggravation du déficit énergétique passant de 1692 ktep en 2012 à 2522 ktep en 2013.

Cet important déficit s'explique, notamment, par la forte baisse des ressources en énergie primaire de 9,4% (pétrole -10% et gaz naturel -11%) et une augmentation de la consommation d'énergie primaire de 2,2% (produits pétroliers +2,3% 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 80% en 2012 à 71% en 2013, soit une dépréciation de 11%.

### Bilan d'énergie primaire

En ktep-pci

	2012	2013	Var (%)
<b>RESSOURCES</b>	<b>6843</b>	<b>6198</b>	<b>- 9,4%</b>
Pétrole	3235	2923	-9,6%
GPL champs	169	206	+21,9%
Gaz Naturel <sup>(1)</sup>	3439	3069	-10,8%
<b>CONSOMMATION</b>	<b>8535</b>	<b>8720</b>	<b>+2,2%</b>
Produits Pétroliers <sup>(2)</sup>	3823	3911	+2,3%
Gaz Naturel	4712	4809	+2,1%
<b>DEFICIT ANNUEL</b>	<b>-1 692</b>	<b>-2 522</b>	<b>49,1%</b>

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

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







# Sommaire

## INTRODUCTION

- Principaux Indicateurs
- Conseil D'Administration
- Organigramme de L'ETAP
- Concessions de L'ETAP
- Portefeuille Titres de L'ETAP

## SITUATION ENERGETIQUE

- Conjoncture Internationale
- Conjoncture Nationale

## ACTIVITES DE L'ETAP

### ► Exploration

- Développement
- Production
- Services
- Commercialisation
- Ressources Humaines
- Informatique
- Résultats Financiers

## ANNEXES



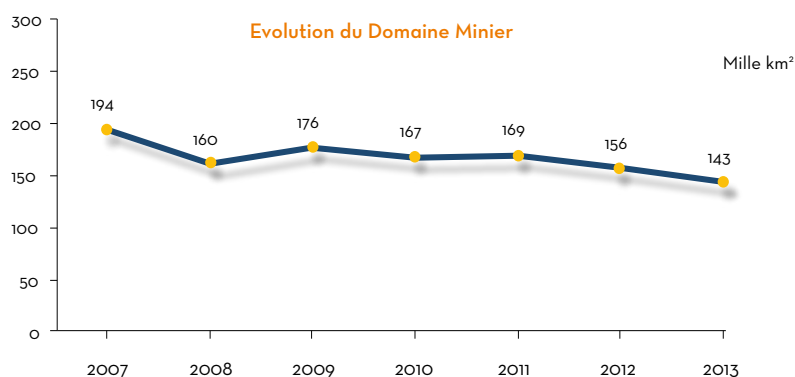
## Exploration

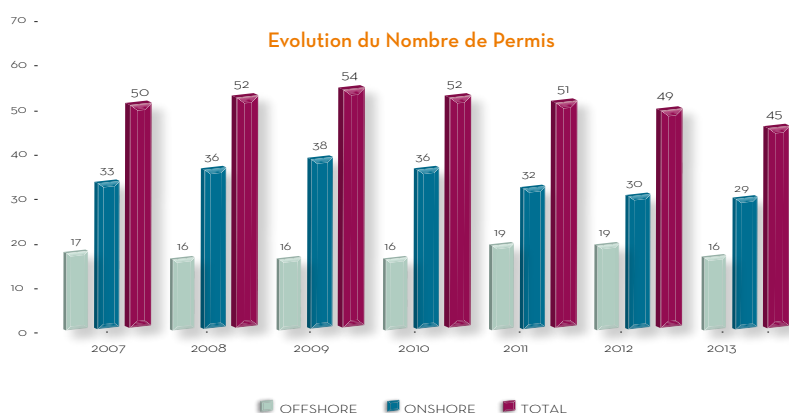
L'année 2013 a été marquée par une stagnation de l'activité d'exploration en Tunisie, en effet on a assisté à :

- L'octroi de (2) permis de recherche;
- La renonciation de (02) permis de prospection et de (1) permis de recherche;
- L'annulation de (3) permis de recherche;
- Le renouvellement de la période de validité de (10) permis de recherche;
- L'extension de la durée de validité de (04) permis de prospection et de (11) permis de recherche;
- L'extension de la superficie de (01) permis de recherche;
- La cession d'intérêts et obligations dans (04) permis de recherche;
- L'acquisition de 2925,5 km<sup>2</sup> sismique 3D et de 2688 km de sismique 2D;
- Le forage de (14) nouveaux puits d'exploration sur permis et concessions;
- La réalisation de (04) découvertes.

### OPERATIONS D'EXPLORATION SUR PERMIS

Le nombre total de permis en cours de validité pour 2013 s'élève à 45 permis (38 permis de recherche et 07 permis de prospection), couvrant une superficie totale de 143 513 km<sup>2</sup>, (83 586 km<sup>2</sup> en onshore et 59 927 km<sup>2</sup> en offshore). Ces permis sont opérés par 36 compagnies pétrolières nationales et internationales parmi 60 compagnies actives dans le domaine de l'exploration.





## Permis de recherche et de prospection

### 1- Nouveaux permis attribués

Octroi de deux (2) permis de recherche :

- «Araifa» situé dans le gouvernorat de Tataouine, couvrant une superficie de 988 km<sup>2</sup> (du côté de la frontière tuniso-algérienne), au profit de l'Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières et de la société ukrainienne «YNG Exploration Limited» (50% chacun) pour une durée de 5 ans.

La signature de la convention et de ses annexes s'est déroulée le 07 mars 2013.

- «Teboursouk» s'étendant sur les gouvernorats de Bizerte, Jendouba et Béja, couvrant une superficie de 4956 km<sup>2</sup> en association entre l'Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières (50%) et la société suédoise «Petroscandia AB» (50%).

Les documents contractuels ont été signés le 27 août 2013.

### 2- Permis rendus

- Annulation de deux (02) permis de recherche onshore : «Fawar» et «Mezouna» (opérés par la société FAPCO) le 03 avril 2013;
- Annulation du permis de recherche «Ras Marmour» le 16 décembre 2013;
- Renonciation à deux (02) permis de prospection offshore : «Raf Raf» et «Azmour» opérés par la société SHELL suite à l'échéance de leur validité;
- Renonciation au permis de recherche «El Hamra» suite à l'échéance de sa validité (déclaration de renonciation du 03 mai 2013).

### 3- Permis Renouvelés

Renouvellement de la période de validité :

- Premier renouvellement de huit (08) permis de recherche: Hammamet offshore, Jelma, Nord des Chotts, Sfax offshore, Bazma, El Fahs, Borj El Khadra Sud et Chorbane;



- Deuxième renouvellement de deux (02) permis de recherche : Les Oasis et Nord Mednine.

Extension de la durée validité :

- Quatre (04) permis de prospection:
  - Diodore, situé dans le Golfe de Gabès et opéré par NZOG;
  - Nadhour, Ras Korane et Ras Rihane opérés par REPSOL.
- Onze (11) permis de recherche:
  - Mahdia, Bargou, Sidi Mansour, Jenein Nord, El Jem, Bouhajla, Sud Remada, Zaafrane, Tozeur, Kerkouane et Sud Tozeur.

Extension de la superficie :

- Extension de la superficie du permis de recherche Borj El Khadra Sud.

Cession d'intérêts & obligations :

- Dans quatre (04) permis de recherche: El Jem, Ksar Hadada, Chorbane et Kerkouane.

Transformation de permis :

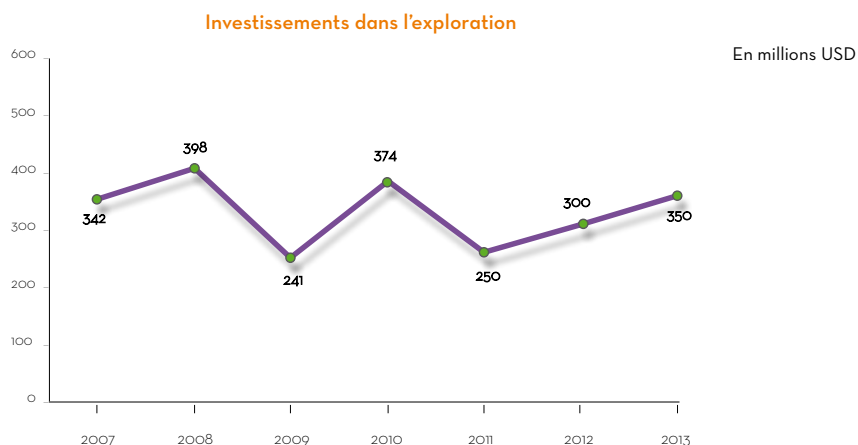
- Transformation du permis de prospection «Fkirine» en permis de recherche.

#### 4- Nouvelle concession

L'octroi d'une nouvelle concession d'exploitation «Anaguid Est» issue du permis Anaguid, ETAP/OMV, (arrêté d'institution non encore publié au JORT).

#### Investissements dans l'Exploration

Les investissements relatifs à l'activité d'exploration, en 2013, se sont élevés à 350 millions de dollars en accroissement de 17% par rapport à 2012 (300 millions USD).



#### ACTIVITES SISMIQUES

L'activité sismique durant l'année 2013 a nettement progressé en réalisant 2688 km de sismique 2D et de 2925,5 km<sup>2</sup> de sismique 3D contre respectivement 796,3 km et 1494,3 km<sup>2</sup> durant l'année 2012.



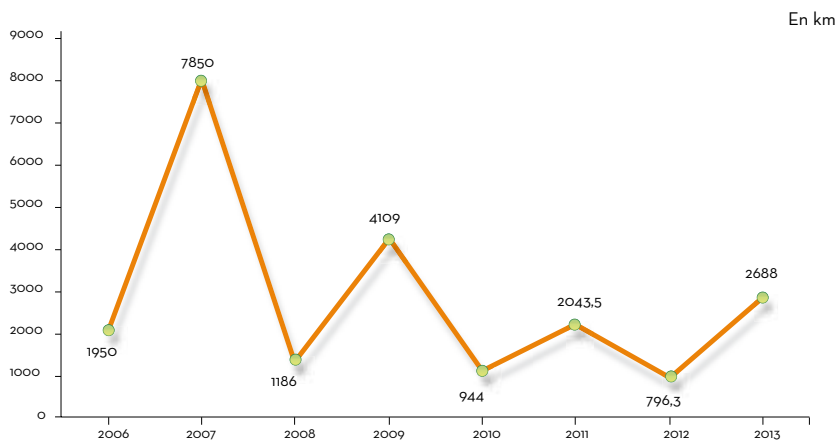
### Sismique 2D

La sismique 2D a été réalisée sur les permis offshore : Ras Korane, Ras Rihane, Nadhour et Hammamet Offshore;

PERMIS	OPERATEUR	CONTRACTEUR	DEBUT	FIN	2D (km)
Ras Korane Ras Rihane Nadhour	REPSOL	Dolphin Geophysical	31-03-2013	18-04-2013	2490
Hammamet Offshore	STORM	Dolphin Geophysical	23-04-2013	27-04-2013	198

TOTAL : 2688 km

Aquisitions Sismiques 2D



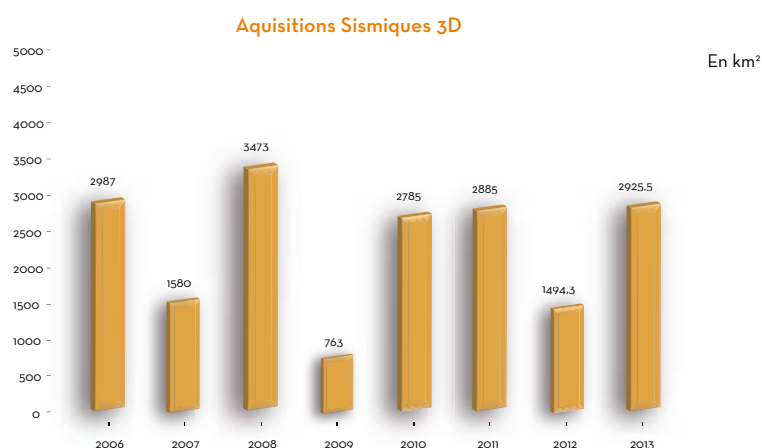


### Sismique 3D

L'acquisition sismique 3D a intéressé les permis offshore Mahdia et Cosmos, les permis onshore Borj El Khadra et Zaafrane et les concessions Makhrouga Laarich et Franig ;

PERMIS	OPERATEUR	CONTRACTEUR	DEBUT	FIN	3D (km <sup>2</sup> )
Borj El Khadra	ENI	CGG/VERITAS	01-12-2012	01-06-2013	940
Mahdia	TETHYS	BGP EXPLORER	22-02-2013	05-05-2013	300
Cosmos	STORM	BGP PIONNER	07-05-2013	24-05-2013	275
Laarich	SODEPS	CGG/VERITAS	05-06-2013	17-11-2013	682
Franig	PERENCO	CGG/VERITAS	05-08-2013	21-11-2013	200
Makhrouga	SODEPS	CGG/VERITAS	24-11-2013	en cours	474
Zaafrane	MEDEX	CGG/VERITAS	10-12-2013	en cours	54,5

TOTAL : 2925,5 km<sup>2</sup>



### ACTIVITES DE FORAGE

L'année 2013 a enregistré le forage de quatorze (14) puits d'exploration, contre onze (11) puits en 2012.

La poursuite des forages de deux (02) puits démarrés en 2012 :

Puits	Permis/Concession (Opérateur)	Début du forage	Fin du forage	Résultats
Banafsej Sud-1 (Onshore)	Jenein Sud (OMV)	08-11-2012	04-02-2013	Profondeur finale : 4840 m dans l'Ordovicien. Huile dans Acacus abandon provisoire
Waha SE-1 (Onshore)	Chourouq (OMV)	25-12-2012	04-02-2013	Profondeur finale : 3662 m dans l'Ordovicien. Puits injecteur d'eau dans la formation Tadrart



Le forage de douze (12) nouveaux puits d'exploration :

Puits	Permis/Concession (Opérateur)	Début du forage	Fin du forage	Résultats
Semda-1 (Onshore)	Tajerouine (Oil Search)	24-01-2013	27-04-2013	Profondeur finale : 3701 m dans la formation Serdj. Puits sec abandonné.
Chadha-1 (Onshore)	Anaguid (OMV)	16-02-2013	23-03-2013	Profondeur finale : 3107 m dans l'Ordovicien. Gaz et condensat dans Acacus.
Lina-1 (Onshore)	Anaguid (OMV)	28-03-2013	10-05-2013	Profondeur finale : 3256 m dans la formation Acacus. Indices d'huile dans Tannezuft (T2).
Hammamet West-3 (Offshore)	Bargou (Cooper Energy)	04-04-2013	10-11-2013	Profondeur finale : 3268 m (test Abiod non concluant). Abandon temporaire.
El Khadhra-1 (Onshore)	Borj El Khadhra (ANADARKO)	05-05-2013	31-08-2013	Profondeur finale : 4955 m. Indices de gaz dans Acacus. Abandon temporaire.
Maha-1 (Onshore)	Anaguid (OMV)	15-05-2013	04-08-2013	Profondeur finale : 2993 m. Puits à indices dans Acacus A. Abandon temporaire.
El Bell-1 (Onshore)	Sud Remada (STORM)	06-06-2013	24-06-2013	Profondeur finale : 1375 m dans Jeffara BBT. Puits sec abandonné.
Bouhajla-1 (Onshore)	Bouhajla (DUALEX)	08-06-2013	25-07-2013	Profondeur finale : 2738 m dans l'Abiod. Test Abiod en cours.
Nada-1 (Onshore)	Anaguid (OMV)	10-07-2013	26-07-2013	Profondeur finale : 2989m Gaz et condensat dans Acacus.
Amani-2 (Onshore)	Anaguid (OMV)	04-09-2013	05-10-2013	Profondeur finale : 2993 m dans l'Acacus. Appréciation en cours.
Rym Essahra-1 (Onshore)	BKS (ANADARKO)	22-09-2013	21-11-2013	Profondeur : 4505 m Indices de gaz dans Acacus. Abandon temporaire.
Jinane-2 (Onshore)	Jenein Nord (OMV)	06-11-2013	11-12-2013	Profondeur : 3553 m. Descente Liner 7" et installation tête de puits.

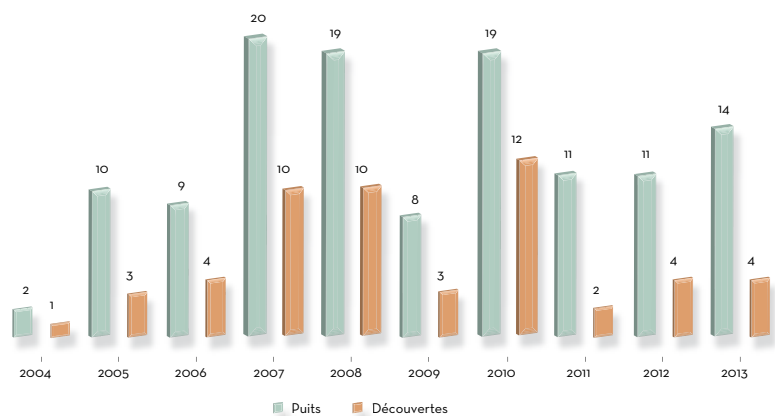
### Réalisation de quatre découvertes :

l'activité de forage d'exploration a abouti à la réalisation de quatre (04) découvertes d'hydrocarbures à savoir :

- **Chadha-1** (OMV) dans le permis Anaguid : notification en mars 2013.
- **Maha-1** (OMV) dans le permis Anaguid: réalisation le 28 mai 2013 .
- **Lina-1** (OMV) dans le permis Anaguid : notification en mai 2013.
- **Nada-1** (OMV) dans le permis Anaguid: réalisation en juillet 2013.



## Evolution du nombre de découvertes



## Les travaux de développement :

Les travaux de développement ont été effectués dans les concessions : Ashtart, Djebel Grouz, Adam, Bir Ben Tartar et Chourouq :

Concession (Opérateur)	Puits	Prof. (m)	Contracteur (Rig)	Début du forage	Fin du forage	Résultats
<b>Ashtart</b> (SEREPT)	ASH#65 ST	3033	CTF 05	26-01-2013	15-03-2013	El Gueria. Prod. : 835 b/j
<b>Djebel Grouz</b> (ENI)	PDG#4 ST	2738	Pergimine AZ-1	07-02-2013	06-03-2013	Acacus. Operation de repêchage
<b>Adam</b> (ENI)	KARMA#2 ST	4249	Pergimine AZ-1	15-04-2013	23-05-2013	Acacus B/A Tannezuft. Prod. : 500 b/j
	TT#15	1510	Foradex 14	21-12-2013	en cours	Ordovicien. Prod. : 300 b/j
<b>Bir B.Tartar</b> (STORM)	TT#12	2331	Foradex 14	07-04-2013	07-05-2013	Ordovicien. Prod. : 500 b/j
	TT#21	1530	Foradex 14	13-05-2013	30-05-2013	Ordovicien. Prod. : 330 b/j
	TT#20	1500	Foradex 14	15-07-2013	30-07-2013	Ordovicien. Opération de fracturation réalisée.
	FARAH#2	3702	H&P 228	22-03-2013	03-05-2013	Acacus. Prod. : Huile 179 b/j Gaz 128 Mcf/j
<b>Chourouq</b> (OMV)	BADR#6	3709	H&P 228	08-05-2013	18-06-2013	Silurian Acacus A & Tannezuft. Prod. : Huile 1290 b/j Gaz 498 Mcf/j



## ETUDES EXPLORATION

### ACTIVITES DE PROMOTION DE L'EXPLORATION

En 2013, huit compagnies internationales ont effectué neuf missions d'informations dans les locaux de l'ETAP. Au cours de ces missions, les activités de promotion consistaient à fournir des présentations sur les potentialités pétrolières des blocs consultés (Grombalia, Melloulech, Faouar...), des informations générales sur les opportunités d'exploration et de production en Tunisie, ainsi que des informations sur les procédures de l'octroi de permis, dans l'objectif de coopération et d'échange d'intérêts avec ETAP.

#### Participation aux Congrès

L'ETAP a participé activement aux manifestations nationales et internationales et à des séminaires touchant le secteur pétrolier (PETROSERV à Sfax, SIPS à Tunis, ATGA à Hammamet, Géomatique dans l'industrie pétrolière à Genève...).

### ACTIVITES SUR LES BLOCS LIBRES

Dans le cadre de l'évaluation des blocs libres, des études ont été finalisées (blocs Melloulech, Haffouz et Ksour Essef) et des études ont été lancées ou en cours (bloc Kairouan), ces études comportent des missions de terrain.

#### Etudes

Concernant les études de projets, des études de bassins pétroliers ont été lancées, en collaboration avec la direction services pétroliers et la direction exploration, sur les bassins Nord tunisien, Enfidha/Kairouan et Jeffara.





# Sommaire

## INTRODUCTION

- Principaux Indicateurs
- Conseil D'Administration
- Organigramme de L'ETAP
- Concessions de L'ETAP
- Portefeuille Titres de L'ETAP

## SITUATION ENERGETIQUE

- Conjoncture Internationale
- Conjoncture Nationale

## ACTIVITES DE L'ETAP

- Exploration
- ▶ **Développement**
- Production
- Services
- Commercialisation
- Ressources Humaines
- Informatique
- Résultats Financiers

## ANNEXES

# Activités de Développement



ETAP a continué ses efforts pour l'augmentation 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 le coût technique du baril produit tout en observant le plus haut degré de sécurité possible aussi bien du personnel que des installations.

## CONCESSION HASDRUBAL

### Développement :

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 Hasdrubal est un gisement de gaz à condensat avec un anneau d'huile comprenant:

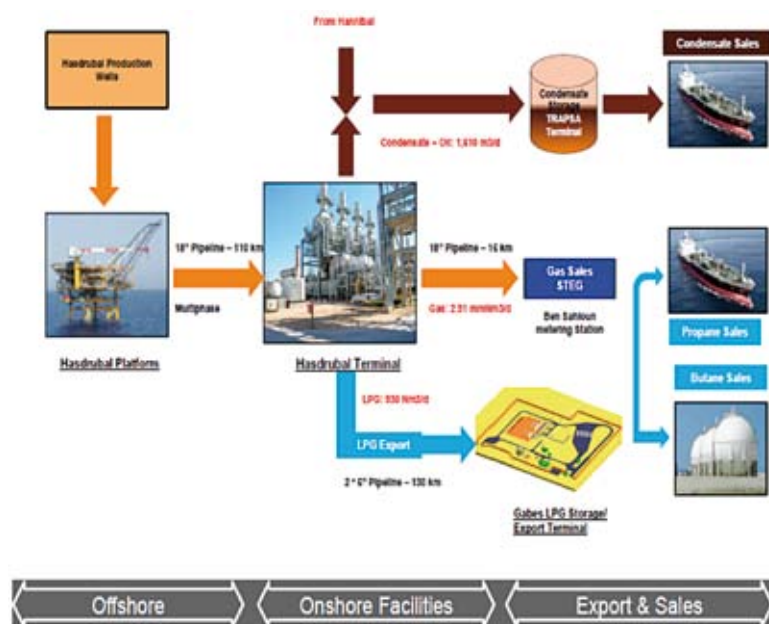
- Une plate-forme offshore non habitée de 4 piles et 9 slots, installée à une profondeur de 62 m conçu par "Genesis oil & gas".
- Une conduite sous-marine multiphasique: diamètre OD 18", longueur 106,5 km au large de la mer et 2,8 km sur terre.
- Une usine de traitement onshore (CPF) situé à Nakta, 20 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 situé 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.
- Une installation de réception GPL située à Gabès à 120 km du terminal.

La concession Hasdrubal contient actuellement quatre puits horizontaux, ces puits produisent respectivement jusqu'à 2,9 millions Nm<sup>3</sup>/j de gaz et jusqu'à 10 000 barils/j d'hydrocarbure liquide ainsi que 615 Nm<sup>3</sup>/j de propane et 315 Nm<sup>3</sup>/j de butane.

Les produits sont:

- Le gaz commercial est injecté dans le réseau de gaz commercial tunisien (STEG);
- Les hydrocarbures liquides (huile et condensat) qui 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) qui sont délivrés à Gabès pour la consommation locale (butane) et pour l'export (propane). Le transport à Gabès est assuré par deux pipelines.



Activités durant 2013 :

Projets et évènements :

- Exécution de l'arrêt programmé de 9 jours en novembre avec succès, 117 activités exécutées, 6125 total 'man-hours':
  - "A1 well tie-in into oil separator"
  - Renforcement de la structure "Overhead Gas Compressor"
  - "Maintenance works"
  - Replacement : "6 ESDV & 35 BDV"
  - Replacement : "4 Actuated On-Off Valves & 1 Additional Valve"
  - 42 PSV's : "39 Recertification & 3 Replacement Throwaway PSV".

- Projet de correction des 'ESDV-BDV' (avancement 97 %): remplacement et mise à niveau :

Description	Nombre
'ESDV / BDV (Excluding 18") valves'	201
'18" ESDV / BDV'	18
'Actuated on/off valves and manual valves'	30
<b>Total</b>	<b>249</b>

- Préparation du 'Shut-down' durant 2014, planifié pour 35 jours au cours de la période 16 avril - 21 mai 2014;
- Problème au cours de l'intervention sur le puits A4ST3 ('Packer stuck in the SCSSV') qui a causé la suspension des travaux.

### CONCESSION ASHTART- REVAMPING

Le champ d'Ashtart est situé dans le Golfe de Gabès au large des côtes tunisiennes à 66 mètres de profondeur d'eau, il est en opération depuis 1974, la propriété du champ est partagée entre OMV (Tunisie) 50% et ETAP 50%. Les réserves additionnelles engendrées par le projet Revamping sont de 12 millions de barils.

Le budget initial alloué était de 156 millions d'euros, ce budget a été révisé à la hausse pour atteindre actuellement 216 millions d'euros.

#### 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. Cette augmentation est possible par :

- L'augmentation de la capacité du «gas-lift» pour une meilleure activation des puits;
- L'augmentation 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 commande en vue d'améliorer la disponibilité des installations de surface.

#### Implémentation du projet :

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 :

L'avancement physique global du projet à la fin du mois de décembre 2013 est de 95,2%.

L'avancement des études de détails est de 100%, les équipements ont été livrés.

La fabrication, l'assemblage et la pose des modules de structures ont été achevés ainsi que la pose sur site des équipements.

La préfabrication et l'installation des tuyauteries sont en cours d'avancement ainsi que les travaux d'électricité/instrumentation.

Les principaux travaux de construction réalisés durant l'année 2013 :

- Finalisation des études d'ingénierie.
- Installation du câble sous-marin reliant la 'ASPF3' et la 'ASPF2'.
- Installation des salles électriques.
- Clôture du contrat de construction en décembre 2013.
- Mobilisation de l'équipe de "commissioning".
- Préparation des plans des interventions sur puits pour le démarrage des puits ESP.

La fin du projet programmée à la fin du mois de décembre 2013 est reportée au mi-2014.

### CONCESSIONS MAAMOURA ET BARAKA

Les champs Maâmoura et Baraka sont deux gisements de gaz à condensat offshore, situés dans le Golfe de Hammamet et détenus par ETAP 51% et ENI 49%.

Ce développement est un exemple d'une synergie de développement entre deux concessions distinctes, il consiste en la production de gaz (gaz commercial, condensat et GPL).

Les composantes du projet sont :

- Deux plateformes du type tripodes 'non habitées' distantes de 21 km pour Maâmoura et 52 km pour Baraka par rapport à l'unité de traitement onshore. Elles sont respectivement situées à des profondeurs de 52 m et 90 m.
- Deux conduites sous-marines multiphasiques séparées reliant ces plateformes avec l'unité de traitement 'terminal' onshore située à Tazerka.
- Forage de deux puits producteurs pour chaque gisement.
- Une unité de traitement commune sur terre ferme d'une capacité de 850 000 Sm<sup>3</sup> de gaz par jour, 1 350 Sm<sup>3</sup>/j de condensat et de 80 tonnes/j de GPL.



Le gaz commercial produit est injecté dans le réseau STEG de 20 bars au niveau de la région de Zinnia.

Les condensats produits sont évacués par camions jusqu'au terminal de La Skhira.

Le projet est entré en production en avril 2010 pour l'huile, juin 2010 pour le gaz et juillet 2010 pour le GPL.

#### Développement Additionnel :

Une amélioration des installations au centre de traitement de Tazerka consiste à :

- La construction des abris pour les machines rotatives;
- L'amélioration du système de lutte contre l'incendie;
- L'installation d'une nouvelle unité Amine;
- L'amélioration de la génération électrique au CPF;
- Construction d'un laboratoire pour les analyses chimiques ;
- L'installation d'un second groupe électrogène sur la plate-forme;
- L'installation d'un système CCTV sur les plateformes.

Une deuxième phase prévoit la récupération des réserves associées non encore exploitées ainsi que l'amélioration des installations offshore afin de récupérer la production des puits supplémentaires MMR-3HOR et BRK-2HOR.

Les études d'ingénierie de la phase 2 (FEED) de Maâmoura et Baraka ont été achevées au mois de novembre 2013. Les activités de forage sont prévues pour 2015/2016.

## CONCESSION 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, il 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 :

- La location d'une unité de traitement, production et de 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;
- La construction d'une plate-forme de forage et de têtes de puits;
- La connexion de la plate-forme avec l'unité FPSO serait assurée par trois "flow lines" (fluide, injection eau, injection gaz).



Le Pré-FEED a été réalisé au premier trimestre 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 pour étudier principalement :

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

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

#### Avancement du projet :

Durant le premier trimestre 2013, l'équipe projet a évalué techniquement et commercialement les offres reçues pour les composantes du projet. Le résultat a montré que le projet n'est pas économiquement viable, ce qui a amené les partenaires à changer l'ordre chronologiques du développement comme suit:

#### Programme G&G en 2013

- Effectuer une nouvelles sismique 3D de 276 km<sup>2</sup> (2<sup>ème</sup> trimestre 2013);
- Interprétation des nouvelles données en se fixant sur les prospects les moins risqués;
- Examiner le potentiel des prospects les plus profonds (3<sup>ème</sup> et 4<sup>ème</sup> trimestre 2013).

#### Préparation du forage d'exploration en 2014

- Préparation du programme et de l'estimation du coût de forage;
- Préparation de l'appel d'offres du rig de forage.

#### Engineering 2014 - 2015

- Réviser le schéma de développement initial et revoir d'autres options en se basant sur les nouveaux résultats de l'interprétation sismique et le résultat du test.

Le développement de COSMOS South est prévu pour 2015/2016 avec première production au 2<sup>ème</sup> trimestre 2016.





## CHAMP BIR BEN TARATAR

### Présentation :

La concession Bir Ben Tartar fait partie 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 onshore régis par un contrat de partage de production où ETAP est titulaire et STORM en est l'opérateur.

Le champ produit de l'huile avec du gaz associé.

### Développement :

Depuis l'octroi de la concession BBT, quatorze puits ont été forés à savoir TT#4, TT#5, TT#6, TT#7, TT#8, TT#9, TT#16, TT#13, TT#11, TT#10, TT#12, TT#21, TT#20 et TT#15. Ces puits assurent actuellement la production du champ avec les puits TT#2 et TT#3 (puits d'exploration) à travers des équipements de production loués 'Single Well Battery' (SWB). Le transport d'huile se fait par camions citernes jusqu'à la Skhira.

### Principaux évènements en 2013 :

- a- Durant 2013, quatre puits ont été forés et complétés à savoir :
  - TT#12, TT#21, TT#20 et TT#15 qui est entré en production en janvier 2014.
- b- Les 'work over' suivants ont été faits pour activer les puits BBT en rapide déplétion:
  - TT#2 : réactivation du puits par «Jet pump»
  - TT#10, TT#11 et TT#12 : installation de «Jet pump»
- c- "Early Production Facility EPF" :
  - L'ingénierie est accordée à Alpha Engineering;
  - Les travaux génie civil de construction de la plate-forme ont été accomplis;
  - Quatre réservoirs de stockage d'huile achetés et arrivés sur site, leurs fondations sont accomplies et réceptionnées.
- d- Séparateur de production "inlet separator":
  - L'engineering et la fabrication sont attribués à SACNA.
- e- Réseau de collecte :
  - Les 'flow lines' à installer sont achetées et stockées sur site;
  - L'appel d'offres pour l'installation sera lancé en début de l'année 2014.
- f- Séparateurs Test :
  - Deux séparateurs tests mobiles ont été achetés et certifiés par tierce parti, leur arrivée des USA est prévue pour janvier 2014.
- g- Valorisation du gaz torché :
  - Une étude de préfaisabilité pour évaluer différents scénarios possibles de valorisation a été fournie par SVI. La majorité des scénarios sont couteux.



Par ailleurs, ETAP a évalué d'autres scénarios qui considèrent l'utilisation de gaz naturel comprimé «CNG» pour produire l'électricité et vendre du «CNG» aux sites industriels voisins. SVI n'a pas encore décidé de participer ou non à ce projet.

Pendant cette année, la production des puits est assurée par des équipements loués et le transport du brut s'est fait par camion.

## CONCESSION DORRA

### Présentation :

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

### Plan de développement :

- Le plan de développement du champ consiste à 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 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 depuis le 21 juillet 2011.
- Au mois de décembre 2011, après 6 mois d'appréciation de production, la location des équipements a été arrêtée par le lancement de procédure d'achat.
- Transfert de propriété des installations initialement louées durant l'année 2012.

### Principaux évènements durant 2013 :

Installation et mise en service d'une pompe ESP à Mona#1

### Plan futur :

L'installation d'un pipeline qui relira le site de Dorra à Anaguid CPF pour le remplacement du transport par camion.

## CONCESSION NAWARA / STGP

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

Après 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 Nm<sup>3</sup>/jour avec la possibilité d'extension pouvant aller jusqu'à 8,8 millions Nm<sup>3</sup>/jour.

Le champ de NAWARA est devenu seul fournisseur de gaz, la capacité de traitement a été réduite à 2,7 millions de Nm<sup>3</sup>/j et le diamètre de 24" du pipeline principal a été retenu pour une capacité nominale de 10 millions de Nm<sup>3</sup>/jour.

#### Développement :

Le développement de la concession Nawara consiste à :

- Produire 2,7 millions Nm<sup>3</sup>/jour de gaz et plus que 1500 Sm<sup>3</sup>/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 la production de gaz commercial, du propane, du butane et du condensat.

Durant la fin de l'année 2012, les études de faisabilité (FEED) ont été finalisées. La date de mise en gaz est prévue au cours du deuxième trimestre 2016.





#### Principaux évènements durant 2013 :

- Constitution d'une équipe mixte du projet sise chez OMV;
- Finalisation du procédé de choix des principales sociétés à consulter pour la fourniture de biens ou de services pour les différents lots;
- Finalisation des travaux géo-topographiques sur les deux sites du CPF, GTP et sur le long du lieu du pipeline pour insertion dans les différents cahiers des charges;
- Préparation des cahiers des charges des différents lots, lancement des consultations et démarrages de dépouillements des offres reçues;
- Choix du fournisseur du pipeline et lancement de la construction des tubes.

### CONCESSION ANAGUID

#### 1. Présentation :

Le champ Anaguid East du permis Anaguid est une nouvelle concession onshore situé à 130 km sud-est Remada qui a été sollicitée en décembre 2013. C'est un champ à huile, gaz et condensat détenu par les partenaires ETAP et OMV à 50% chacun.

#### 2. 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 du puits Amani-1 (Anaguid Ghathering Point).

Elle consiste essentiellement à :

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

#### 3. Principaux évènements durant 2013 :

- Mise en production d'Amani-1 en juillet 2013 à travers des EPF;
- Forage des puits Chadha, Maha, Nada et Amani-2;
- Finalisation des études de faisabilité (FEED);
- Lancement des appels d'offres liés à la construction de pipelines et de CPF.



#### 4. Plan futur :

- o L'installation de pipeline qui relie Amani-1 à WAHA CPF pour le remplacement du transport par camion;
- o L'installation de CPF;
- o L'installation des ESP pour l'activation des puits.

### PROJET GOLFE DE GABES

Le projet consiste à 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 CO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>S du Golfe de Gabès (Zarat, Ashtart, Terrace, 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, Ressources Sonde Tunisie pour permettre l'exécution et la supervision d'études de séquestration de CO<sub>2</sub> et de développement des différents champs tout en maximisant la synergie et l'utilisation des infrastructures existantes.

Le consortium a invité la STEG et OMV pour leurs futures implications dans le projet sachant que la direction générale de l'énergie est actuellement en train de coordonner cette approche.

#### 1. Stratégie du projet :

Ce projet vise à concevoir et construire un hub accessible pour les dites concessions et qui a pour premier objectif de traiter les fluides à haute teneur d'acide et d'injecter le CO<sub>2</sub> dans les champs déplétés à savoir Miskar, Ashtart et Hasdrubal pour stockage et pour 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 appropriées pour servir les différents champs.

Options pour la séquestration du CO<sub>2</sub> :

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

#### 2. Avancement du projet 2013 :

Le bureau d'études Senergy a réalisé une étude pour permettre la collecte des données des champs du Golfe de Gabès, déterminer les champs pour le stockage du CO<sub>2</sub> et la préparation du cahier des charges pour l'étude de faisabilité.



L'étude de faisabilité a débuté au mois de décembre 2013 avec Xodus, et qui 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 CO<sub>2</sub>;
- ==> Capacités de traitement/injection et équipements relatifs;
- ==> Evaluation des coûts d'investissement pour chaque scenario.

## DECOUVERTE DE ZARAT

### 1. Présentation :

La découverte de Zarat se trouve entre le permis ZARAT (50% ETAP et 50% PA Resources) et le Bloc Joint Oil (50% ETAP et 50% NOC) dont SONDE est l'opérateur à travers un contrat partage de production avec Joint Oil, il se situe au Golfe de Gabès à 120 km de la côte.

Il s'agit d'un réservoir d'huile et de gaz, les réserves sont de l'ordre de 100 MM bbl d'huile et condensat et de 1 TSCF de gaz avec une teneur en CO<sub>2</sub> de l'ordre de 48%.

### 2. Avancement :

Un plan de développement a été établi en 2013, par SONDE, ETAP a soulevé que le développement de ce champ doit permettre la production du gaz pour un développement durable et la valorisation de ressources tunisiennes. Les travaux prévus en 2014 avec PA Resources comportent les éléments suivants:

- Mise à jour du model statique et initiation du model dynamique du réservoir;
- Examen de différents scénarios de développement;
- Préparation des modèles économiques de chaque scénario;
- Etude de traitement du gaz et du stockage du CO<sub>2</sub>.

Le plan de développement de Zarat est planifié pour le mois de mai 2014.



## SECURITE, SANTE ET ENVIRONNEMENT

### ACTIVITES DE SANTE

Le facteur humain constitue la principale richesse de l'ETAP, la préservation de sa santé fait partie intégrante de la politique de gestion des ressources humaines de l'entreprise.

Durant l'année 2013, et dans le cadre de la médecine du travail, le personnel a continué de bénéficier d'un suivi médical régulier par les visites périodiques et les examens cliniques et para cliniques. L'activité de soins est restée soutenue en 2013, les actes de soin sont passés de 3128 en 2012 à 4860 en 2013, enregistrant ainsi une augmentation de 64%. Une campagne de vaccination contre la grippe a intéressé 220 salariés ainsi que leur membre de famille.

L'ETAP dispose d'une commission médico-administrative qui se réunit périodiquement pour examiner les congés de maladies de longue durée et les congés de maladies fréquentes.

Pour offrir à son personnel un accès facile aux soins, une consultation médicale curative quotidienne est proposée dans les locaux du service médical de l'ETAP en médecine générale et en médecine spécialisée, en alternance, en plus de nombreuses conventions avec les prestataires de santé.

L'activité de santé s'est étendue également aux différents champs par l'implication et la contribution dans différentes actions, dont on peut citer :

- L'élaboration des cahiers des charges relatifs aux conventions avec des médecins du travail, à l'acquisition des équipements médicaux, aux contrats d'assistance médicale sur sites et à la construction d'un quartier vie;
- Le suivi des appels d'offres de construction d'une clinique;
- L'évaluation et l'amélioration des prestations médicales sur sites;
- Les visites de reconnaissance et d'inspection.

### ACTIVITES DE SECURITE

L'ETAP considère que la sécurité de son personnel et de ses biens est une priorité absolue et permanente et que son amélioration est un processus continu.

Ainsi, plusieurs actions ont été menées dans le cadre du renforcement de la prévention contre les risques et qui consistent à :

- L'organisation des réunions d'information et de sensibilisation du personnel sur l'évacuation au cas de danger ainsi que des exercices d'évacuation dans les locaux de l'ETAP;
- L'affichage de la politique santé, sécurité, environnement et qualité de l'ETAP;
- Le renforcement et le contrôle des moyens d'extinction fixes et mobiles dans l'ensemble des bâtiments de l'entreprise;



- Le démarrage d'un programme de formation quinquennal en matière de secourisme, de lutte contre l'incendie et d'évacuation en collaboration avec la protection civile.

L'année 2013 a été marquée par la réalisation des missions d'évaluation HSE et RSE sur les sites de production de différentes concessions. Parmi les autres actions menées, nous pouvons signaler:

- La participation à des workshops HAZOP et HAZID, "Process Safety" et MEDEXPOL 2013;
- La participation à plusieurs formations : management et audit des normes et des référentiels (ISO 14001, OHSAS 18001...) et études de danger et RSE.

#### **Comité de Santé et de Sécurité au Travail (CSST)**

Le comité de santé et de sécurité au travail (CSST) a continué à exercer son rôle de structure au service de la prévention des risques professionnels dans l'entreprise ainsi qu'à l'amélioration des conditions de travail. Les principaux thèmes abordés lors des différentes réunions CSST étaient le programme de prévention, le risque chimique, la sécurité dans les bâtiments, la réglementation, les équipements de protection individuelle ainsi que la sensibilisation et la formation en matière de santé et de sécurité.

### **RESPONSABILITE ENVIRONNEMENTALE**

#### **1- Engagement Environnemental**

La responsabilité première de l'ETAP consiste à satisfaire la demande d'énergie de manière durable. Ceci passe d'abord par un effort considérable d'investissement et d'innovation pour développer sa production de pétrole et de gaz dans des conditions de sécurité optimales et en veillant à ce que l'empreinte de ses activités sur l'environnement naturel demeure la plus légère possible. Entre croissance économique et préservation de l'environnement, l'ETAP s'est engagée avec résolution sur deux pistes : la maîtrise de l'énergie et la recherche de solutions techniques pour réduire les émissions de gaz à effets de serre dans l'atmosphère.

De bonnes pratiques environnementales ont été renforcées à ETAP dans l'intérêt de la prévention et de la protection de l'environnement. Parmi les actions engagées par l'ETAP en matière de protection de l'environnement, signalons :

- La diminution et le tri sélectif des déchets;
- La gestion des rejets liquides et solides;
- La limitation des émissions de gaz à effet de serre;
- Le développement de l'utilisation des énergies renouvelables;
- La lutte contre la pollution marine par les hydrocarbures;
- La réduction de la consommation d'eau et d'énergie;



## 2- Politique d'atténuation et des changements climatiques

En réponse aux préoccupations liées aux changements climatiques dans le monde et s'agissant d'un domaine d'activité impliquant des émissions potentiellement significatives de gaz à effets de serre, particulièrement par le biais des émissions des torchères des champs de pétrole des différentes concessions, l'ETAP et ses partenaires se sont engagés en collaboration avec l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Énergie à l'identification des opérations de réduction des émissions, notamment dans le cadre du projet MDP.

La concession Guebiba a été impliquée depuis 2012 dans le portefeuille MDP, reportée à 2013, ce projet consiste à valoriser le gaz torché et produire l'électricité à consommer dans le champ avec la vente du reliquat du gaz traité à la STEG.

Les appels d'offres et les consultations pour l'acquisition du matériel de traitement du gaz et de production de l'électricité ont été finalisés, le contrat de vente et d'achat de l'électricité avec la STEG entrera en application durant le troisième trimestre 2014.

Un deuxième projet similaire au premier consiste à valoriser le gaz associé, actuellement torché, de la concession Chourouq; le gaz sera traité et comprimé au CPF du champ Waha, les études ainsi que l'achat des équipements ont été réalisés en 2013 et la construction d'un nouveau pipeline de 4 km de longueur, pour acheminer le gaz traité vers le pipeline existant reliant les champs Oued Zar et El Borma, est prévue durant le troisième trimestre 2014.





Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières  
المؤسسة التونسية للأنشطة البترولية

# Sommaire

## INTRODUCTION

- Principaux Indicateurs
- Conseil D'Administration
- Organigramme de L'ETAP
- Concessions de L'ETAP
- Portefeuille Titres de L'ETAP

## SITUATION ENERGETIQUE

- Conjoncture Internationale
- Conjoncture Nationale

## ACTIVITES DE L'ETAP

- Exploration
- Développement
- ▶ **Production**
- Services
- Commercialisation
- Ressources Humaines
- Informatique
- Résultats Financiers

## ANNEXES

# Production



La production d'hydrocarbures (huile, GPL champs et gaz commercial) des concessions ETAP a atteint 4,38 millions tep en 2013 contre 4,53 millions tep en 2012, soit une baisse de 3,3%.

## PRODUCTION D'HUILE

La production d'huile (y compris GPL champs et condensat) des concessions ETAP a atteint 19 627 202 barils en 2013 (2,433 millions TM) contre 21 007 857 barils en 2012, soit l'équivalent de 2,644 millions TM, réalisant ainsi une régression d'environ 7,0%, due essentiellement au déclin naturel de la production des champs : Chourouq (-42%), MLD (-29%), Adam (-11%), Oued Zar (-16%), Ezzaouia (-17%), Franig (-36%), Djebel Grouz (-52%), Maâmoura (-19%), Dorra (-30%) et l'abandon du champ Oudna, malgré la progression de la production des champs : Sidi El Kilani (+25%), Rhemoura (+22%), Sabria (+21%), l'augmentation de plus que le double de la concession Hajeb/Guebiba et du puits Ameni#1 (929 369 bbl) et la mise en production du puits ASH#65 ST le 23 mars 2013.

L'écart négatif enregistré en 2013 par rapport à 2012, est dû essentiellement au :

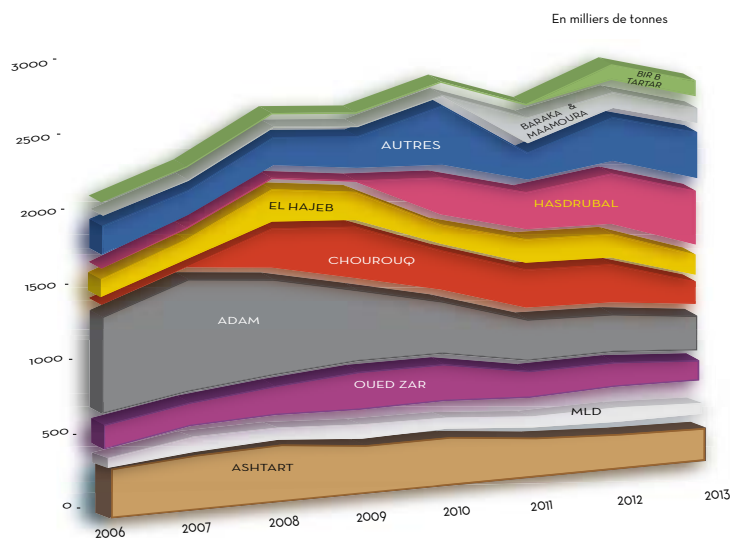
- Report/retard d'activations des puits : El Azzel N#1, Majda#1 (Adam), ASH#15 (Ashtart), Angham#1, Waha#1 (Chourouq), LA#3, LA#2 (MLD) et Ezz#1, Ezz#9 (Ezsaouia);
- Report de la fracturation hydraulique du puits Franig#4;
- Retard du 'tie-in' du puits CRG#8 (Chergui) et de la mise en production des puits TT#17 et TT#18 (BBT) et PDG#4 après 'side-track';
- Fermeture des puits GUE#2 depuis le 12 octobre suite à une panne de la pompe ESP, et EHJ#1, EHJ#7 depuis octobre suite à une panne de pompe d'injection d'eau dans GUE#8;
- Mauvaises performances des champs MLD, Adam, Franig, Djebel Grouz et Bir Ben Tartar.



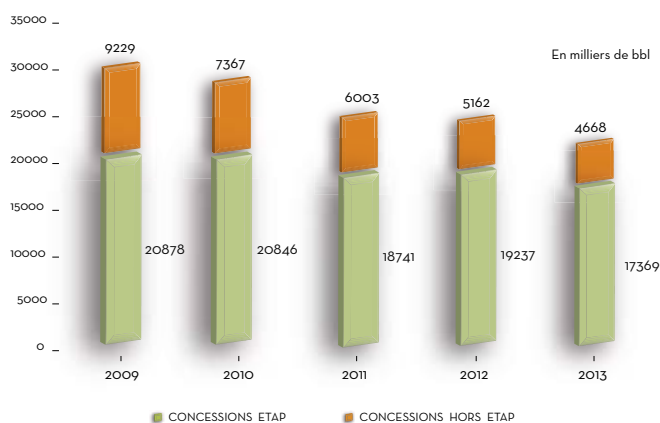
La production de GPL champs a enregistré une hausse en 2013 de 22% par rapport à 2012, grâce à l'augmentation du champ Hasdrubal (+38%) et la production du champ Baguel/Tarfa qui a plus que quadruplé, malgré le déclin de la production des champs Franig (-23%), Baraka et Maâmoura (-11%).

La production de pétrole brut, de GPL champs et de condensat des concessions ETAP arrêtée à la fin du mois de décembre 2013 représente 80,06% de la production nationale, qui est de l'ordre de 3,039 millions TM, contre 78,8% en 2012.

### Production de Brut & Condensat des Concessions ETAP



### Production Nationale de Brut & Condensat

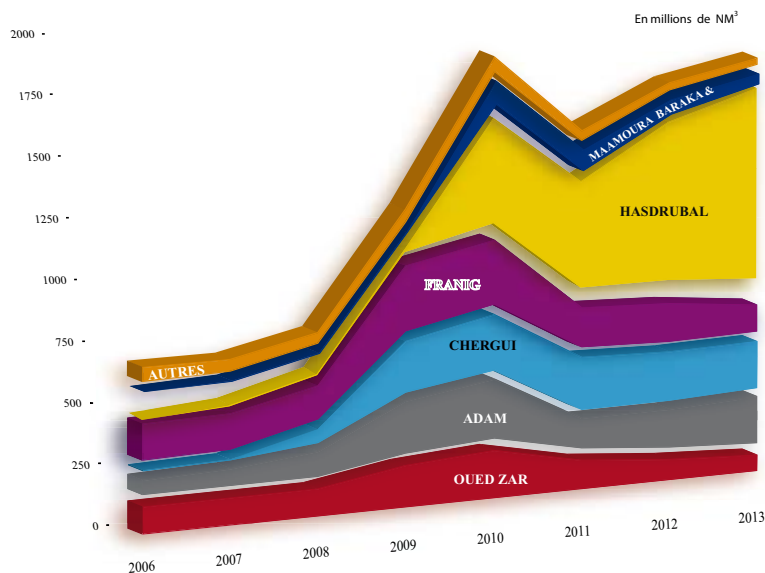


## PRODUCTION DE GAZ NATUREL

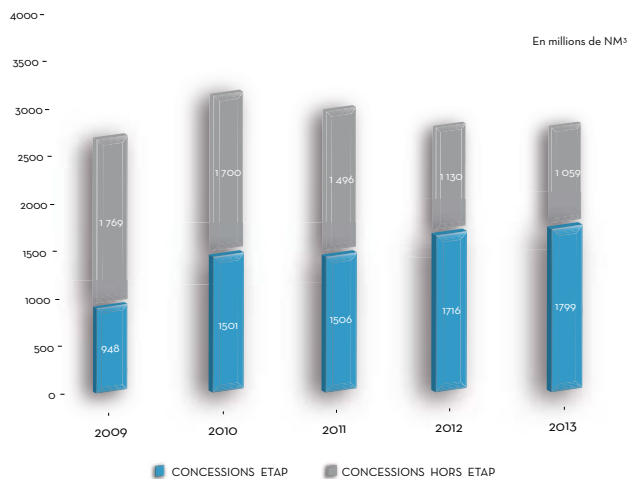
La production de gaz naturel des concessions ETAP s'est élevée, en 2013, à 1799,10 millions de Nm<sup>3</sup>, contre 1715,67 millions Nm<sup>3</sup> réalisés en 2012, soit un accroissement de 4,8%, cette augmentation est enregistrée grâce à la croissance de la production des gisements: Hasdrubal (+20%), Adam (+21%), Sabria (+22%) et la production de Baguel/Tarfa qui a plus que triplée, malgré le déclin des champs Oued Zar (-24%), Djebel Grouz (-50%), Baraka/Maâmoura (-35%) et Chergui (-5%).

Les quantités de gaz naturel des concessions ETAP arrêtées à la fin du mois de décembre 2013 représentent 62,9% (59,7% en 2012) de la production nationale, qui est de l'ordre de 2,858 milliards Nm<sup>3</sup>.

**Production de Gaz Naturel des Concessions ETAP**



**Production Nationale de Gaz Naturel**





Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières  
المؤسسة التونسية للأنشطة البترولية

## Sommaire

### INTRODUCTION

- Principaux Indicateurs
- Conseil D'Administration
- Organigramme de L'ETAP
- Concessions de L'ETAP
- Portefeuille Titres de L'ETAP

### SITUATION ENERGETIQUE

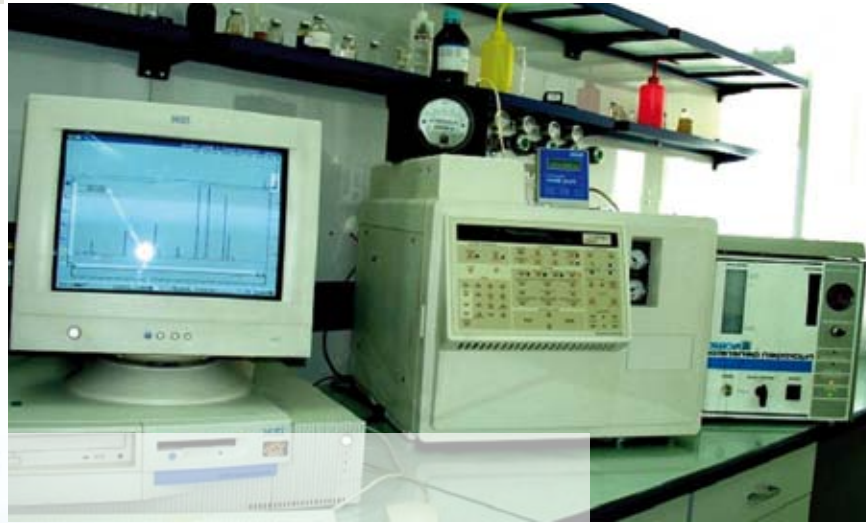
- Conjoncture Internationale
- Conjoncture Nationale

### ACTIVITES DE L'ETAP

- Exploration
- Développement
- Production
- ▶ **Services**
  - Commercialisation
  - Ressources Humaines
  - Informatique
  - Résultats Financiers

### ANNEXES

# Services



## **BASE DE DONNEES PETROLIERES ET PATRIMOINE**

Les efforts ont été poursuivis en 2013 au sein de cette entité pour assurer la gestion, la sauvegarde et la pérennité du patrimoine technique de l'entreprise et fournir aux ingénieurs de l'ETAP et aux partenaires les données techniques nécessaires pour la réalisation des différents projets.

Les opérations de sauvegarde ont couvert les aspects suivants :

- La migration des données sismiques et diagraphiques disponibles au CRDP, soit environ 150 000 supports, vers un support à haute densité;
- La vectorisation des sections sismiques et des logs de puits disponibles en format papier;
- La scanérisation des documents techniques disponibles sur supports papier;
- Le transfert et l'attachement des documents numériques et électroniques;
- Le chargement des données géologiques d'environ 1055 puits;
- La migration des données de navigation sismique et minière.

Le volume des données migrées dans la base jusqu'à la fin 2013 comprend :

- La finalisation des découpages géologiques (version initiale), la mise à jour des entêtes, la saisie des échantillons de roche et la description lithologique de tous les puits (100% des puits dont les logs et rapports finaux sont disponibles);
- L'indexation de tous les documents techniques (rapports de puits, rapports de synthèse, logs, VSP, et sections sismiques), les carottes et les cuttings de puits;
- Le rattachement de tous les documents scannés par la BDP ou réceptionnés en format numérique, tels que les rapports de synthèse, les rapports géologiques finaux de puits disponibles ainsi que les Logs composites et les carottages sismiques au système Esearch.

Cette entité assure également la gestion et le rapatriement du patrimoine technique de l'Exploration et de la Production, répertorié dans les trois unités la Bandothèque, la Carothèque et la Documentation technique.

En outre, durant l'année 2013, les unités de cette entité ont 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, REPSOL, CFTP, SHELL EXPLORATION & PRODUCTION, STORM VENTURES INTERNATIONAL, ALPINE OIL & GAS, COOPER ENERGY, CIRCLE OIL, SHELL TUNISIA OFFSHORE, DNO, NZOG, SEREPT, ADX, GULF SAND, 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.

### ACTIVITES DES LABORATOIRES

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

Ainsi, au cours de l'année 2013, les laboratoires ETAP ont réalisé des prestations au profit d'une vingtaine de compagnies pétrolières et d'organismes nationaux tels que : PA RESOURCES, OMV, REPSOL, LARSEN, STORM, COOPER ENERGY, PETROFAC, ENI, CETEn, MARETAP, PETROFAC, ENI, PRIMOIL, PERENCO, Universités, Bureaux d'études, ..., etc.

Les ingénieurs ont participé à l'activité de promotion de l'exploration par la présentation de deux communications scientifiques dans des congrès internationaux (SPE Londres et SPE Bahreïn). Ils ont également initié des projets d'entreprise concernant l'évaluation géo-pétrolière des bassins sédimentaires tunisiens.







Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières  
المؤسسة التونسية للأنشطة البترولية

# Sommaire

## INTRODUCTION

- Principaux Indicateurs
- Conseil D'Administration
- Organigramme de L'ETAP
- Concessions de L'ETAP
- Portefeuille Titres de L'ETAP

## SITUATION ENERGETIQUE

- Conjoncture Internationale
- Conjoncture Nationale

## ACTIVITES DE L'ETAP

- Exploration
- Développement
- Production
- Services

### ► Commercialisation

- Ressources Humaines
- Informatique
- Résultats Financiers

## ANNEXES



## Commercialisation

L'activité de commercialisation des hydrocarbures de l'ETAP, pour l'année 2013, s'est caractérisée par :

=> Une baisse, en quantité et en valeur, des exportations de pétrole brut et de condensat et ce, suite à la diminution de la production de la majorité des champs pétroliers, notamment de qualité Zarzaitine mélange, de même pour la concession Didon où ETAP n'a pas exporté de cargaisons suite à l'arrêt de ce champ pour maintenance courant 2013 et à la décision de fermeture définitive de la concession Oudna;

=> L'augmentation des importations de pétrole brut AZERI au détriment du brut libyen;

=> L'augmentation des achats de gaz algérien (additionnels) en volume et en valeur suite à l'augmentation de la consommation nationale et à la baisse de la production des champs tunisiens.

### EXPORTATIONS

Les quantités de pétrole brut, de condensat et de propane exportées par ETAP durant l'année 2013 ont été de 1 250,112 mille TM contre 1 464,211 mille TM en 2012, soit une baisse de l'ordre de 15%.

La valeur de ces exportations a atteint 1 040,81 millions USD par rapport à 1 251,30 millions USD l'année précédente enregistrant une baisse de l'ordre de 17%.

### PETROLE BRUT ET CONDENSAT MELANGE MISKAR & HASDRUBAL

Les exportations totales de pétrole brut et condensat Miskar/Hasdrubal, ont diminué à 1163,789 mille TM pour une valeur de 974,02 millions USD en 2013 contre 1396,865 mille TM pour une valeur de 1194,62 millions USD en 2012.



La baisse qui est de l'ordre de 16,69% en quantité s'explique essentiellement par la baisse de production des principaux champs, l'arrêt pour maintenance du site offshore Didon et l'arrêt définitif du champ Oudna.

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

QUALITE	2011	2012	2013
ZARZAITINE MELANGE	799 838,825	715 588,389	566 630,995
ASHTART	227 237,800	203 783,699	137 889,873
RHEMOURA MELANGE	174 376,529	170 137,640	170 855,936
EZZAOUIA MELANGE	22 904,813	30 505,523	39 618,878
DIDON	61 740,024	29 003,162	0
LOUDNA	31 536,042	36 348,378	0
CONDENSAT MELANGE MISKAR/HASDRUBAL	207 634,876	211 498,171	248 793,304

Par ailleurs, l'année 2013 a connu une variation 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 18% par rapport à l'année 2012.

En effet, le prix moyen FOB du baril vendu, toutes qualités confondues et condensat Miskar et Hasdrubal, a été de 106,934 USD/baril contre 110,233 USD/baril en 2012, soit un écart négatif de 3%.

Le prix moyen à l'exportation de chaque qualité de brut est comme suit (en USD/baril) :

QUALITE	2011	2012	2013
ZARZAITINE MELANGE	112,668	111,635	108,465
ASHTART	108,758	114,958	109,631
RHEMOURA MELANGE	109,864	110,352	108,173
EZZAOUIA MELANGE	125,697	107,113	100,336
DIDON	114,974	112,575	-
LOUDNA	128,003	110,576	-
CONDENSAT MELANGE MISKAR/HASDRUBAL	106,983	101,958	102,718

#### CONDENSAT GABES

La quantité du condensat Gabès exportée en 2013 est de 28 074,357 TM contre 29 063,494 TM en 2012 valorisée à 23 394,46 mille USD contre 25 929,88 mille USD, soit une diminution de l'ordre de 9,78%.



## PROPANE HASDRUBAL

La quantité de propane Hasdrubal exportée en 2013 est de 58 249,050 TM en part ETAP/ETAT, contre 38 282,998 TM en 2012, enregistrant une valeur de 43 397,72 mille dollars pour 2013, soit une augmentation de 41% en valeur par rapport à 2012.

Cette variation est due à la diminution des grèves et sit-in à Gabès, point d'exportation de ce produit, et au bon fonctionnement du champ où il n'y a pas eu d'arrêt remarquable durant 2013 contrairement aux années 2011 et 2012.

## IMPORTATIONS

### PETROLE BRUT

Afin de satisfaire les besoins de la STIR en pétrole brut étranger, l'ETAP a importé 1 146,266 mille TM en 2013 contre 1 049,831 mille TM durant l'année 2012 pour une valeur C&F respectivement de 973 154,61 mille USD et 913 685,76 mille USD soit une cargaison supplémentaire en quantité et en valeur.

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

QUALITE	2011	2012	2013
BRUT LIBYEN	0,000	301 133,010	226 317,800
AZERI	316 545,197	748 698,478	919 948,333

NB : la dernière cargaison du contrat brut libyen pour l'année 2012 est affectée à l'année 2013, étant donné que le déchargement a eu lieu en 2013.

### GAZ NATUREL

Les achats de gaz naturel algérien livrés à la STEG ont été de 2 044,181 mille tep pour une valeur FOB de 1 060,20 millions USD au cours de l'année 2013 contre 1 644,209 mille tep pour une valeur de 898,23 millions USD en 2012.

En 2013, les importations en gaz naturel ont augmenté de 24,33% en quantité et de 18,03% (USD) en valeur par rapport à 2012, ceci est dû à la forte baisse des redevances en gaz algérien et la progression de la consommation nationale.

## AUTRES OPERATIONS COMMERCIALES

D'autres opérations commerciales réalisées par ETAP, au cours de l'année 2013, se résument comme suit :

- La vente à la STIR de :
  - 1 691,117 mille TM de pétrole brut ventilé comme suit : 1 146,266 mille TM de pétrole brut étranger et 544,851 mille TM de pétrole brut tunisien;
  - 37 134,822 TM de Butane Hasdrubal;
  - 3 810,417 TM de GPL Maâmoura/Baraka.
- La vente à la STEG, en plus du gaz algérien (2 044,181 mille tep), de 960,228 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 19 251,678 TM de CO<sub>2</sub> à UTIQUE GAS;
- La commercialisation par ETAP de 38 095,440 TM de pétrole brut tunisiens revenant à certains partenaires.





Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières  
المؤسسة التونسية للأنشطة البترولية

## Sommaire

### INTRODUCTION

- Principaux Indicateurs
- Conseil D'Administration
- Organigramme de L'ETAP
- Concessions de L'ETAP
- Portefeuille Titres de L'ETAP

### SITUATION ENERGETIQUE

- Conjoncture Internationale
- Conjoncture Nationale

### ACTIVITES DE L'ETAP

- Exploration
- Développement
- Production
- Services
- Commercialisation
- Ressources Humaines
- Informatique
- Résultats Financiers

### ANNEXES

# Ressources Humaines



Au niveau des ressources humaines, les faits saillants de l'année 2013 sont :

- Formation pour le personnel technique de l'ETAP dans différentes branches de l'activité pétrolière (géologie, pétro-physique, log interprétation, réservoirs, logiciels...) et pour l'ensemble du personnel en logiciels bureautique (Excel) ainsi qu'en langue anglaise en collaboration avec l'AMIDEAST;
- Encadrement d'un grand nombre de stagiaires; 300 stages de fin d'études (thèses, masters et licences) dans le cadre de la coopération avec les universités tunisiennes et 411 stages pour techniciens et ouvriers;
- Désignation du groupement d'architectes, du bureau de contrôle et du bureau de pilotage pour le réaménagement de l'ancien siège social de l'ETAP;

## EFFECTIFS

### VUE D'ENSEMBLE

Au 31 décembre 2013, l'effectif total de l'ETAP était de 768 employés, dont 764 permanents\* et 4 contractuels, ce qui représente une baisse de 4% par rapport à l'année 2012, cette diminution est due principalement aux départs à la retraite.

Par ailleurs, l'effectif total exerçant s'élève à 615 employés (80,08 % de l'effectif total), contre 653 en 2012 (81,63% de l'effectif total), soit une baisse de 1,55 %. L'ensemble des employés ETAP détachés auprès d'autres organismes représente 19,92% de l'effectif total, ce taux a augmenté de 1,67% par rapport à l'année 2012.

(\*) Les employés permanents se composent de 601 titulaires exerçant, 153 détachés auprès d'autres organismes et 10 détachés auprès de l'ETAP



## REPARTITION DU PERSONNEL

En 2013, la répartition du personnel par catégorie se présente comme suit :

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

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

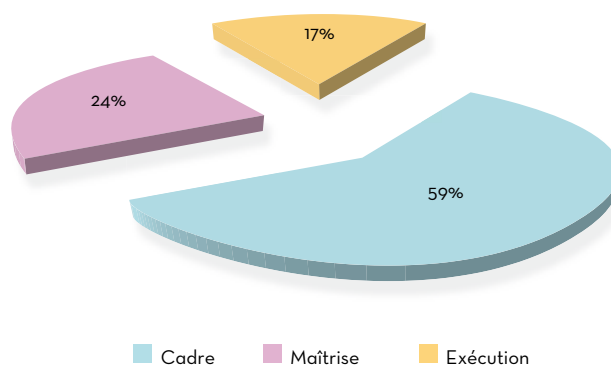
- 143 cadres de gestion soit 32% de l'effectif total des cadres;
- 305 cadres techniques soit 68% de l'effectif total des cadres.

Les pourcentages susmentionnés sont comparables à ceux de 2012; le taux d'encadrement est de 59% pour la deuxième année consécutive.

Tableau de répartition du personnel par catégorie :

	2009	2010	2011	2012	2013
Cadre	418	430	442	468	451
Maîtrise	202	207	202	194	188
Exécution	71	71	145	138	129
TOTAL	691	708	789	800	768

Répartition du personnel par catégorie en 2013



## FORMATION PROFESSIONNELLE

### BUDGET ALLOUÉ À LA FORMATION

L'ETAP a enregistré une baisse importante du budget de formation qui est passé de 1,3 million de dinars en 2012 à 600 mille dinars en 2013, cette baisse s'explique notamment par l'achèvement des programmes de formation menés par l'ETAP en coopération avec HEC Montréal, l'Institut Français du Pétrole, et la Faculté des Sciences de Tunis.

Cependant, la part du budget allouée à la formation technique a augmenté en passant de 48% en 2012 à 55% en 2013.





## **BENEFICIAIRES**

En 2013, le nombre total d'employés ayant bénéficié de formation a connu une légère baisse en passant de 39,37% à 32,81% de l'effectif total de l'ETAP. Cette baisse s'explique notamment par l'achèvement de la formation en sécurité et secourisme du personnel.

## **POLITIQUE SOCIALE**

### **FONDS SOCIAL**

En 2013, le fonds social a accordé des prêts (achat terrain, achat logement, aménagement, construction, mariage...) d'un montant total de 1,4 million de dinars, ce qui représente une augmentation de 233 % par rapport à l'année 2012. Cette importante augmentation s'explique par le nombre important de nouvelles recrues en 2011 et 2012 (sous-traitants et contractuels) qui ont bénéficié de ces prêts.

### **ACTIVITES SOCIALES ET CULTURELLES**

Dans le cadre de divertissement et de motivation du personnel au travail, l'amicale et l'association sportive de l'ETAP ont réalisé un grand nombre d'activités durant l'année 2013, parmi ces activités nous pouvons citer :

- ==> Séjours des familles pendant les vacances scolaires dans les hôtels et les résidences touristiques;
- ==> Manifestations culturelles et activités artistiques et éducatives au profit des enfants et des familles du personnel;
- ==> Voyage à l'étranger ainsi que des excursions en Tunisie pour le personnel et leurs familles;
- ==> Organisation de tournois sportifs pour les membres du personnel et leurs enfants;
- ==> Cérémonies honorant les retraités, les fidèles et les lauréats des enfants du personnel.

### **PRESTATIONS MEDICALES**

En 2013, l'unité médicale a poursuivi la consolidation de ses activités de prévention, de préservation et de suivi de la santé du personnel, en effet, les prestations médicales ont enregistré une augmentation de 16% par rapport à l'année 2012. Les délais de paiement des professionnels conventionnés avec ETAP ont été réduits (prestations CNAM...), ceci montre notamment l'importance que l'entreprise accorde au facteur humain.



## POLITIQUE DE BONNE GOUVERNANCE

### GOUVERNANCE

En 2013, à travers sa cellule de bonne gouvernance (rattachée à la Direction Générale et créée en 2012 lors de la tenue du Conseil d'administration N°172) l'ETAP a concentré ses efforts pour la consolidation des actions déjà entreprises par ses structures et à travers ses différents partenaires et ce, surtout après son adhésion volontaire au Pacte mondial des Nations unies.

L'ETAP a continué à déployer ses efforts pour l'amélioration de la gouvernance et des pratiques sociétales et environnementale conformément aux normes et aux standards internationaux. Ainsi, elle a commencé à mettre en place la Démarche de la Responsabilité Sociale (RSE) et ce, conformément à la norme ISO 26000. Le deuxième objectif étant d'améliorer les procédures en vigueur en vue de maîtriser l'impact de l'entreprise sur l'environnement et de traduire son engagement environnemental conformément à la norme ISO 14000. Le troisième axe étant la maîtrise de l'énergie qui constitue également un souci majeur; c'est pourquoi elle a adopté une démarche pour mettre en place la norme 50001 pour son Système de Management de l'Énergie.

Par ailleurs ETAP a poursuivi à finaliser les actions prévues dans sa politique sociétale et environnementale. Ainsi et durant l'année 2013 elle a fourni des efforts dans les principaux axes portant sur :

- Le financement des projets de développement et des programmes d'emploi;
- La consolidation de la formation continue des jeunes issus des communautés locales;
- Le renforcement des infrastructures éducatives, sportives et de santé;
- La création de nouveaux postes d'emploi pour les jeunes issus des communautés locales;
- La sensibilisation du personnel sur le «consommons moins»;
- L'amélioration de la communication interne et externe;
- Le renforcement de la transparence.

#### Etat d'avancement des actions du système de Management Sociétale et Environnementale :

Nature de l'action	Etat de réalisation
Création d'une cellule de liaison avec les communautés locales et désignation d'un responsable	Réalisée
Officialisation, communication et affichage de la politique sociale et HSEQ	Réalisée
Formation en RSE et HSE	Réalisée
Généralisation de la formalisation de l'approche RSE dans les contrats d'association	Réalisée
Consolidation des actions RSE avec les opérateurs et les partenaires	Réalisée
Mise en place d'un système intégré HSEQ conformément aux normes ISO 14001 (V2004), OHSAS 18001 (V2007) et ISO 9001 (V2008)	2015
Evaluation de l'organisation et des systèmes de contrôle, de gestion, d'audit, d'information et de gouvernance à ETAP	2014



## RESPONSABILITE SOCIETALE

Pour l'ETAP, l'approche communicative auprès des communautés locales constitue sans équivoque une garantie morale de réalisation de ses engagements en termes de Responsabilité Sociétale, dont les priorités sont au recours à la main d'œuvre et aux compétences locales ainsi qu'au respect des droits humains des populations et des communautés locales qui entourent les installations dans ses différentes concessions ainsi que l'amélioration de leurs conditions de vie. Toute cette approche est fondée sur l'écoute, le dialogue et la compréhension de leurs besoins réels et leurs attentes.

Ainsi, l'ETAP et ses partenaires ont continué de professionnaliser leur démarche par la consolidation de leur savoir-faire en ingénierie sociétale en faisant appel à des compétences et experts spécialisés pour améliorer l'efficacité de leurs actions.

En 2013, l'ETAP a alloué un budget total de 5006 MDT pour les communautés locales, détaillé dans le tableau ci-dessous :

### Indicateurs d'engagements dans les communautés locales

	Montant (MDT)
Financement des programmes de formation continue au gouvernorat de Tataouine	1170,000
Financement des projets de développement dans les communautés du gouvernorat de Tataouine	759,000
Renforcement des infrastructures d'éducation, sportives et de santé du gouvernorat de Tataouine	365,000
Sensibilisation des jeunes lyciens à Tataouine sur la protection de l'environnement	30,000
Financement du programme d'emploi du gouvernorat de Sfax	921,600
Financement des projets de développement dans les communautés du gouvernorat de Sfax	588,000
Construction d'un centre de santé dans la délégation de Nekta à Sfax	266,533
Renforcement des infrastructures scolaires dans les communautés du gouvernorat de Sfax	196,400
Financement des projets de développement du gouvernorat de Kébili	116,470
Organisation des tournois de football pour jeunes à la délégation El Faouar du gouvernorat de Kébili	20,940
Acquisition d'équipement de santé au dispensaire de Tamzert au gouvernorat de Kébili	7,660
Assistance et formation de deux jeunes diplômés à Kébili	4,070
Financement des projets dans les communautés du gouvernorat de Mahdia	82,500
Dons et subventions	478,297
<b>Total</b>	<b>5006,470</b>

Le montant alloué par l'ETAP pour le développement local dans les communautés respectives aux gouvernorats de Tataouine, Sfax, Kébili et Mahdia s'élève à 3295 MDT et ce, à travers sa participation au financement des programmes d'emploi, l'accompagnement et le financement de microcrédits, le soutien des projets agricoles et l'irrigation, l'amélioration des systèmes d'alimentation en eau potable ainsi que le renforcement des infrastructures d'éducation, sportives et de santé.



L'année 2013 a été marquée par la mise en œuvre de plusieurs programmes de formation continue et de développement des compétences dans les communautés locales du Gouvernorat de Tataouine. Ces programmes ont pour objectif de faciliter l'intégration des jeunes riverains à la vie professionnelle.

L'ETAP a renforcé sa 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 Ramadhan et de kits de fournitures et tenues scolaires pour l'année 2013 ainsi que les frais de scolarité et de transport en faveur de plusieurs élèves de niveaux primaire et secondaire.

Par ailleurs, ETAP a financé des tournois sportifs pour les jeunes riverains d'El Faouar et une campagne de nettoyage et de vigilance à l'environnement dans la ville de Sfax.

Des dons et des subventions ont été attribués au profit, notamment, de plusieurs associations sportives et aux organismes communautaires et civils œuvrant pour la santé et la protection de l'environnement.

L'année 2013 a été aussi marquée par la création de 430 postes d'emploi temporaires au gouvernorat de Kébili suite au lancement d'une campagne sismique et des travaux d'abondons et de work over.





Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières  
المؤسسة التونسية للأنشطة البترولية

# Sommaire

## INTRODUCTION

- Principaux Indicateurs
- Conseil D'Administration
- Organigramme de L'ETAP
- Concessions de L'ETAP
- Portefeuille Titres de L'ETAP

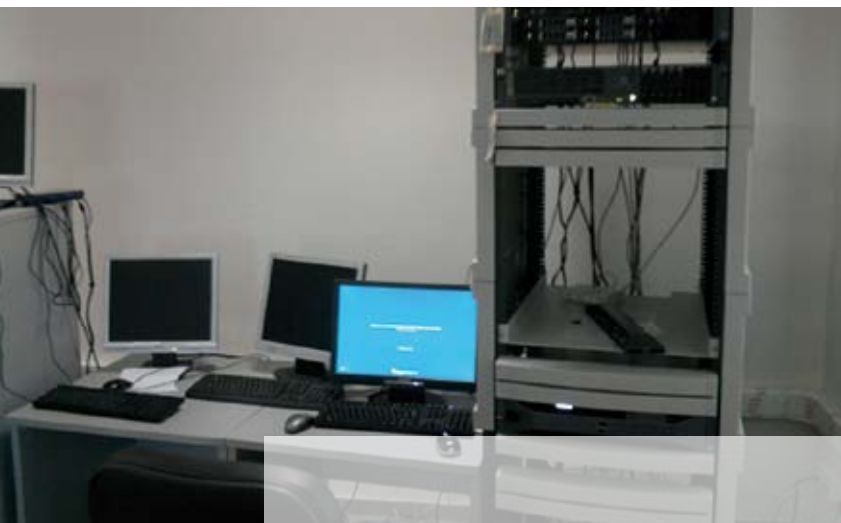
## SITUATION ENERGETIQUE

- Conjoncture Internationale
- Conjoncture Nationale

## ACTIVITES DE L'ETAP

- Exploration
- Développement
- Production
- Services
- Commercialisation
- Ressources Humaines
- ▶ Informatique
- Résultats Financiers

## ANNEXES



## 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.

Cette direction est chargée notamment :

- De gérer, améliorer et optimiser les systèmes d'information de l'ETAP en vue de contribuer à l'atteinte des objectifs stratégiques de l'entreprise;
- De veiller à l'optimisation et au bon fonctionnement des réseaux siège et sites distants et des différents équipements informatiques et logiciels de l'entreprise;
- De définir en concertation avec les autres directions de l'ETAP, le budget informatique de l'entreprise, d'élaborer les cahiers des charges techniques, d'assurer l'acquisition, l'installation et la maintenance des équipements informatiques et les logiciels techniques et de gestion;
- D'étudier, d'optimiser et d'informatiser les processus métiers de l'entreprise;
- D'assurer une veille technologique permanente dans le périmètre technique des systèmes d'information.

### ARCHITECTURE RESEAU DE L'ETAP

Le personnel de l'ETAP est réparti sur 4 sites (Med V: Siège, Charguia, Montplaisir, Manar) et un bureau commercial à Sfax. Le département réseau gère les équipements informatiques (PC's, Stations de travail, Routeurs, Switchs, commutateurs, traceurs, Imprimantes, Scanners, PC portables...).

Au cours de l'année 2013, la DI a renforcé le parc informatique de l'ETAP par l'acquisition de 43 PC de Bureau, 14 Stations de travail pour les ingénieurs géologues et géophysiciens, 40 imprimantes A4 et A3, une vingtaine de scanners et des lecteurs de bandes pour la base de données pétrolière.



L'ETAP dispose d'un réseau WAN de nouvelle génération IP VPN sur MPLS (Multi-Protocol Label Switching). Ce réseau MPLS sert à la gestion de la qualité de service en définissant 5 classes de services à savoir la vidéo, la voix, les données très prioritaires, les données prioritaires et les données non prioritaires. Le choix de classement de ces services est défini selon les besoins de l'ETAP.

La Connexion du site central Mohamed V avec la Backbone MPLS via une connexion en Fibre Optique à 20 Mbits/s, les sites CRDP, El Manar, et Montplaisir sont interconnectés via une connexion en Fibre Optique à 6 Mbits/s et la connexion avec l'Agence Commerciale à Sfax est de 4 Mbits/s.

Au cours de l'année 2013, et afin d'améliorer le temps de réponse l'ETAP a procédé à l'augmentation du débit de son réseau MPLS.

#### Nouveau débit 2013 :

Débit (Mb/s)	Siege Med V	Charguia	Manar	Zouila	Sfax
Fibre Optique	30	20	20	20	10
Backup ADSL	20	8	8	8	20

## PRINCIPAUX PROJETS DE L'ANNEE 2013

### REPLICATION DE LA BASE DES DONNEES PETROLIERES

Cette solution entre dans le cadre du plan de continuité des solutions stratégiques de l'ETAP, ce projet a consisté à installer sur un site distant (siège Med V) une baie de stockage permettant la réplication de la base de données de production installée au CRDP et contenant les données relatives au patrimoine pétrolier de l'Etat.

Cette solution permet d'augmenter le niveau de sécurité du système d'information technique de l'ETAP et d'assurer la disponibilité des données sur différents serveurs et sites distants.

Techniquement cette solution a consisté à mettre en place :

- Une baie de stockage EMC VNX5500 de 70TB extensible à 720TB coté siège;
- Une baie de stockage EMC Celera NS-120 de 36TB extensible à 120TB coté Charguia;
- Deux cluster machines équipées d'un software permettant la réplication des données en mode synchrone et /ou asynchrone entre les deux cites.

### Schéma répllication de la BDP



### PROJET VIRTUALISATION

La DI a déjà procédé à l'implémentation d'une solution de virtualisation des serveurs et de stockage des données. Cette technologie émergente, lui a permis de partager les mêmes ressources informatiques (serveurs, systèmes d'exploitation, mémoires...) entre plusieurs applications et différents utilisateurs ainsi que le transfert d'applications d'un serveur à l'autre.

Au cours de l'année 2013, en vue de satisfaire les besoins des utilisateurs, la DI a procédé à des extensions de sa plate-forme virtuelle:

- Une extension de la 3<sup>ème</sup> baie de stockage avec 24 disques de 2 Téraoctets (Total : 48 Téra) afin de stocker les données des projets techniques des ingénieurs G&G;
- Une mise à jour de la baie de stockage (Installation d'un nouveau 'firmware');
- Mise en service d'une licence logiciel pour :
  - ==> 'Veeam Backup & replication 7' (Sauvegarde et restauration des machines virtuelles);
  - ==> 'Vmware Horizon View' (Virtualisation des postes de travail).





# Sommaire

## INTRODUCTION

- Principaux Indicateurs
- Conseil D'Administration
- Organigramme de L'ETAP
- Concessions de L'ETAP
- Portefeuille Titres de L'ETAP

## SITUATION ENERGETIQUE

- Conjoncture Internationale
- Conjoncture Nationale

## ACTIVITES DE L'ETAP

- Exploration
- Développement
- Production
- Services
- Commercialisation
- Ressources Humaines
- Informatique

## ► Résultats Financiers

## ANNEXES



## Resultats Financiers

Le résultat de l'exercice 2013 a enregistré une baisse par rapport à l'année 2012 dû essentiellement à la réduction des quantités vendues du brut et à la diminution des prix de vente moyens (pétrole brut et gaz naturel).

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 2013 ont atteint 2288 MDT contre 2525 MDT en 2012, soit une diminution de 237 MDT. Cette variation provient essentiellement de la commercialisation des hydrocarbures qui a enregistré une baisse de 201 MDT pour le pétrole brut et 36 MDT pour le gaz naturel.

La variation sur le brut résulte (1) de la baisse du prix de vente moyen du baril qui est passé de 112,77 US\$ en 2012 à 110,22 US\$ en 2013 avec un impact financier négatif de 33,6 MDT, (2) la chute des quantités commercialisées de 1,308 millions de barils engendrant un impact financier négatif de 230 MDT, et enfin, (3) de la variation du cours de change moyen qui est passé de 1,5586 en 2012 à 1,6254 en 2013 générant un impact financier positif de 62 MDT.

La variation sur le gaz naturel provient (1) de la diminution du prix de vente moyen de la TEP qui est passé de 553,33 US\$ en 2012 à 478,60 US\$ en 2013 avec un impact financier négatif de 114 MDT, (2) l'augmentation des quantités commercialisées de 56,739 mille TEP engendrant un impact financier positif de 49 MDT, et enfin, (3) de la variation du cours de change moyen qui est passé de 1,5611 en 2012 à 1,6237 en 2013 générant un impact financier positif de 29 MDT.

- Les autres produits d'exploitation au titre de l'exercice 2013 ont atteint 77 MDT contre 114 MDT en 2012, soit une diminution de 37 MDT.

Le détail des produits d'exploitation se présente comme suit :

	2013	2012
<b>Ventes Totales</b>	<b>2 012 405,650</b>	<b>2 250 515,838</b>
* Locales	1 199 300,358	1 229 137,159
* A l'exportation	813 105,292	1 021 378,680
Produits versés au titre de la redevance en nature	263 327,670	261 919,358
<b>Commissions</b>	<b>6 319,723</b>	<b>6 388,170</b>
* Sur ventes de pétrole brut	4 814,794	5 002,138
* Sur ventes de produits finis	1 436,484	1 318,122
* Autres	68,445	67,909
<b>Etudes et prestations de service</b>	<b>6 312,762</b>	<b>5 982,072</b>
* Travaux de laboratoire	184,413	89,596
* Travaux sismiques	128,240	574,531
* Assistance aux concessions	5 470,626	4 471,262
* Etudes	70,700	260,000
* Autres	458,783	586,683
Autres produits d'exploitation	77 231,776	114 570,918
<b>TOTAL EN DINARS</b>	<b>2 365 597,580</b>	<b>2 639 376,356</b>

## CHARGES D'EXPLOITATION

Le total des charges d'exploitation a connu une baisse de 131 MDT, par rapport à l'année précédente résultant des variations des rubriques suivantes :

- Une variation des stocks de brut de (35) MDT.
- Une augmentation des achats d'approvisionnements consommés de 36 MDT (passés de 354 MDT en 2012 à 390 MDT en 2013).
- Les frais du personnel ont augmenté de 1,3 MDT.
- Une diminution des dotations aux amortissements et aux résorptions de 157 MDT passant de 627 MDT en 2012 à 470 MDT en 2013.
- Les dotations aux provisions et les reprises sur provisions dégagent au 31/12/2013 un solde de 41,6 MDT contre 20,6 MDT en 2012, enregistrant une augmentation de 21 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 au 31/12/2013 à 309,7 MDT contre 304 MDT en 2012, cette variation des impôts et taxes est dû essentiellement à l'augmentation des redevances payées au titre de la production.
- Les autres charges d'exploitation ont atteint 10,8 MDT au 31/12/2013 contre 13,3 MDT en 2012, constatant une baisse de 2,5 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 42 MDT en 2013 contre 38 MDT en 2012, enregistrant une hausse de 4 MDT.
- Les produits de placement ont atteint 33 MDT en 2013 contre 22 MDT en 2012, soit une hausse de 11 MDT.
- Les gains ordinaires sont passés de 5 MDT en 2012 à 12 MDT en 2013, inscrivant une hausse de 7 MDT.
- Les impôts sur les bénéfices ont atteint 695,5 MDT au 31/12/2013 contre 737 MDT en 2012, soit une diminution de 41,5 MDT, qui résulte essentiellement de la diminution nette des impôts pétroliers sur certaines concessions.

#### RESULTAT NET

Le résultat net de l'exercice 2013 s'élève à 440,7 MDT contre 542,4 MDT en 2012, enregistrant une baisse de 101,7 MDT.

Ce résultat provient essentiellement des concessions suivantes :

- HASDRUBAL	155 MDT
- ADAM	82 MDT
- CHERGUI	38 MDT
- OUED ZAR	34 MDT
- AMENI	31 MDT
- BIR B.TARTAR	29 MDT
- H.GUEBIBA	27 MDT
- FRANIG	25 MDT
- CHOUROUQ	17 MDT

# Bilan

(EN DINAR)

Exercice Clos au 31 Décembre

Actif	NOTE	2013	2012
<b>ACTIFS NON COURANTS</b>			
<b>Actifs immobilisés</b>			
Immobilisations incorporelles	004	862 597 531,277	831 206 279,446
Moins amortissements		-643 184 614,773	-607 378 213,543
		219 412 916,504	223 828 065,903
Immobilisations corporelles	005	3 592 162 730,599	3 307 883 256,673
Moins amortissements		-2 824 878 811,911	-2 391 895 916,302
		767 283 918,688	915 987 340,371
Immobilisations financières	006	141 672 935,118	156 069 687,098
Moins provisions		-755 305,000	0,000
		140 917 630,118	156 069 687,098
<b>Autres actifs non courants</b>			
Autres actifs non courants & charges reportées	007	9 840 687,225	15 423 465,787
Moins provisions			
<b>Total actifs non courants</b>		<b>1 137 455 152,535</b>	<b>1 311 308 559,159</b>
<b>ACTIFS COURANTS</b>			
Stocks	008	108 846 389,299	79 997 314,022
Moins provisions		-2 969 246,197	-3 490 695,878
		105 877 143,102	76 506 618,144
Clients et comptes rattachés	009	1 183 770 208,883	993 645 993,839
Moins provisions		-5 383 298,184	-4 934 354,506
		1 178 386 910,699	988 711 639,333
Etat	010	1 265 638 873,043	1 599 879 427,954
Comptes courants des associations pétrolières	011	366 450 985,991	270 180 767,563
Moins provisions		-9 975 508,810	-15 714 147,010
		356 475 477,181	254 466 620,553
Autres actifs courants & comptes de régularisation	012	9 078 507,608	13 193 044,936
Moins provisions		-5 197 745,364	-5 200 475,364
		3 880 762,244	7 992 569,572
Placements et autres actifs financiers	013	7 163 359,216	7 292 867,438
Liquidités et équivalents de liquidités	014	1 073 293 638,321	977 413 736,334
Moins provisions		-2 486,508	-2 486,508
		1 073 291 151,813	977 411 249,826
<b>Total actifs courants</b>		<b>3 990 713 677,298</b>	<b>3 912 260 992,820</b>
<b>Total Actif</b>		<b>5 128 168 829,833</b>	<b>5 223 569 551,979</b>

# Bilan

(EN DINAR)

Exercice Clos au 31 Décembre

Capitaux propres et Passifs	NOTE	2013	2012
<b>CAPITAUX PROPRES</b>			
Fonds de dotation	15-1	138 555 058,000	138 555 058,000
Réserves	15-2	30 950 000,000	30 950 000,000
Autres capitaux propres	15-3	1 330 841 373,463	1 265 525 342,269
Résultats reportés	15-4	85 117 087,624	85 117 087,624
Résultat de l'exercice	15-5	440 690 738,568	542 375 607,354
<b>Total capitaux propres</b>		<b>2 026 154 257,655</b>	<b>2 062 523 095,247</b>
<b>AUTRES PASSIFS</b>			
<b>Passifs non courants</b>			
Total passifs non courants		216 995 356,239	394 079 110,611
Emprunts ETAP	16-1	59 584 878,840	240 487 467,655
Emprunts ETAT	16-3	17 715 948,000	58 967 832,000
Provisions pour risques & charges	017	137 103 408,268	92 258 333,690
Ecart de conversion passif	16-2	2 591 121,131	2 365 477,266
<b>Passifs courants</b>			
Total passifs courants		2 885 019 215,939	2 766 967 346,121
Fournisseurs & comptes rattachés	018	389 623 677,103	337 783 820,493
Etat	019	1 434 795 031,608	1 371 141 501,699
Compte courant des associations pétrolières	020	832 984 387,867	761 508 279,329
Autres passifs courants	021	8 023 864,988	41 774 206,646
Emprunts	022	219 592 254,373	254 759 537,954
<b>Total autres passifs</b>		<b>3 102 014 572,178</b>	<b>3 161 046 456,732</b>
<b>Total Capitaux propres et Passifs</b>		<b>5 128 168 829,833</b>	<b>5 223 569 551,979</b>

# Etat de Résultat

(EN DINAR)

Exercice Clos au 31 Décembre

	NOTE	2013	2012
<b>PRODUIT D'EXPLOITATION</b>			
Revenus	024	2 288 365 804,363	2 524 805 438,232
Autres produits d'exploitation	025	77 231 776,052	114 570 918,387
<b>TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION</b>		<b>2 365 597 580,415</b>	<b>2 639 376 356,619</b>
<b>CHARGES D'EXPLOITATION</b>			
Variation stocks de pétrole brut	026	31 082 205,031	-4 165 908,990
Achats d'approvisionnement		-388 015 689,818	-360 537 184,562
Variation stocks d'approvisionnement		-2 233 129,754	6 362 709,370
Achats d'approvisionnement consommés	027	-390 248 819,572	-354 174 475,192
Charges de personnel	028	-24 856 995,393	-23 566 229,147
Dotations aux amortissements et résorptions	029	-470 057 218,720	-627 285 015,665
Dotations aux provisions/Reprise sur provisions	030	-41 599 995,611	-20 618 946,307
Impôts et taxes	031	-309 740 259,705	-304 073 713,753
Autres charges d'exploitation	032	-10 830 213,323	-13 335 999,436
<b>TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION</b>		<b>-1 216 251 297,293</b>	<b>-1 347 220 288,490</b>
<b>RESULTAT D'EXPLOITATION</b>		<b>1 149 346 283,122</b>	<b>1 292 156 068,129</b>
Charges financières nettes	033	-42 409 825,619	-38 471 679,512
Produits de placement	034	33 201 658,281	22 250 772,250
Autres gains ordinaires	035	12 100 106,760	5 210 801,530
Autres pertes ordinaires	036	-16 038 066,651	-1 806 446,833
<b>RESULTAT DES ACTIVITES ORDINAIRES AVANT IMPOTS</b>		<b>1 136 200 155,893</b>	<b>1 279 339 515,564</b>
Impôts sur les bénéfices	037	-695 509 417,325	-736 963 908,210
<b>RESULTAT DES ACTIVITES ORDINAIRES APRES IMPOTS</b>		<b>440 690 738,568</b>	<b>542 375 607,354</b>
Eléments extraordinaires			
<b>Résultat net de l'exercice</b>		<b>440 690 738,568</b>	<b>542 375 607,354</b>
Effets des modifications comptables (net d'impôts)		0,000	
<b>RESULTAT APRES MODIFICATIONS COMPTABLES</b>		<b>440 690 738,568</b>	<b>542 375 607,354</b>



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

**EXTRAIT DU RAPPORT DU RÉVISEUR LÉGAL SUR LES  
ÉTATS FINANCIERS ARRÊTÉS AU 31 DÉCEMBRE 2013**

Nous avons effectué l'audit des états financiers ci-joints de l'Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières (ETAP), comprenant le bilan au 31 décembre 2013, 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 2.026.154.258 DT, y compris le résultat bénéficiaire de l'exercice s'élevant à 440.690.739 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.



*Suite au rapport du réviseur légal***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'hydrocarbure 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 42.432.530 DT, net d'un impôt sur les bénéfices de 50%, jusqu'au 31 décembre 2013.

**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 2013, 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 &amp; DE MANAGEMENT - GEM


**Abderrazak GABSI, Associé Gérant**

Tunis, le 22 décembre 2014





Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières  
المؤسسة التونسية للأنشطة البترولية

## Sommaire

### INTRODUCTION

- Principaux Indicateurs
- Conseil D'Administration
- Organigramme de L'ETAP
- Concessions de L'ETAP
- Portefeuille Titres de L'ETAP

### SITUATION ENERGETIQUE

- Conjoncture Internationale
- Conjoncture Nationale

### ACTIVITES DE L'ETAP

- Exploration
- Développement
- Production
- Services
- Commercialisation
- Ressources Humaines
- Informatique
- Résultats Financiers

### ANNEXES

## PRODUCTION D'HUILE ET DE CONDENSAT DES CONCESSIONS ETAP 2013

	SM <sup>3</sup>	TM	BBL
ASHTART	326 491	285 717	2 054 607
ADAM	356 316	287 323	2 242 297
OUDNA	0	0	0
OUED ZAR/HMD	208 003	167 744	1 308 963
MLD	98 159	80 366	617 715
SIDI EL KILANI	54 884	45 237	345 378
FRANIG & BAGUEL/TARFA	36 715	25 371	230 933
EZZAOUIA	25 716	20 817	161 829
EL HAJEB/GUEBIBA	187 277	159 608	1 178 534
CERCINA/CERCINA SUD	62 686	55 364	394 481
EL AIN/GREMDA	36 574	29 965	230 159
RHEMOURA	32 083	27 530	201 896
SABRIA	22 726	18 199	142 943
DJEBEL GROUZ	13 673	10 562	86 042
CHOUROUQ	224 779	185 099	1 414 537
MAZRANE (T)	3 009	2 440	18 936
CHERGUI	18 030	12 621	113 410
HASDRUBAL	589 687	452 879	3 710 898
MAAMOURA	57 188	46 289	359 884
BARAKA	82 554	66 792	519 510
DORRA	25 388	21 194	159 764
BIR B.TARTAR	150 553	121 386	947 427
PUITS AMENI (T)	147 683	122 331	929 369
<b>TOTAL</b>	<b>2 760 170</b>	<b>2 244 834</b>	<b>17 369 512</b>



## PRODUCTION DE GAZ COMMERCIAL DES CONCESSIONS ETAP 2013

	MILLIONS NM <sup>3</sup>	MILLIONS SCF	TEP
ADAM	242,757	8 578	289 759
OUED ZAR/HMD	83,172	2 939	99 291
FRANIG	142,835	5 331	150 717
BAGUEL/TARFA	12,713	475	13 416
SABRIA	9,245	326	9 756
DJEBEL GROUZ	13,178	466	15 914
CHERGUI	244,220	8 630	246 448
BARAKA	19,910	704	20 511
MAAMOURA	28,839	1 019	29 687
HASDRUBAL	1 002,238	35 415	1 001 077
<b>TOTAL</b>	<b>1 799,107</b>	<b>63 882</b>	<b>1 876 575</b>



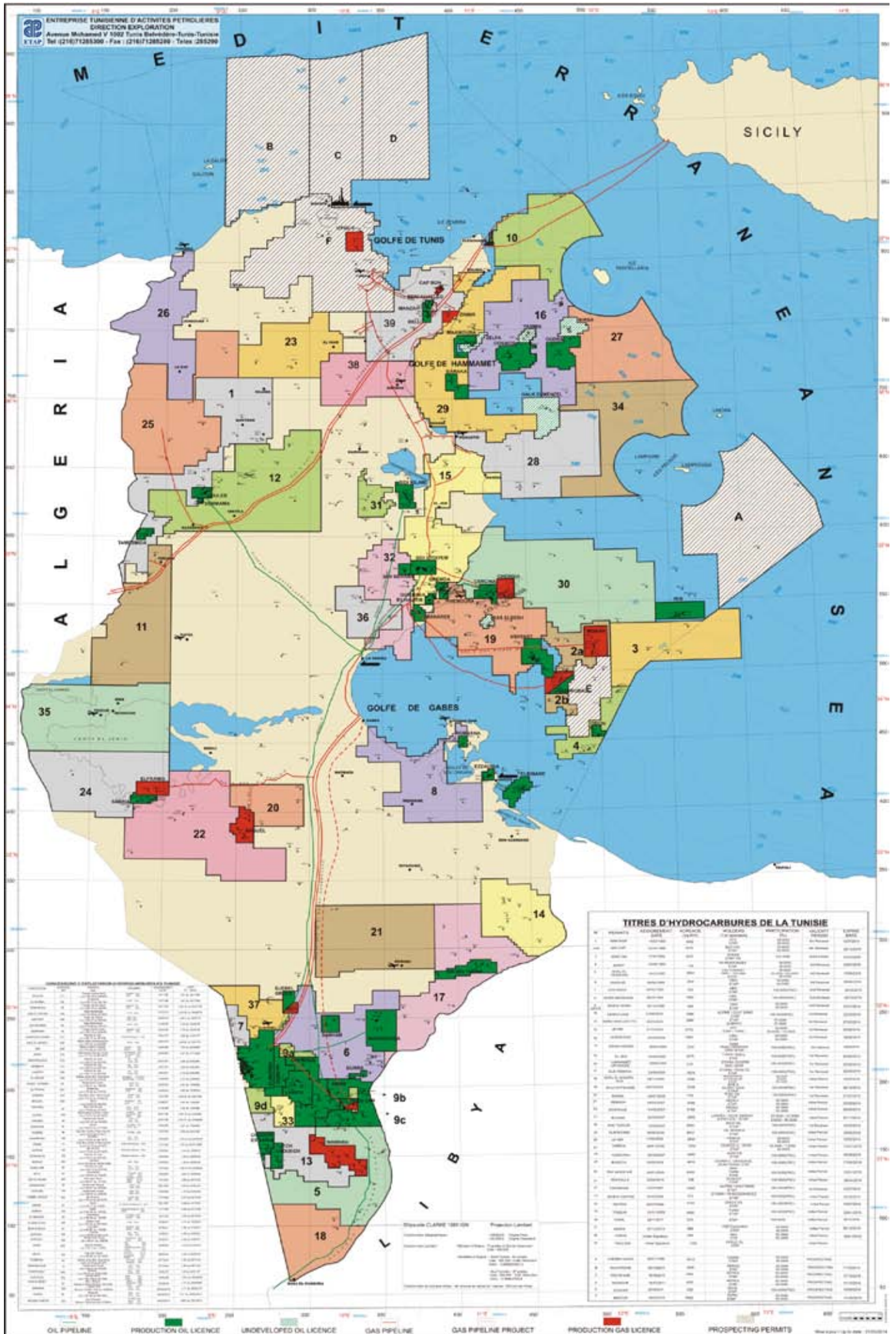


## PRODUCTION DE GPL DES CONCESSIONS ETAP 2013

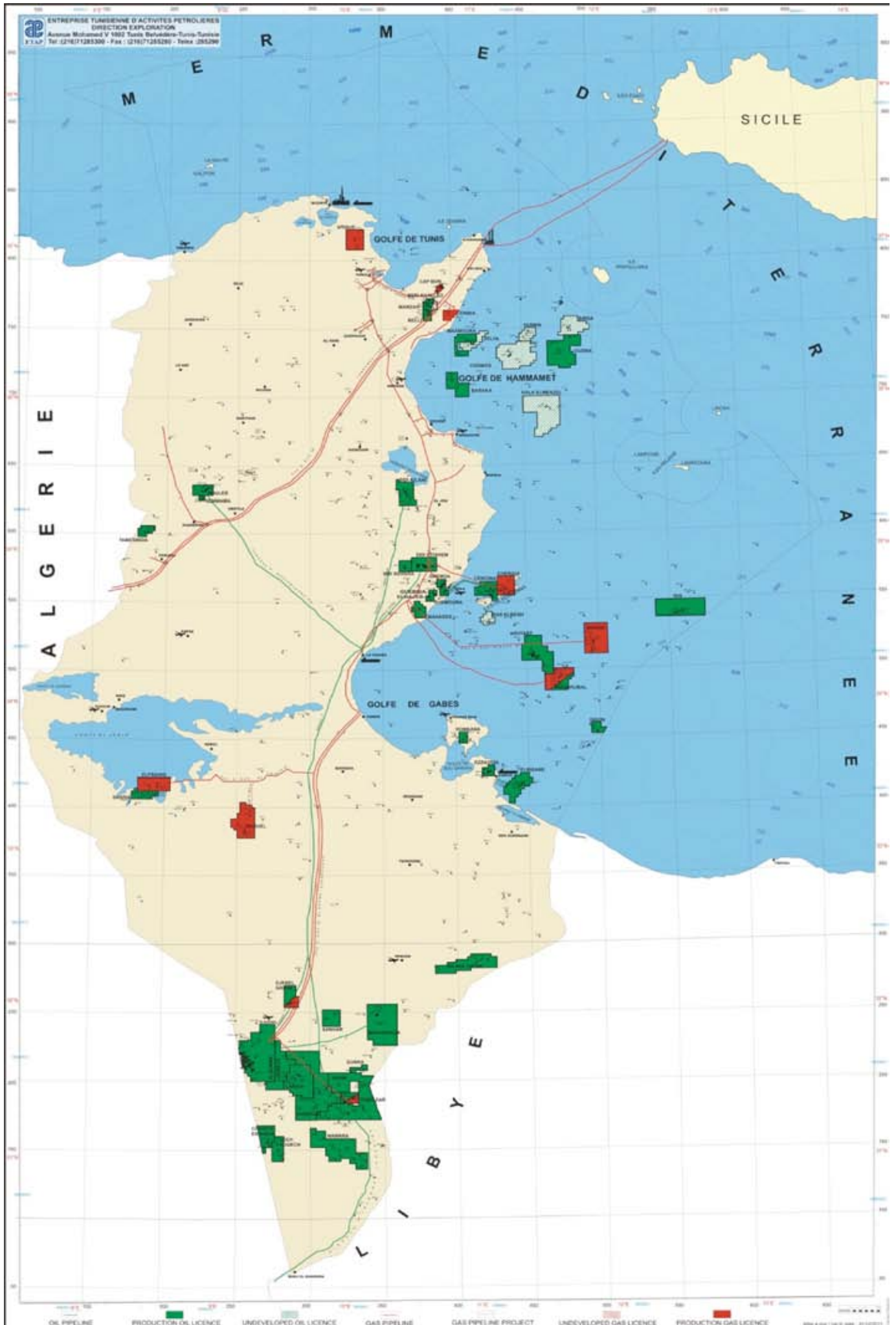
	SM <sup>3</sup>	TM	BBL
FRANIG	30 120	13 788	189 543
BAGUEL/TARFA	2 884	1 312	18 150
BARAKA	4 785	2 561	30 111
MAAMOURA	6 669	3 570	41 965
HASDRUBAL	314 305	167 478	1 977 921
<b>TOTAL</b>	<b>358 762</b>	<b>188 709</b>	<b>2 257 690</b>



# CARTE DES CONCESSIONS TUNISIE



# CARTE DES INFRASTRUCTURES PÉTROLE & GAZ



# CARTE DES BLOCS LIBRES TUNISIE

