



# Rapport Annuel 2012

 E T A P

ENTREPRISE TUNISIENNE D'ACTIVITES PETROLIERES

## 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

|  | 2011  | 2012  |
|--|-------|-------|
| <b>EXPLORATION</b>                                   |       |       |
| Nombre de permis en cours de validité                | 51    | 49    |
| Nombre de permis attribués durant l'année            | 6     | 1     |
| Investissements (Millions US\$) <sup>1</sup>         | 250   | 300   |
| Réserves Nationales restantes à produire             |       |       |
| - Huiles (Millions TEP)                              | 58    | 57    |
| - Gaz (Millions TEP)                                 | 106   | 104   |
| <b>PRODUCTION</b>                                    |       |       |
| Production nationale                                 |       |       |
| - Huiles et GPL (Millions TM)                        | 3,3   | 3,3   |
| - Gaz (Milliards NM <sup>3</sup> )                   | 3,0   | 2,8   |
| Production des concessions ETAP                      |       |       |
| - Huiles et GPL (Millions TM)                        | 2,5   | 2,6   |
| - Gaz (Milliards NM <sup>3</sup> )                   | 1,5   | 1,7   |
| Nombre des Concessions en production                 | 23    | 23    |
| <b>COMMERCIALISATION</b>                             |       |       |
| Exportations Pétrole Brut et Condensat (Millions TM) | 1,5   | 1,4   |
| Importations   |       |       |
| - Pétrole Brut (Millions TM)                         | 0,3   | 1,1   |
| - Gaz Naturel (Milliards NM <sup>3</sup> )           | 1,2   | 1,7   |
| Prix moyen du brut à l'exportation (\$/bbl)          | 112,4 | 111,8 |
| Parité Moyenne (US\$/DT)                             | 1,41  | 1,58  |
| <b>RESSOURCES HUMAINES</b>                           |       |       |
| Effectif   | 789   | 800   |
| Taux d'encadrement (%)                               | 56    | 59    |
| <b>RESULTATS FINANCIERS</b>                          |       |       |
| Revenus (Millions DT)                                | 1934  | 2639  |
| Investissements sur concessions (Millions DT)        | 272   | 306   |
| Résultat net (Millions DT)                           | 378   | 542   |

(1) Hors BGT (Miskar), SITEP (El Borma) et CFTP

# Conseil d'Administration

Mr. Mohamed AKROUT  
*Président*

• **Mr. Rachid BEN DALY**

*Administrateur / Ministère de l'Industrie*

• **Mr. Yasser TOUKABRI**

*Administrateur / Présidence du Gouvernement*

• **Mr. Abdelmlek SAADAOU**

*Administrateur / Ministère des Finances*

• **Mme. Neila BEN KHALIFA**

*Administrateur / Ministère du Développement Régional et de la Planification*

• **Mr. Tahar GUELLALI**

*Administrateur / Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique*

• **Mme. Noura LAROUSI**

*Administrateur / Agence Nationale pour la Maîtrise de L'Énergie*

• **Mr. Med Salah SOULEM**

*Administrateur / Banque Centrale de Tunisie*

• **Mr. Khelifa KAROU**

*Administrateur / Pour Compétence dans le Secteur Pétrolier*

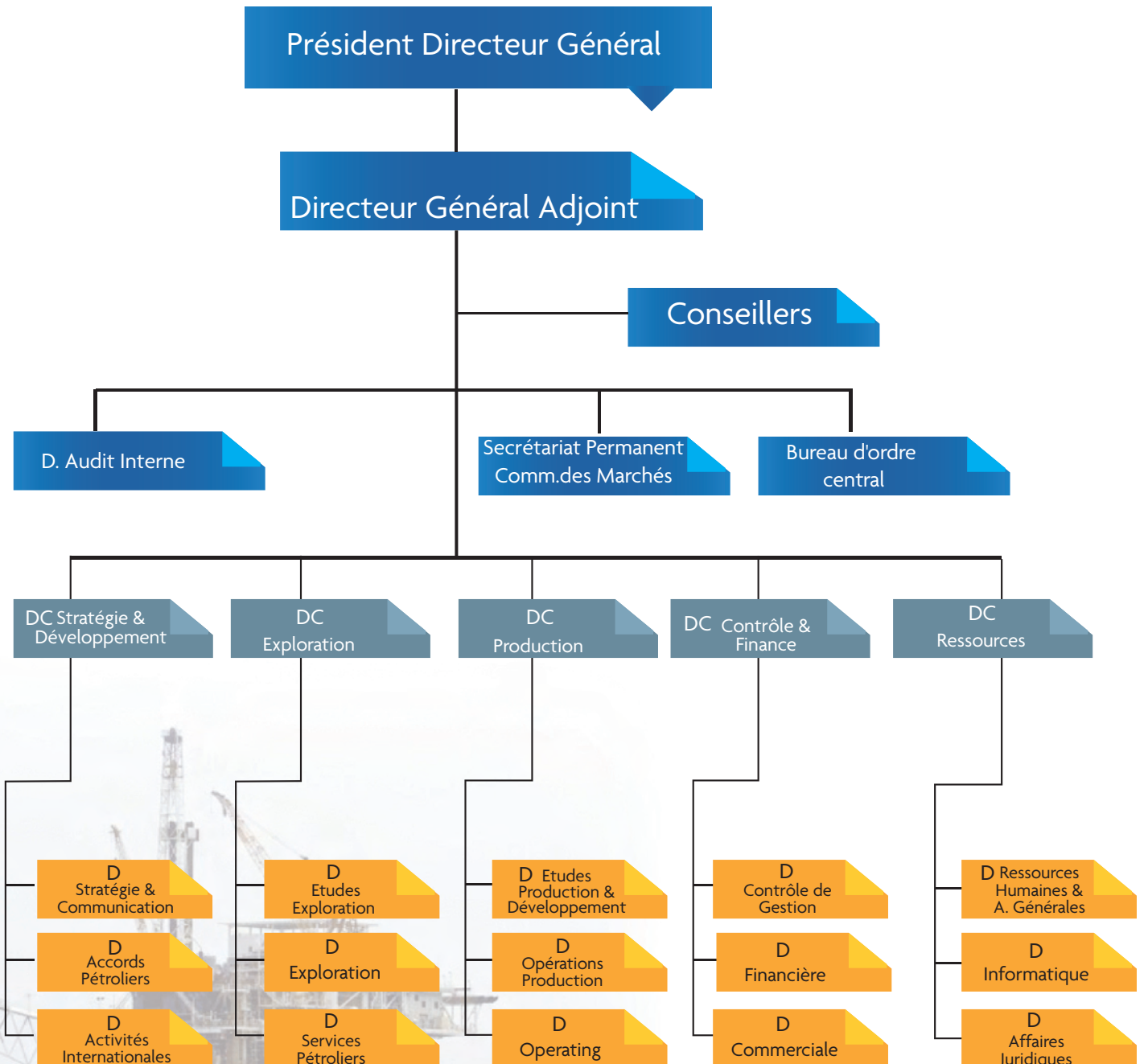
• **Mr. Jalel DKHILI**

*Administrateur / Représentant des Cadres de l'Entreprise*

- Mr. Sami HAMMADI    Contrôleur d'État
- AMTA Raja Ismail    Commissaire aux Comptes



# Organigramme de l'ETAP



DC Direction Centrale

D Direction

# Concessions de l'ETAP en Production

|                   | TAUX DE PARTICIPATION | OPERATEUR | DATE DE MISE EN PRODUCTION |
|-------------------|-----------------------|-----------|----------------------------|
| 1- ASHTART        | 50%                   | SEREPT    | MARS 1974                  |
| 2- M.L.D          | 50%                   | SODEPS    | JUILLET 1983               |
| 3- CERCINA/CSUD   | 51%                   | TPS       | MAI 1994                   |
| 4- RHEMOURA       | 51%                   | TPS       | MAI 1993                   |
| 5- AIN/GREMDA     | 51%                   | TPS       | FEVRIER 1989               |
| 6- HAJEB/GUEB     | 51%                   | TPS       | JUILLET 1985               |
| 7- OUDNA          | 20%                   | LUNDIN    | NOVEMBRE 2006              |
| 8- EZZAOUIA       | 55%                   | MARETAP   | NOVEMBRE 1990              |
| 9- SIDI EL KILANI | 55%                   | CTKCP     | SEPTEMBRE 1991             |
| 10- BIR B.TARTAR  | CPP                   | STORM     | MARS 2009                  |
| 11- SABRIA        | 55%                   | WINSTAR   | AOUT 1998                  |
| 12- ADAM          | 50%                   | ENI       | MAI 2003                   |
| 13- DJEBEL GROUZ  | 50%                   | ENI       | NOVEMBRE 2005              |
| 14- OUED ZAR/HMD  | 50%                   | ENI       | AOUT 1996                  |
| 15- CHERGUI       | 55%                   | PETROFAC  | MAI 2008                   |
| 16- FRANIG        | 50%                   | PERENCO   | JUILLET 1998               |
| 17- BAGUEL/TARF   | 51%                   | PERENCO   | AOUT 1998                  |
| 18- HASDRUBAL     | 50%                   | BGT       | DECEMBRE 2009              |
| 19- CHOUROUQ      | 50%                   | OMV       | NOVEMBRE 2007              |
| 20- BARAKA        | 51%                   | ENI       | MAI 2010                   |
| 21- MAAMOURA      | 51%                   | ENI       | DECEMBRE 2009              |
| 22- UTIQUE*       | 100%                  | ETAP      | MAI 2007                   |
| 23- DORRA         | 50%                   | OMV       | JUILLET 2011               |

(\*) Concession en production de CO2

# Portefeuille Titres de l'ETAP

| Secteur     | Sociétés        | Taux(%) | DT        |
|-------------|-----------------|---------|-----------|
| EXPLORATION | 1. JOINT OIL    | 50.0 %  | 476 250   |
|             | 2. NUMHYD       | 50.0 %  | 644 337   |
| PRODUCTION  | 3. SEREPT       | 50.0 %  | 3 608 660 |
|             | 4. CTKCP        | 50.0 %  | 50 000    |
|             | 5. MARETAP      | 50.0 %  | 150 000   |
|             | 6. SODEPS       | 50.0 %  | 50 000    |
|             | 7. TPS          | 50.0 %  | 50 000    |
| FORAGE      | 8. CTF          | 90.0 %  | 450 000   |
| TRANSPORT   | 9. SOTRAPIL     | 18.3 %  | 567 057   |
|             | 10. SOTUGAT     | 99.8 %  | 199 600   |
|             | 11. SERGAZ      | 33.2 %  | 32 900    |
| STOCKAGE    | 12. TANKMED     | 24.0 %  | 115 385   |
| BANQUES     | 13. BTS         | 1.3 %   | 500 000   |
|             | 14. STUSID BANK | 0.1 %   | 125 000   |
| DIVERS      | 15. SOTULUB     | 27.1 %  | 1 490 084 |
|             | 16. BITUMED     | 8.0 %   | 48 000    |
|             | 17. SNDP        | 0.0 %   | 50        |
|             | 18. TECI        | 4.8 %   | 36 000    |
|             | 19. PAEZ        | 12.4 %  | 741 000   |
|             | 20. T.A         | 0.1 %   | 835 812   |
|             | 21. SNIPE       | 4.9 %   | 70 000    |
|             | 22. ITF         | 0.4 %   | 40 000    |

## 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

# Conjoncture Internationale

La demande énergétique mondiale continue à augmenter sous l'effet de la croissance démographique et économique mondiale (dans les pays émergents et particulièrement asiatiques). Cette demande est satisfaite à 81 % par les énergies fossiles utilisées pour répondre aux besoins d'électricité, de chaleur et des transports.

Les ressources énergétiques traditionnelles étant de moins en moins abondantes et les énergies renouvelables pesant encore faiblement dans le bilan énergétique mondial ont poussé des pays comme la Chine, le Canada, l'Australie et surtout les Etats-Unis à accroître leur production en énergie non conventionnelle.

## MARCHE

### PETROLIER

Le rapport (offre-demande) planétaire présente un surplus en 2012 de l'ordre de 1,0 million bbl/j, expliqué par l'envol de l'offre américaine (non conventionnel et bitumes) et la production du Moyen Orient (surplus de la production de l'Arabie Saoudite et reprise progressive de la production libyenne et irakienne).

En 2012, le prix de pétrole a été sensiblement influencé par les troubles géopolitiques, la demande des pays en développement et la conjoncture économique mondiale.

Il a enregistré un minimum de 88,75 \$/bbl, en juillet, à cause des difficultés économiques européennes, un maximum de 124,64 \$/bbl, en mars, suite aux inquiétudes liées au dossier iranien et 108,96 \$/bbl en fin d'année.

(cf. graphe Evolution Journalière des Prix de Pétrole).

#### » | DEMANDE MONDIALE DE PETROLE

La demande mondiale de pétrole continue à croître à cause de la consommation renforcée des pays émergents en Asie, a déclaré l'AIE dans son 'Oil Market Report'. Selon L'Agence Internationale de l'Energie (AIE) la demande a avoisiné 89,78 millions bbl/j, soit une croissance d'environ 0,9 % par rapport à 2011.

La demande de pétrole dans la zone OCDE est évaluée à 45,93 millions de barils par jour en 2012, soit une régression de 1,2 % par rapport à 2011.

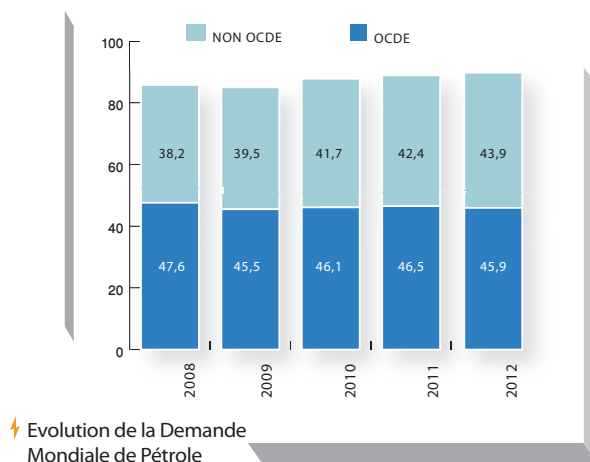
Pour les pays non membres de l'OCDE, la demande a poursuivi sa croissance pour atteindre 43,85 millions de barils/jour, soit une progression de 3,3 % comparée à l'année précédente.

**⚡ Demande Mondiale de Pétrole**

Million bbl/j

| Année        | 2008        | 2009        | 2010        | 2011        | 2012        | Variation<br>2011-2012 |
|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------------------|
| OCDE         | 47,6        | 45,5        | 46,1        | 46,5        | 45,9        | -1,2 %                 |
| Non OCDE     | 38,2        | 39,5        | 41,7        | 42,4        | 43,9        | +3,3 %                 |
| <b>TOTAL</b> | <b>85,8</b> | <b>85,0</b> | <b>87,8</b> | <b>88,9</b> | <b>89,8</b> | <b>+0,9 %</b>          |

Source : AIE. Oil Market Report



**CONJONCTURE  
INTERNATIONALE**

» | **OFFRE MONDIALE DE PETROLE**

L'offre mondiale de pétrole est estimée à 90,82 millions de barils par jour en 2012, soit une hausse de 2,7% par rapport à celle de 2011. Elle est caractérisée par une baisse au cours du premier semestre 2012 suivie d'une sensible croissance au cours du deuxième semestre due essentiellement à la croissance de la production américaine, la fracturation hydraulique ayant rendu disponibles de grandes quantités de pétrole et de gaz de schiste. La production américaine de pétrole a augmenté de 760 000 bbls/j en 2012.

Malgré la baisse de l'offre du Nigéria (conflit social) et de l'Iran (embargo), l'offre de l'OPEP a enregistré une augmentation de 5,1% grâce au surplus de la production de l'Arabie Saoudite, de l'Iraq, du Koweït et de l'Angola.

La production de l'OPEP est estimée à 37,46 millions de barils par jour de pétrole brut en 2012, soit 41,2% de l'offre mondiale totale.

L'offre des pays non membres de l'OPEP a enregistré une progression de 1,06%, et ce, grâce à l'évolution de la production du Canada et surtout des Etats-Unis.

La production non OPEP a été de l'ordre de 53,36 millions de barils par jour en 2012, soit 58,8% de l'offre mondiale totale.

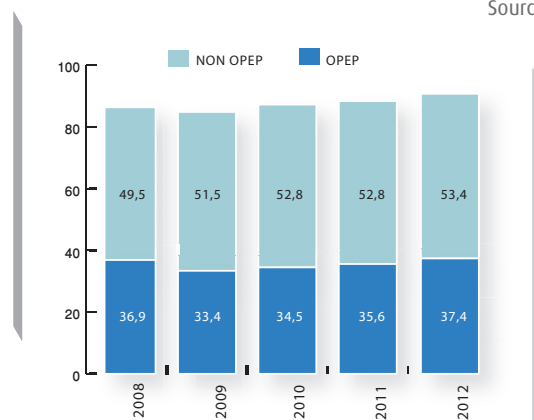
### CONJONCTURE INTERNATIONALE

#### ⚡ Offre Mondiale de Pétrole

|              | 2008        | 2009        | 2010        | 2011        | 2012        | Variation<br>2011-2012 |
|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------------------|
| OPEP         | 36,9        | 33,4        | 34,5        | 35,6        | 37,5        | +5,1 %                 |
| Non OPEP     | 49,5        | 51,5        | 52,8        | 52,8        | 53,4        | +1,0 %                 |
| <b>TOTAL</b> | <b>86,4</b> | <b>84,9</b> | <b>87,3</b> | <b>88,4</b> | <b>90,8</b> | <b>+2,7 %</b>          |

Million bbl/j

Source : AIE. Oil Market Report

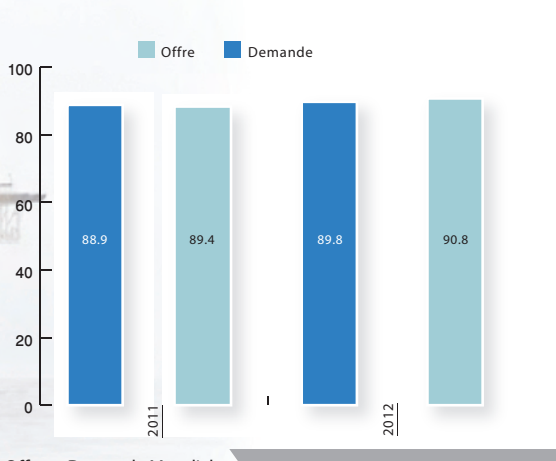


⚡ Offre Mondiale de Pétrole

#### ⚡ Bilan de l'offre et de la demande de pétrole

|                                | 2011        | 2012        | Var (%)       |
|--------------------------------|-------------|-------------|---------------|
| <b>Demande</b>                 | <b>88,9</b> | <b>89,8</b> | <b>+0,9 %</b> |
| •OCDE                          | 46,5        | 45,9        | -1,2 %        |
| •Non OCDE                      | 42,4        | 43,9        | +3,3 %        |
| <b>Offre</b>                   | <b>88,4</b> | <b>90,8</b> | <b>+2,7 %</b> |
| •OPEP                          | 35,6        | 37,5        | +5,1 %        |
| •Non OPEP                      | 52,8        | 53,4        | +1,0 %        |
| <b>Excédent/Déficit Annuel</b> | <b>-0,5</b> | <b>+1,0</b> |               |

Million bbl/j

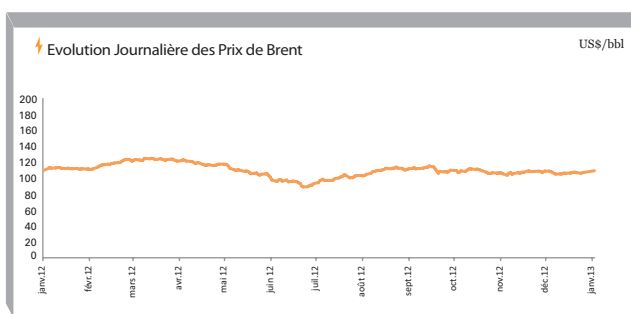


⚡ Offre et Demande Mondiale de Pétrole

» | **EVOLUTION DES PRIX DE PETROLE**

Le prix du pétrole s'est maintenu dans la fourchette 87\$-125\$ pour l'année 2012, la moyenne s'établit à 110,9 \$/bbl pour le Brent. (WTI à environ 95 \$). Sur l'ensemble de l'année 2012, l'or noir a enchaîné un repli des cours, à la faveur d'un marché international bien approvisionné au 1<sup>er</sup> semestre, puis revu à la hausse au 2<sup>ème</sup> semestre, pour achever l'année avec des cours autour de 109\$/bbl.

CONJONCTURE  
 INTERNATIONALE



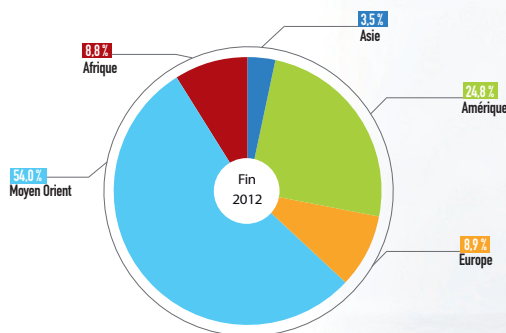
Source: opec.org/opec\_web/en/data\_graphs

⚡ **Réserves Mondiales de Pétrole par Région en 2012**

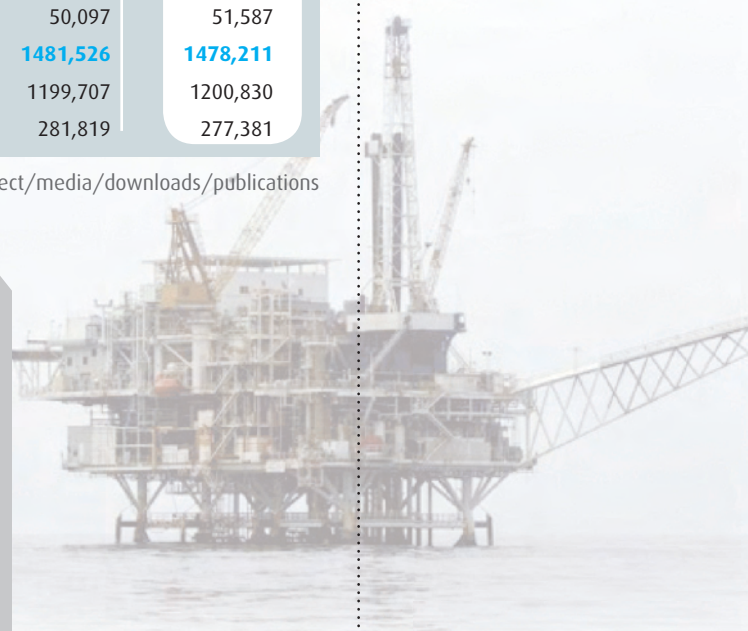
Milliards bbl

| Année          |                 |                 |                 |                 |
|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Région         | 2009            | 2010            | 2011            | 2012            |
| Amérique       | 273,46          | 358,902         | 366,364         | 366,281         |
| Europe & CEI   | 142,8           | 142,491         | 139,642         | 131,440         |
| Moyen Orient   | 752,079         | 794,266         | 796,845         | 798,832         |
| Afrique        | 124,427         | 126,847         | 128,578         | 130,071         |
| Asie Pacifique | 44,433          | 44,506          | 50,097          | 51,587          |
| <b>TOTAL</b>   | <b>1337,199</b> | <b>1467,012</b> | <b>1481,526</b> | <b>1478,211</b> |
| OPEP           | 1064,288        | 1193,172        | 1199,707        | 1200,830        |
| Non OPEP       | 272,911         | 273,84          | 281,819         | 277,381         |

Source: opec.org/opec\_web/static\_files\_project/media/downloads/publications



⚡ Distribution des Réserves de Pétrole par Région fin 2012





CONJONCTURE  
INTERNATIONALE

MARCHE

GAZIER

La production mondiale du gaz naturel en 2012 reste soutenue. La production de l'Amérique du Nord est toujours en forte croissance suite à une progression rapide de la production des gaz non conventionnels aux Etats-Unis.

Selon CEDIGAZ, la consommation mondiale de gaz aurait enregistré, en 2012, une progression de 2,5%, à l'essor de la forte demande des marchés émergents asiatiques et la hausse considérable de l'utilisation du gaz dans le secteur électrique. Tandis que la demande européenne en gaz naturel s'est contractée à cause de la forte concurrence du charbon dans la production de l'électricité et de la récession des activités industrielles européennes.

Les prix moyens de gaz sur les principaux marchés mondiaux restent en hausse (depuis 2009), contrairement aux prix Henry Hub des Etats-Unis qui ont atteint, en 2012, des niveaux très bas à 3 \$/MBtu en raison de l'offre des gaz de schiste. Selon l'AIE, ces prix devraient à court terme retrouver un équilibre autour de 4 \$/MBtu\*.

En Asie et en Europe, les prix indexés selon les contrats à long terme de pétrole, se sont élevés à environ 19 \$/MBtu au Japon, 13 \$/MBtu en Europe et le prix spot anglais UK NBP se maintient à son niveau de 10 \$/MBtu.

» | OFFRE MONDIALE DE GAZ

La production gazière mondiale a enregistré une bonne performance en 2012, elle est de l'ordre de 3 033 millions de tep (3 364 milliards m<sup>3</sup>) contre 2 958 millions de tep (3 276 milliards m<sup>3</sup>) en 2011, soit un accroissement d'environ 2,7%.

Cette progression est expliquée par la forte augmentation de l'offre de l'Amérique du Nord (grâce aux gaz de schiste), la Norvège et de la CEI (Turkménistan...).

La production mondiale de gaz par région se présente comme suit :

33,7%

Europe & FSU

32,4%

Amérique

14,6%

Moyen Orient

14,8%

Asie Pacifique

4,5%

Afrique

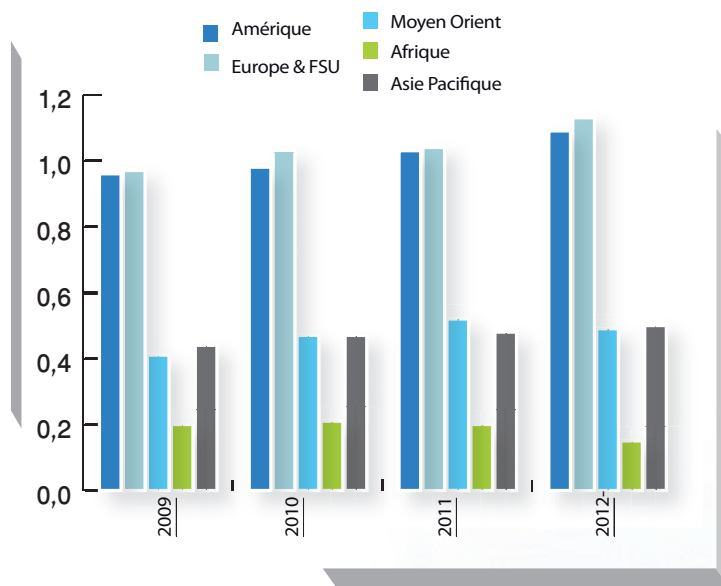
\* Million Btu

**⚡ Production Mondiale de Gaz Naturel par Région**

Billion m<sup>3</sup>

| Région         | Année       |             |             |             |
|----------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
|                | 2009        | 2010        | 2011        | 2012        |
| Amérique       | 0,96        | 0,98        | 1,03        | 1,09        |
| Europe & FSU   | 0,97        | 1,03        | 1,04        | 1,13        |
| Moyen Orient   | 0,41        | 0,47        | 0,52        | 0,49        |
| Afrique        | 0,20        | 0,21        | 0,20        | 0,15        |
| Asie Pacifique | 0,44        | 0,47        | 0,48        | 0,50        |
| <b>TOTAL</b>   | <b>2,98</b> | <b>3,16</b> | <b>3,27</b> | <b>3,36</b> |

Source: Oil & Gas Journal /Mar. 2013



» | **DEMANDE MONDIALE DE GAZ**

La dynamique des marchés de l'énergie est de plus en plus déterminée par l'Amérique du Nord et l'Asie Océanie. La demande gazière continue son expansion grâce à la Chine et l'Inde (marchés émergents) et le Japon suite à la catastrophe nucléaire de Fukushima; et ce, malgré la baisse de la consommation européenne en gaz naturel pour la deuxième année consécutive. (2,2% en 2012 après une baisse de 10% en 2011 selon Eurogas).

La production de l'électricité reste le principal moteur de l'augmentation de la demande mondiale de gaz.

La demande mondiale de gaz est estimée à 2 987 millions de tep en 2012, selon British Petroleum (BP), soit l'équivalent de 3 314 milliards m<sup>3</sup> contre 2 906 millions de tep en 2011, soit l'équivalent de 3 223 milliards m<sup>3</sup>.

CONJONCTURE  
INTERNATIONALE



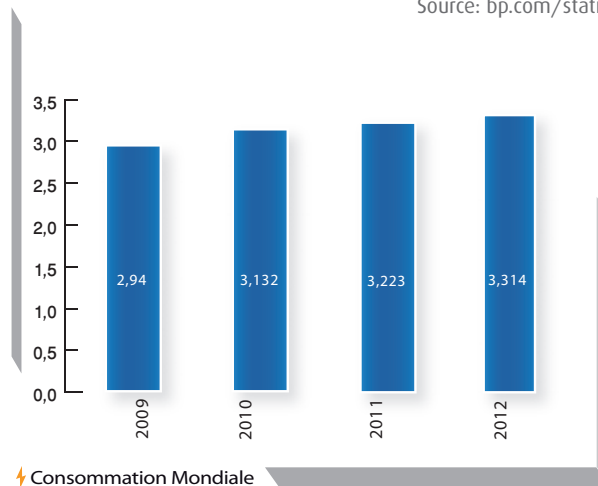
CONJONCTURE  
INTERNATIONALE

⚡ Consommation Mondiale de Gaz Naturel

Billion m<sup>3</sup>

| Année        | 2009  | 2010  | 2011  | 2012  |
|--------------|-------|-------|-------|-------|
| Consommation | 2,940 | 3,132 | 3,223 | 3,314 |

Source: bp.com/statistical\_review\_of\_world\_energy\_2013

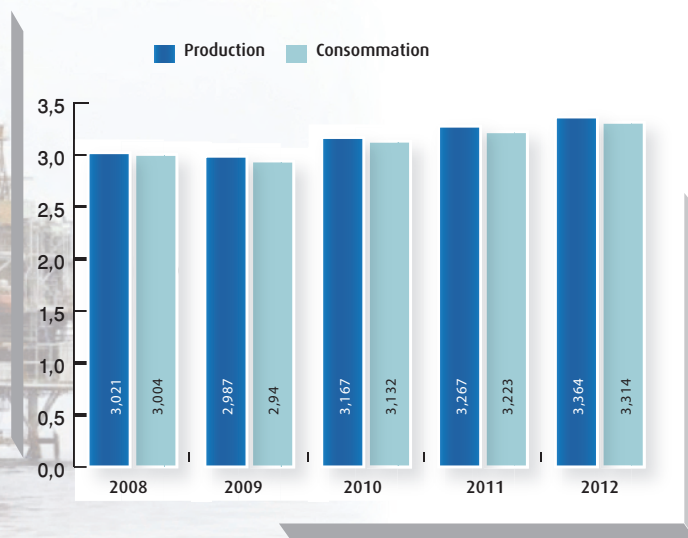


⚡ Consommation Mondiale de Gaz Naturel

⚡ Production et Consommation Mondiale de Gaz Naturel

Billion m<sup>3</sup>

|              | 2008  | 2009  | 2010  | 2011  | 2012  |
|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Production   | 3,021 | 2,987 | 3,167 | 3,276 | 3,364 |
| Consommation | 3,004 | 2,940 | 3,132 | 3,223 | 3,314 |





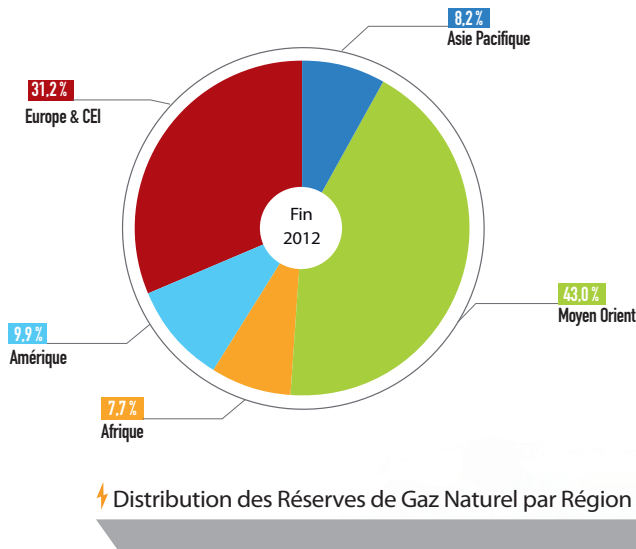
⚡ Réserves Mondiales du Gaz Naturel par Région en 2012

Billion m<sup>3</sup>

| Région         | Réserves     | Part du Total |
|----------------|--------------|---------------|
| Amérique       | 18,4         | 9,9%          |
| Europe & CEI   | 58,4         | 31,2%         |
| Moyen Orient   | 80,5         | 43,0%         |
| Asie Pacifique | 15,5         | 8,2%          |
| Afrique        | 14,5         | 7,7%          |
| <b>TOTAL</b>   | <b>187,3</b> | <b>100,0%</b> |

Source: bp.com/statistical-review\_of\_world\_energy\_2013

CONJONCTURE  
INTERNATIONALE



⚡ Evolution Journalière des prix Henry Hub de Gaz Naturel



Source: US.EIA eia.gov/dnav/ng/ng\_pri\_fut





CONJONCTURE  
 INTERNATIONALE

» | **PERSPECTIVES ENERGETIQUES MONDIALES**

L'offre énergétique américaine, la croissance économique des pays émergents, la production d'huile et de gaz de schiste et les progrès technologiques au profit des énergies renouvelables sont les principaux déterminants de la nouvelle carte énergétique mondiale.

Les énergies fossiles, bien qu'en diminution, occuperont toujours une place prédominante dans le paysage énergétique mondial (75% en 2035). En 2030 le pétrole pesant pour environ 34%, restera le principal combustible utilisé dans le secteur des transports. Le gaz naturel et, à moindre proportion, le charbon connaissent une forte croissance dans la génération électrique.

L'AIE a annoncé, dans son 'World Energy Outlook 2012', que la demande énergétique mondiale devrait augmenter de plus d'un tiers d'ici 2035; la Chine, l'Inde et le Moyen Orient contribuent pour 60% de cette hausse.

L'OPEP présume que pour satisfaire la demande croissante de pétrole et de gaz, la production des pays OPEP devra augmenter fortement.

En effet, compte tenu des ressources limitées des pays non OPEP et malgré l'émergence de la production du Brésil, l'Australie, l'Angola, la Russie, le Kazakhstan et l'Azerbaïdjan, la demande de pétrole ne pourra être satisfaite sans un recours massif aux pays de l'OPEP et plus particulièrement à ceux du Golfe.

Selon l'AIE, le besoin énergétique mondial sera compensé par un recours croissant aux ressources non conventionnelles. La production de pétrole et gaz de schiste augmenterait de plus de 5% par an d'ici 2020.

L'exploitation de ces ressources et leur contribution dans le développement de la production pétrolière et gazière est essentielle, avec en particulier, la nouvelle donne des Etats-Unis, fera vraisemblablement de ce pays le plus important producteur pétrolier à l'horizon 2020.

Le prix du Brent, selon les modèles prévisionnels de l'AIE (scénario de référence) devrait passer à 163 \$/bbl en 2040.

Les contributions finales des différentes sources dépendront, dans une large mesure, de l'orientation des politiques des pays (sécurité d'approvisionnement, dépendance..), des programmes gouvernementaux (environnement..) et de la hausse des prix des combustibles fossiles.

Sur la base des études effectuées par Exxon Mobil, les énergies non fossiles connaîtraient une forte croissance, l'énergie nucléaire devenant la quatrième source d'énergie en 2030 derrière le pétrole, le gaz et le charbon; l'éolien, le solaire, les biocarburants et l'hydroélectricité connaîtraient une croissance annuelle de 9% en moyenne d'ici 2030.

Selon l'AIE, la part mondiale des énergies renouvelables n'augmentera pas de manière significative au niveau mondial, l'agence prévoit une hausse limitée de 7,6% d'ici 2030, malgré la progression technologique, l'augmentation des prix des combustibles fossiles et les subventions de soutien des projets d'énergie renouvelable.



## 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

# Conjoncture Nationale

L'année 2012 a été une année exceptionnelle pour le secteur des hydrocarbures en Tunisie, marquée par un déficit record du bilan énergétique national. Comparée à 2011, l'année 2012 a été caractérisée par :

- Le ralentissement de l'activité exploration caractérisée par l'octroi d'un seul permis de prospection (contre six en 2011);
- La stagnation du nombre de puits forés (11 puits) et du nombre de découvertes réalisées (04);
- La récession de l'activité sismique (2D et 3D);
- Un déficit énergétique record de l'ordre de 1,6 Mtep;
- Le fléchissement de l'offre d'énergie primaire de 0,9%;
- L'accroissement de la demande de 6,5%.

## RESSOURCES

### EN ENERGIE PRIMAIRE

Les ressources nationales en énergie primaire (y compris les redevances en gaz naturel perçues sur le gazoduc Transméditerranéen) ont accusé une baisse de 0,9%, passant de 6,964 millions tep en 2011 à 6,896 millions tep en 2012.

#### » | PRODUCTION DE PETROLE BRUT

La production nationale de pétrole brut (y compris condensat et GPL champs) de l'année 2012 a atteint 3,309 millions tonnes, soit 3,403 Mtep, contre 3,320 millions tonnes en 2011 (3,410 Mtep), soit une légère baisse de 0,3%.

Cette baisse de la production s'explique notamment par :

- Le déclin de la production de la plupart des champs tels que : Adam (-8%), Didon (-28%), Oudna (-85%), Oued Zar (-9%), Ashtart (-11%), El Borma (-6%), Franig (-17%), Miskar (-24%), Baraka (-51%), Maâmoura (-28%), Ezzaouia (-11%) et Douleb S.T (-33%), et ce, en dépit de la progression de la production des champs Hasdrubal (+43%), Bir Ben Tartar (+155%), MLD (+33%), Dorra (+29%), Sidi El Kilani (+43%) et Rhemoura (+99%).

CONJONCTURE  
NATIONALE

► 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 du champ Oudna depuis le 11 mars 2012;
- ❖ Arrêt général répétitif du champ Miskar pour entretien de l'usine Hannibal suite à des fuites de gaz au niveau du compresseur;
- ❖ Arrêt des champs El Ain et Rhemoura en mars pour des travaux de maintenance des équipements de surface;
- ❖ Mauvais rendement du puits Dorra #1 qui produit par intermittence 4h/j;
- ❖ Reports des forages et 'work over' de plusieurs puits;
- ❖ Le retour des mouvements sociaux a paralysé la production, pour quelques jours, sur plusieurs champs tels que : Chergui, Cercina, El Ain, Douleb S.T, Franig, Baguel et El Hajeb/Guebiba; et Adam, Oued Zar, Maâmoura et Baraka du 28 octobre au 03 novembre 2012 en raison des grèves du personnel.

⚡ Production Nationale de brut \*

Million tonnes

| Année            | 2010        | 2011        | 2012        | Variation<br>2011-2012 |
|------------------|-------------|-------------|-------------|------------------------|
| Concessions ETAP | 2,78        | 2,54        | 2,65        | +4,3%                  |
| Autres           | 0,96        | 0,78        | 0,66        | - 15,4%                |
| <b>TOTAL</b>     | <b>3,74</b> | <b>3,32</b> | <b>3,31</b> | <b>- 0,3%</b>          |

(\*) Y compris condensat et GPL champs

» | RESSOURCES EN GAZ NATUREL

Les ressources nationales en gaz naturel de l'année 2012 se sont élevées à 3493 ktep contre 3555 ktep en 2011, soit une dépréciation de 1,7%.

Cette décroissance est due à la diminution de la production nationale de 3,4% passant de 2595 ktep en 2011 à 2508 ktep en 2012 résultant surtout de la forte régression de la production des champs Maâmoura/Baraka (-31%), Oued Zar (-28%) et de celle du gisement Miskar (-23%), et ce, malgré la forte progression de la production des gisements Hasdrubal (+51%) et Adam (+32%), ainsi que l'augmentation du forfait fiscal prélevé sur le gazoduc Transméditerranéen (+2,7%).

CONJONCTURE  
NATIONALE

⚡ Ressources Nationales en Gaz Naturel

Ktep-PCI

|                             | 2011          | 2012          | Var (%)      |
|-----------------------------|---------------|---------------|--------------|
| <b>Production Nationale</b> | <b>2595,1</b> | <b>2507,9</b> | <b>-3,4%</b> |
| Miskar                      | 1192,8        | 915,7         | -23,2%       |
| Gaz Com Sud *               | 182,1         | 118,2         | -35,1%       |
| Adam                        | 163,2         | 216,8         | +32,5%       |
| Chergui                     | 250,2         | 233,5         | -6,7%        |
| Hasdrubal                   | 503,7         | 761,7         | +51,2%       |
| Maâmoura/Baraka             | 101,3         | 69,7          | -31,2%       |
| Franig et Baguel/Tarfa      | 201,3         | 192,5         | -4,4%        |
| Redevance totale            | 959,4         | 984,9         | +2,7%        |
| <b>Ressources Totales</b>   | <b>3554,5</b> | <b>3492,8</b> | <b>-1,7%</b> |

Source : ONE

(\*) Gaz traité : El Borma + Oued Zar + Sabria + Djebel Grouz + Ch. Essaida

DEMANDE

D'ÉNERGIE PRIMAIRE

La consommation nationale d'énergie primaire s'est élevée en 2012 à 8518 ktep contre 7991 ktep en 2011, soit une croissance de 6,5%, avec une hausse de la consommation des produits pétroliers de 3,1% et celle du gaz naturel de 9,6% engendrant une évolution de 2,3% de la part du gaz naturel dans la demande nationale d'énergie primaire.

» | DEMANDE DES PRODUITS PETROLIERS

La consommation nationale des produits pétroliers est passée de 3691 ktep en 2011, à 3806 ktep en 2012 réalisant une évolution de 3,1%. Cet accroissement provient essentiellement de la hausse de la consommation du gasoil 50 de 40,6% (tendance à la diésélisation du parc auto) du Jet fuel de 20,6% (prémisse de reprise de l'activité touristique) et du pet-coke de 21,4% (orientation de plus en plus des cimenteries vers ce combustible en plus de l'entrée en production d'une 8<sup>ème</sup> unité).

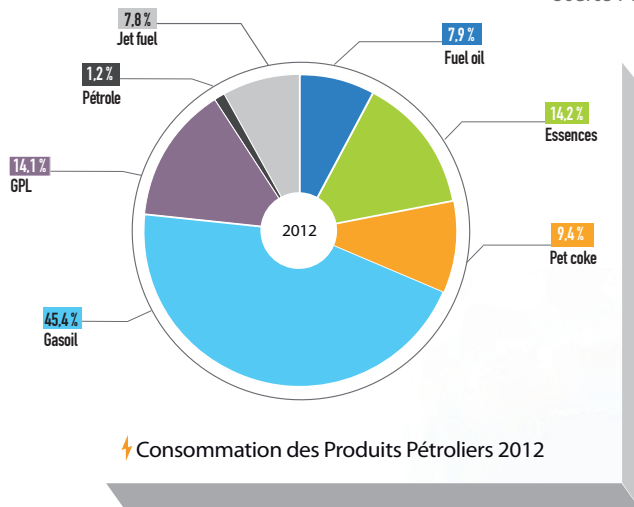
**⚡ Consommation des Produits Pétroliers 2012**

Ktep

CONJONCTURE  
 NATIONALE

|                     | 2011          | 2012          | Var (%)      |
|---------------------|---------------|---------------|--------------|
| <b>CONSOMMATION</b> |               |               |              |
| GPL                 | 522,9         | 535,9         | +2,5%        |
| Essences            | 560           | 538,5         | -3,8%        |
| Pétrole Lampant     | 52,3          | 44,4          | -15,1%       |
| Gasoil Ordinaire    | 1599,8        | 1556,5        | -2,8%        |
| Gasoil 50           | 123,5         | 173,7         | +40,6%       |
| Fuel                | 291,5         | 302,7         | +3,9%        |
| STEG & STIR         | 14,0          | 37            | +164%        |
| Hors (STEG & STIR)  | 277,4         | 266,0         | -4,2%        |
| Jet Aviation        | 245,7         | 296,2         | +20,6%       |
| Pet Coke            | 295,0         | 358,0         | +21,4%       |
| <b>TOTAL</b>        | <b>3690,5</b> | <b>3805,9</b> | <b>+3,1%</b> |

Source : Observatoire National de l'Énergie



»» **DEMANDE DE GAZ NATUREL**

La consommation totale de gaz naturel a connu un accroissement de 9,6% passant de 4300 ktep en 2011 à 4712 ktep en 2012. Cette importante hausse s'est manifestée aussi bien pour le gaz naturel consommé comme combustible pour la production de l'électricité de 9,3% que pour le gaz naturel à usage final : de 8,8% 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») et de 13,7% en haute pression (secteur industriel).

CONJONCTURE  
NATIONALE

Ktep-PCI

|                               | 2011          | 2012          | Var (%)      |
|-------------------------------|---------------|---------------|--------------|
| <b>DEMANDE</b>                | <b>4300,1</b> | <b>4712,1</b> | <b>+9,6%</b> |
| Production d'électricité      | 3152,4        | 3446,8        | +9,3%        |
| Hors production d'électricité | 1147,7        | 1265,3        | +10,2%       |
| Haute pression                | 337,3         | 383,4         | +13,7%       |
| Moy & Basse pression          | 810,4         | 881,9         | +8,8%        |

Source: Observatoire National de l'Énergie

BILAN

ENERGETIQUE

Le bilan d'énergie primaire pour l'année 2012 s'est soldé par un déficit énergétique record de 1622 ktep en accroissement de 58,0% par rapport à 2011.

Cet important déficit s'explique, notamment, par la forte progression de la consommation en énergie primaire de 6,5% due à une conjoncture politico-économique du pays défavorable à l'utilisation rationnelle (efficace) de l'énergie avec une légère baisse des ressources en énergie primaire (-0,9%).

Le taux d'indépendance énergétique est passé de 87% en 2011 à 81% en 2012.

Bilan d'énergie primaire

Ktep-PCI

|                                    | 2011           | 2012           | Var (%)      |
|------------------------------------|----------------|----------------|--------------|
| <b>RESSOURCES</b>                  | <b>6964,2</b>  | <b>6895,6</b>  | <b>-0,9%</b> |
| Pétrole <sup>(1)</sup>             | 3409,7         | 3402,8         | -0,2%        |
| Gaz Naturel                        | 3554,5         | 3492,8         | -1,7%        |
| <b>CONSOMMATION</b>                | <b>7990,6</b>  | <b>8518,1</b>  | <b>+6,5%</b> |
| Produits Pétroliers <sup>(2)</sup> | 3690,5         | 3806,0         | +3,1%        |
| Gaz Naturel                        | 4300,1         | 4712,1         | +9,6%        |
| <b>DEFICIT ANNUEL</b>              | <b>-1026,4</b> | <b>-1622,5</b> | <b>58,0%</b> |

(1) Y compris condensat et GPL champs

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



Champ Douleb S.T

## 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

# Exploration

L'année 2012 a été marquée par une relative régression de l'activité d'exploration en Tunisie, les faits saillants durant l'année sont :

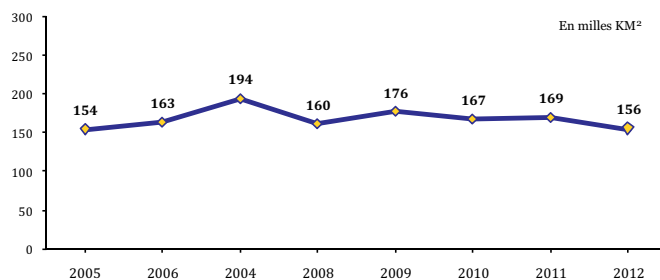
- ▶ L'octroi d'un seul permis de prospection;
- ▶ La renonciation d'un permis de recherche;
- ▶ L'annulation de deux (2) permis de prospection;
- ▶ Le renouvellement de la période de validité de sept (07) permis de recherche;
- ▶ L'extension de la durée de validité de deux (02) permis de prospection, de vingt trois (23) permis de recherche;
- ▶ L'extension de la superficie de deux (02) permis de recherche;
- ▶ La cession d'intérêts et obligations dans quatre (04) permis de recherche;
- ▶ L'acquisition de 1359 km<sup>2</sup> sismique 3D et de 796 km de sismique 2D;
- ▶ Le forage de onze (11) nouveaux puits d'exploration sur permis et concessions (dont deux (2) en cours de forage);
- ▶ La réalisation de quatre (04) découvertes.

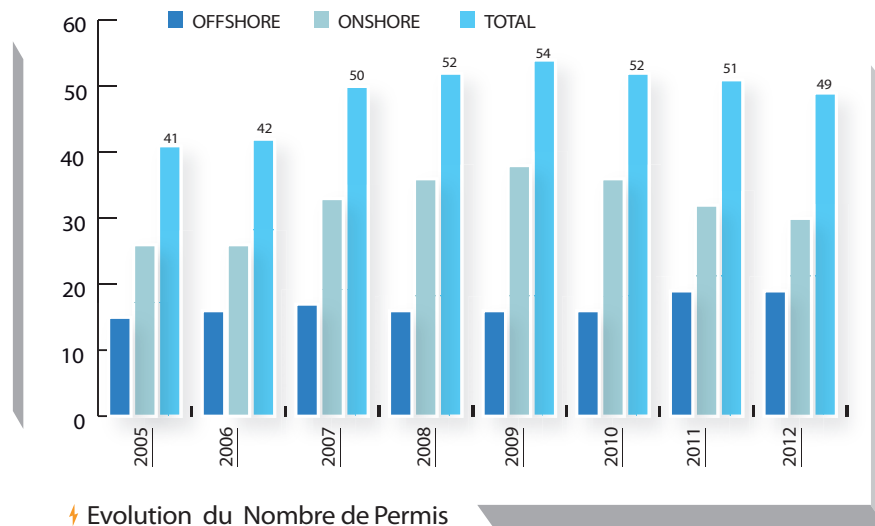
## OPERATIONS

### D'EXPLORATION SUR PERMIS

Le nombre total de permis en cours de validité à la fin de 2012 s'élève à 49 permis (40 permis de recherche et 09 permis de prospection), couvrant une superficie totale de 156 265 km<sup>2</sup> (67 110 km<sup>2</sup> en offshore et 89 155 km<sup>2</sup> en onshore), et qui sont opérés par 59 compagnies pétrolières nationales et internationales actives dans le domaine de l'exploration.

⚡ Evolution du Domaine Minier





## Exploration

## » | Permis de recherche et de prospection

## 1- Nouveaux permis attribués

□ L'octroi d'un (01) permis de prospection : «Mateur» situé à l'extrême nord de la Tunisie, couvrant une superficie de 5932 km<sup>2</sup> et s'étendant sur les gouvernorats de Tunis, Bizerte et Béja, au profit de l'Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières et de la société Tunisienne «TOPIC».

La signature du Protocole d'Accord s'est réalisée le 27 mars 2012.

## 2- Permis rendus

□ La renonciation d'un (01) permis de recherche «Grombalia» (opéré par la société Tunisienne EXXOIL), le 12 décembre 2012 suite à l'échéance de la période de sa validité.

□ L'annulation de deux (2) permis de prospection, le 03 août 2012, en application des dispositions des articles 36 et 37 du code des hydrocarbures : «Kasserine» et «Telemzane»; (l'opérateur n'a pas honoré ses engagements).

## 3- Permis Renouvelés

□ Le renouvellement de la période de validité :

■ de sept (07) permis de recherche : Hammamet Offshore, Jelma, Nord des Chotts, Sfax Offshore, Bazma, El Fahs et Chorbane.

□ L'extension de la durée de validité :

■ de deux (02) permis de prospection : Rafraf et Azmour, opérés par SHELL;

## Exploration

- de vingt trois (23) permis de recherche : Anaguid, Mahdia, Jenein Nord, Makthar, le Kef, Zarat, El Hamra, Sidi Mansour, Jenein Sud, Kabboudia, Bazma, Tajerouine, Sud Tozeur, Tozeur, Grombalia, Borj El Khadra, Borj El Khadra Sud, Amilcar, Fawar, Mezzouna, Zaâfrane, Remada et Nabeul.
- **L'extension de la superficie :**
  - de deux (02) permis de recherche : Makthar et Bouhajla.
- **Cession d'intérêts et obligations :**
  - dans quatre (04) permis de recherche : Hammamet Offshore, Bargou, Anaguid et Borj El Khadra Sud.

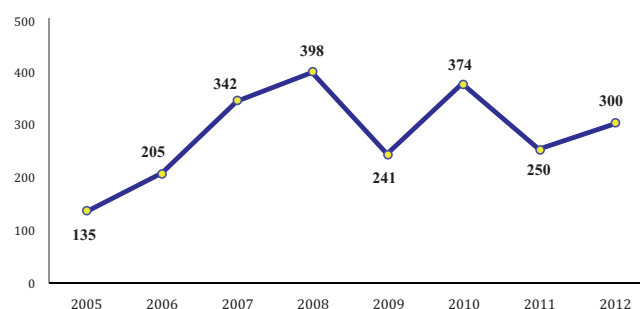


Excursion géologique

### » | Investissements dans l'Exploration

Les investissements relatifs à l'activité d'exploration de l'année 2012 ont atteint 300 millions de dollars, en accroissement de 20% par rapport à 2011 (250 millions US\$).

⚡ Investissement dans l'exploration En millions US\$



## ACTIVITES SISMIQUES

### Exploration

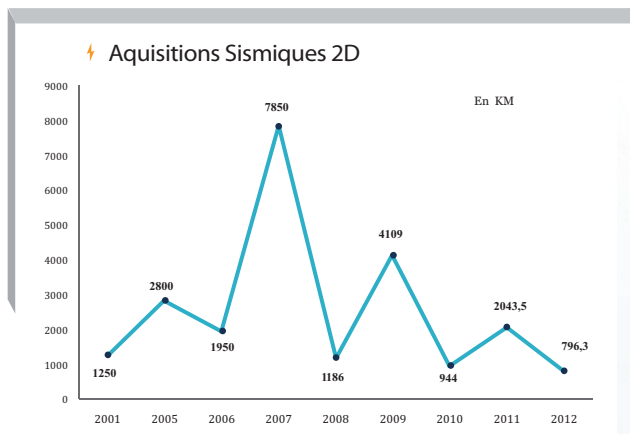
L'activité sismique durant l'année 2012 s'est nettement contractée en ne réalisant que 796 km de sismique 2D et de 1359 km<sup>2</sup> sismique 3D contre 2044 km sismique 2D et 2885 km<sup>2</sup> sismique 3D durant l'année 2011.

#### Sismique 2D

La sismique 2D a été réalisée sur deux permis de prospection : Diodore (offshore) et Fkirine (onshore), et un permis de recherche Grombalia (onshore) :

| PERMIS    | OPERATEUR | ENTREPRENEUR | DEBUT      | FIN        | 2D (Km) |
|-----------|-----------|--------------|------------|------------|---------|
| Diodore   | NZOG      | CGG/VERITAS  | 02-02-2012 | 07-02-2012 | 466,7   |
| Grombalia | EXXOIL    | CGG/VERITAS  | 21-03-2012 | 05-04-2012 | 75,7    |
| Fkirine   | DNO       | CGG/VERITAS  | 19-08-2012 | 24-09-2012 | 253,9   |

TOTAL : 796,3 Km



#### Sismique 3D

L'acquisition sismique 3D a été réalisée sur les permis offshore Joint Oil et Kabboudia ainsi que les permis onshore Bouhajla et Borj El Khadra :

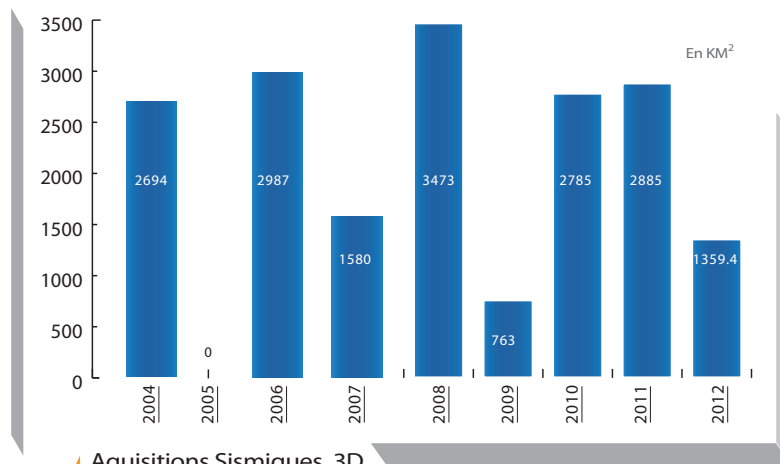




## Exploration

| PERMIS         | OPERATEUR | ENTREPRENEUR | DEBUT      | FIN        | 3D (Km <sup>2</sup> ) |
|----------------|-----------|--------------|------------|------------|-----------------------|
| Joint Oil      | SONDE     | FUGRO        | 01-01-2012 | 27-01-2012 | 512,6                 |
| Bouhajla       | DUALEX    | CGG/VERITAS  | 16-02-2012 | 26-02-2012 | 57,7                  |
| Kabboudia      | NUMHYD    | WESTERN GECO | 22-09-2012 | 10-10-2012 | 517                   |
| Borj El Khadra | ENI       | CGG/VERITAS  | 01-12-2012 | *****      | 272                   |

**TOTAL : 1359,4 km<sup>2</sup>**



⚡ Aquisitions Sismiques 3D



Campagne sismique au sud tunisien

**ACTIVITES  
 DE FORAGE**

L'activité de forage au cours de 2012 a enregistré, en plus de la poursuite du forage de deux (2) puits sur concessions démarrés en 2011, le forage de onze (11) nouveaux puits d'exploration dont deux (2) sont en cours et le forage de onze (11) autres puits de développement sur concessions.

La poursuite des opérations de forage de deux (02) puits sur concession démarrés en 2011 :

| Puits  | Concession (Opérateur) | Entrepreneur (Rig) | Début du Forage | Fin du Forage | Résultats  |
|--|------------------------|--------------------|-----------------|---------------|--|
| <b>Kothbane Ramlia Debech-1</b><br>(Onshore) | MLD (SODEPS)           | CTF-04             | 26-11-2011      | 09-01-2012    | Profondeur finale : 4302 m dans l'Ordovicien. Mis en production le 06 avril 2012 |
| <b>Nesma-1</b><br>(Onshore)                  | Adam (ENI)             | H&P 228            | 08-12-2011      | 21-01-2012    | Profondeur finale : 4123 m dans l'Ordovicien. Puits bouché et abandonné.         |

Le forage de onze (11) nouveaux puits d'exploration :

| Puits                             | Permis/ concession (Opérateur) | Entrepreneur (Rig) | Début du Forage | Fin du Forage | Résultats  |
|-----------------------------------|--------------------------------|--------------------|-----------------|---------------|--|
| <b>Jinane-1</b><br>(Onshore)      | Jenein Nord (OMV)              | H&P 242            | 01-03-2012      | 20-04-2012    | Profondeur finale : 4025 m<br>Découverte d'huile dans l'Acacus.<br>(Test de production longue durée) |
| <b>Bir Jouacha-2</b><br>(Onshore) | Sud Remada (STORM)             | Foradex MR 8000    | 20-03-2012      | 18-04-2012    | Profondeur finale : 1580 m dans le Sanrhar (Ordovicien). Puits sec, puits à eau.                     |
| <b>Rihane -1</b><br>(Onshore)     | Jenein Nord (OMV)              | H&P 242            | 24-04-2012      | 11-05-2012    | Profondeur finale : 3552 m dans la formation Acacus. Puits à indices faibles, bouché et abandonné.   |





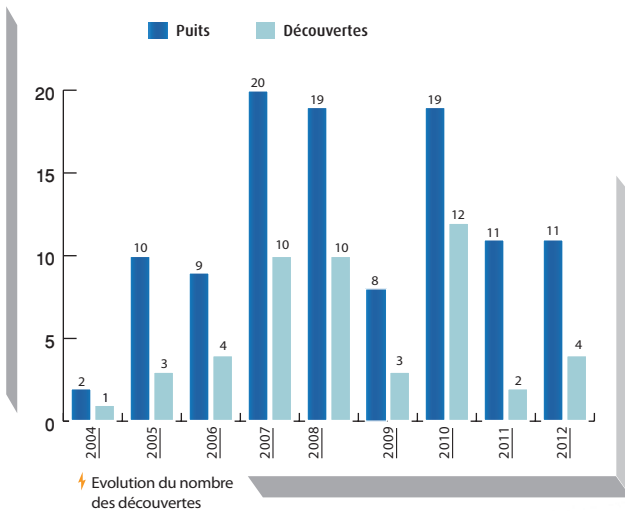
## Exploration

| Puits                       | Permis/<br>concession<br>(Opérateur) | Entrepreneur<br>(Rig) | Début du<br>Forage | Fin du<br>Forage | Résultats  |
|-----------------------------|--------------------------------------|-----------------------|--------------------|------------------|--|
| Amani-1<br>(Onshore)        | Anaguid<br>(OMV)                     | H&P 242               | 03-06-2012         | 22-07-2012       | Profondeur finale : 3535 m<br>Très bons indices<br>dans l'Acacus et Tannezuft.<br>(Test de production<br>longue durée)     |
| Nafata-1<br>(Onshore)       | Jenein Nord<br>(OMV)                 | H&P 228               | 12-06-2012         | 29-07-2012       | Profondeur finale : 4032 m<br>Puits sec bouché<br>et abandonné.  |
| Arij -1<br>(Onshore)        | Jenein Sud<br>(OMV)                  | H&P 242               | 01-08-2012         | 25-10-2012       | Profondeur finale : 4626 m<br>Puits à indices<br>dans l'Acacus C<br>et l'Ordovicien.<br>Abandon temporaire<br>du puits.    |
| Bakhta-1<br>(Onshore)       | Jenein Nord<br>(OMV)                 | H&P 228               | 05-08-2012         | 17-10-2012       | Profondeur finale : 4362 m<br>dans Tagi Acacus A.<br>Puits sec bouché<br>et abandonné.                                     |
| Bou Argoub-1<br>(Onshore)   | Grombalia<br>(EXXOIL)                | OFIS/<br>Cabot-900    | 30-10-2012         | 30-12-2012       | Profondeur finale : 1520 m<br>dans l'Abiod.<br>Puits sec bouché<br>et abandonné.   |
| Chergui-8<br>(Onshore)      | Chergui<br>(PETROFAC)                | CTF-06                | 31-10-2012         | 30-12-2012       | Profondeur : 2271 m<br>Test 1 : Open Hole<br>Abiod, Aleg et<br>Douleb : sec;<br>Test 2 : perforation<br>Bou Dabbous : sec. |
| Benafsej Sud-1<br>(Onshore) | Jenein Sud<br>(OMV)                  | H&P 242               | 08-11-2012         | en cours         | Profondeur : 4530 m<br>dans le Tannezuft   |
| Waha SE-1<br>(Onshore)      | Chourouq<br>(OMV)                    | H&P 228               | 25-12-2012         | en cours         | Profondeur : 1120 m<br>au 31-12-2012   |

## Exploration

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

- **Kothbane Ramlia Debech-1 (SODEPS)** dans la concession MLD : notification en mai 2012.
- **Jinane-1 (OMV)** dans le permis Jeneine Nord : réalisation le 28 mai 2012.
- **Amani-1 (OMV)** dans le permis Anaguid : notification en Août 2012.
- **Arij-1 (OMV)** dans le permis Jeneine Sud : réalisation le 01 Août 2012.



Forage au champ Bir B. Tartar

**Le forage de onze (11) puits de développement :** Les travaux de développement ont été effectués dans les concessions : Bir Ben Tartar, Chourouq, MLD, Adam et Chergui :

| Concession (Opérateur) | Puits           | Entrepreneur (Rig) | Début du Forage | Fin du Forage | Résultats   |
|------------------------|-----------------|--------------------|-----------------|---------------|---|
| Bir B.Tartar (STORM)   | TT-9 (Onshore)  | Foradex 14         | 11-02-2012      | 11-03-2012    | Profondeur : 1510 m Ordovicien; 260 bbls/j                                  |
|                        | TT-16 (Onshore) | Foradex 14         | 20-05-2012      | 27-06-2012    | Profondeur : 2435 m Ordovicien 800 bbls/j. Déclin après 5 mois : 400 bbls/j |





## Exploration

| Concession (Opérateur) | Puits                | Entrepreneur (Rig) | Début du Forage | Fin du Forage | Résultats  |
|------------------------|----------------------|--------------------|-----------------|---------------|--|
|                        | TT-13 (Onshore)      | Foradex 14         | 07-07-2012      | 23-08-2012    | Profondeur : 2637 m Ordovicien; 3000 bbls/j. Déclin après 4 mois : 750 bbls/j                      |
|                        | TT-11 (Onshore)      | Foradex 14         | 01-09-2012      | 14-10-2012    | Profondeur : 2753 m Ordovicien 600 bbls/j  |
|                        | TT-10 (Onshore)      | Foradex 14         | 19-10-2012      | 22-11-2012    | Profondeur : 2671 m Sanrhar (Ordovicien)   |
| Chourouq (OMV)         | Waha -3 (Onshore)    | H&P 228            | 25-10-2012      | 17-12-2012    | Profondeur : 3645 m Acacus et Tannezuft Tagi. 800 bbls/j avec GL                                   |
|                        | Shaheen-2 (Onshore)  | H&P 242            | 08-01-2012      | 22-02-2012    | Profondeur : 3713 m Acacus/Ordovicien; 3600 bbls/j   |
| Chergui (PETROFAC)     | Chergui-6 (Onshore)  | CTF-06             | 17-07-2012      | 23-08-2012    | Profondeur : 1423 m Lower Reineche; 8 MM Scf/j   |
|                        | Chergui-8 (Onshore)  | CTF-06             | 11-09-2012      | 18-12-2012    | Profondeur : 2271 m Lower Reineche, Intra Souar. Pas encore testé                                  |
| MLD (SODEPS)           | Laarich A2 (Onshore) | H&P 228            | 03-03-2012      | 20-05-2012    | Profondeur : 4280 m Ordovicien 280 bbls/j  |
| ADAM (ENI)             | El Azel N2 (Onshore) | Pergemine AZ-11    | 09-01-2012      | 31-03-2012    | Profondeur : 4149 m Silurien Acacus A/B et Tannezuft 1070 bbls/j. Déclin après 7 mois : 500 bbls/j |

## ETUDES

## EXPLORATION

## Exploration

Dans l'objectif de mieux valoriser le domaine minier tunisien et de mieux optimiser le taux de succès en exploration dans les différentes régions, plusieurs projets ont été entamés durant l'année 2012. Ces projets ont pour objectifs l'évaluation du potentiel pétrolier du sous-sol national, le calcul des ressources de tous les réservoirs prouvés et potentiels ainsi que la génération de nouvelles idées visant à mieux orienter l'exploration future.

**Les principaux projets et études réalisés au cours de l'année 2012 :**

- Modèle intégré des réservoirs Eocène (Golfe de Gabès-Région Sfax);
- Potentiel pétrolier du Crétacé inférieur dans le nord tunisien;
- Potentiel en hydrocarbure dans le Bassin Tripolitain (Golfe de Gabès).

**» | ACTIVITES SUR LES BLOCS LIBRES**

- Evaluation géopétrolière du bloc libre 'Malloulech'
- Evaluation géopétrolière du bloc libre 'Tanit'
- Evaluation géopétrolière du bloc libre 'Fkirine'
- Evaluation géopétrolière du bloc libre 'Haffouz'
- Evaluation géopétrolière du bloc libre 'Sidi Salem'

**ETUDES EN COURS**

- \* Apport de l'étude géologique de Djebel Khechem El Artsouma à la compréhension de la genèse des structures NE SW de Bouthadi, Chorbane et Zaremdine; implications pour l'exploration;
- \* Etude du réservoir Serj à Djebel Ballouta et comparaison avec l'Aptien d'Oued Bahloul et Mahdia. (Une mission de terrain a été réalisée pour lever la coupe de l'Aptien de Djebel Ballouta);
- \* Etude géologique de Djebel Mdeker (région d'Enfidha) et implications à l'exploration en offshore Golfe de Hammamet.



Exploration

» | ACTIVITES DE PROMOTION DE L'EXPLORATION

En 2012, sept compagnies internationales ont effectué 09 missions d'informations dans les locaux de l'ETAP.

Ces missions consistaient essentiellement en :

- Des consultations de blocs libres;
- Des informations générales sur les opportunités d'exploration et de production en Tunisie;
- Des informations sur les procédures d'octroi de permis;
- La possibilité de coopération avec l'ETAP : acquisition de projet déjà en production ou en phase de développement et échange d'intérêts.

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

| N° | COMPAGNIES/PAYS           | DATE       | NBRE DE JOUR | BLOCS LIBRES CONSULTES  |
|----|---------------------------|------------|--------------|---|
| 1  | CIOC                      | 03-01-2012 | 4            | C1 ROHIA, C2 GOUR SOUANE, C4 HAFFOUZ, C5 SIDI SALEM, C6 MALLOULECH et N2 SLOUGUIA |
| 2  | DRAGON Oil Ltd.           | 09-01-2012 | 4            | E6 ZAMA, E7 GUELLALA, E9 ZAPHIR et E10 TANIT                                      |
| 3  | OMV                       | 05-03-2012 | 2            | S5 BIR BEN TARTAR   |
| 4  | REPSOL                    | 13-03-2012 | 2            | S5 BIR BEN TARTAR   |
| 5  | ENI TUNISIA<br>BV TUNISIE | 16-03-2012 | 1            | S5 BIR BEN TARTAR   |
| 6  | SHELL PAYS BAS            | 24-05-2012 | 1            | TAGUELMIT S3 et JORF S4   |
| 7  | CIOC                      | 25-06-2012 | 3            | S5 BIR BEN TARTAR , S1 KSAR GHILENE et JORF S4                                    |
| 8  | DRAGON Oil Ltd.           | 28-06-2012 | 1            | MEDJERDA  |
| 9  | DONG                      | 10-10-2012 | 5            | TANIT E10, KORBOUS et PERLA E8  |

## PARTICIPATION AUX CONGRES

- \* Participation et animation du stand ETAP au SALON INTERNATIONAL DU PETROLE ET DES SERVICES (SIPS), du 12 au 15 avril 2012 au Palais des Congrès à Tunis;
- \* Participation au Géo Bahreïn 2012;
- \* Participation au Congrès Mondial de Pétrole Qatar 2012;
- \* Participation à l'AAPG et l'EAGE 2012;
- \* Participation à la SEG 2012.

## Exploration



Stand ETAP au SIPS 2012



## 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

## ACTIVITES DE DEVELOPPEMENT

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 des nouvelles découvertes.

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

### CONCESSION

## HASDRUBAL

#### » | 1- 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. 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. Il est développé comme un projet indépendant de la concession Miskar (100% BG Tunisia).

La concession Hasdrubal contient actuellement, quatre puits horizontaux, ces puits produisent jusqu'à 2,8 millions Nm<sup>3</sup>/j de gaz et jusqu'à 11 000 barils/j d'hydrocarbure liquide ainsi que 600 m<sup>3</sup>/j de propane et 300 m<sup>3</sup>/j de butane.

Les principales unités sont :

- Une plateforme offshore "non habitée" de 4 piles et de 9 slots, installée dans une profondeur d'eau de 62 m;
- Une conduite sous-marine multiphasique de 18" et 110 km reliant la plateforme à l'unité de traitement onshore;
- Un terminal onshore comprenant des unités de traitement installées à côté de l'usine d'Hannibal (appartenant à BGT) pour produire le gaz commercial, condensat et huile aux normes requises pour la commercialisation;
- Une unité d'extraction de GPL ainsi que deux pipelines, un pour le transport du propane et l'autre pour le butane jusqu'à l'unité de stockage et d'export à Gabès.

**ACTIVITES DE  
 DEVELOPPEMENT**

Les effluents suivants sont produits :

- Le gaz 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.

» | **2- Principaux évènements en 2012**

- Redémarrage de l'usine à terre le 01 février 2012 après un arrêt technique d'une période d'environ trois mois dû au mauvais fonctionnement des vannes d'arrêt d'urgence.
- Réduction de la production due au problème de Turbo-Expander en mars 2012.
- Défaillance de deux pompes d'expédition propane en août 2012, livraison du gaz riche à la STEG et utilisation de la pompe «Off-Spec» comme solution temporaire.
- Réparation et réinstallation d'une pompe d'expédition propane en novembre 2012, la réparation de l'autre pompe est en cours.



Plateforme offshore Hasdrubal

## CONCESSION

## ASHTART- REVAMPING

ACTIVITES DE  
DEVELOPPEMENT

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%.

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

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

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.

## » | 1- 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.



Plateforme offshore Ashtart



**ACTIVITES DE  
 DEVELOPPEMENT**

» | **2- 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 ».

» | **3- Avancement du projet**

- \* L'avancement physique global du projet à la fin du mois de décembre 2012 est de 76,63%.
- \* L'avancement des études de détails est de 95%.
- \* Tous 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 2012 :

- Achèvement du renforcement des structures des ponts de la plateforme ASPF2.
- Extension des ponts ASPF2 par des structures modulaires pré-assemblées à terre.
- Transport, levage et Installation de tous les équipements.
- Installation des J Tubes destinés à recevoir le nouveau câble sous-marin entre PF2 et PF3.

La fin du projet est programmée à la fin du mois de décembre 2013.

**CONCESSIONS**

**MAAMOURA ET BARAKA**

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

Ce développement est un exemple d'une synergie de développement entre deux concessions distinctes.



Plateforme offshore  
 Maâmoura

ACTIVITES DE  
DEVELOPPEMENT

Le développement 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 situé 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> de condensat par jour et de 80 tonnes de GPL par jour.

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 de production pour les champs de Maâmoura et Baraka, consiste à :

- La construction des abris pour les machines rotatives;
- L'installation de deux pompes d'expédition du brut depuis la plateforme;
- Le système de lutte contre l'incendie;
- L'installation d'un second groupe électrogène sur la plateforme;
- L'amélioration de la génération électrique au CPF;
- L'installation d'une nouvelle unité Amine.

## CONCESSION

## COSMOS

Le champ COSMOS est un gisement offshore d'huile et de gaz associé, situé dans le golfe de Hammamet détenu par ETAP, Storm et NZOG, il est situé à 45 Km de la côte à une profondeur d'eau de 120 m.



ACTIVITES DE  
DEVELOPPEMENT

» | Développement

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

- La location d'une unité de traitement, production et stockage (FPSO);
- Forer deux puits, un puits destiné à la production et l'autre à l'injection d'eau à partir d'une plateforme de forage avec 8 slots;
- La construction d'une plateforme de forage et de têtes de puits;
- La connexion de la plateforme avec l'unité FPSO serait assurée par trois flowlines (fluide, injection eau et injection gaz).

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

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

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

- \* La plateforme des têtes de puits.
- \* Le forage et complétion.
- \* 'Flowlines' & 'Risers'.
- \* 'Reservoir Engineering'.
- \* 'FPSO'.

Les études du FEED sont achevées au dernier trimestre de 2012.

Ces études ont permis la préparation des cahiers des charges des appels d'offres des différents composants (équipements et services de forage et complétion, rig, flowlines, Plateforme de tête de puits, FPSO, Système d'amarrage...).

Il est à noter que la concession COSMOS comporte plusieurs prospects dont les quantités en place «OOIP» sont considérables et qui ont besoin d'être mieux explorées et prouvées, c'est ce qui explique le recours à une plateforme à 8 slots pour le forage. L'exploration est planifiée pour 2015/2016 par la réalisation d'une acquisition sismique 3D pour 276 km<sup>2</sup> ainsi qu'un forage d'exploration dans la partie ouest de la concession.

Le développement de COSMOS South est prévu pour 2013/2014 avec première production au 3<sup>ème</sup> trimestre 2014.



## CHAMP

## BIR BEN TARATAR

ACTIVITES DE  
DEVELOPPEMENT

## » | 1- 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 en 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.

## » | 2- Développement

Depuis l'octroi de la concession BBT, dix puits ont été forés à savoir TT#4, TT#5, TT#6, TT#7, TT#8, TT#9, TT#16, TT#13, TT#11 et TT#10. 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 de l'huile se fait par camions citernes jusqu'à la Skhira.

## » | 3- Principaux évènements en 2012

- \* Forage et complétion de cinq puits (1 vertical et 4 horizontaux) à savoir : TT#9, TT#16, TT#13, TT#11 et TT#10.
  - \* Installation d'une « jet pump » dans le puits TT#2 pour essayer l'efficacité de cette méthode d'activation après échec de la méthode « Sucker rod ».
- L'activation par « jet pump » a donné des résultats satisfaisants et serait adoptée pour les puits futurs à activer.

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



Forage de développement  
à Bir B. Tartar



ACTIVITES DE  
DEVELOPPEMENT

CONCESSION

DORRA

» | 1- Présentation

Le champ DORRA du permis Anaguid est une concession onshore situé à 100 km Sud-est Remada. 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 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 de l'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.

» | 3- Principaux évènements durant 2012

- Mise en production 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 et continuation de la production durant 2012.

» | 4- Plan futur

- \* L'installation d'une pompe ESP à Mona#1 est planifiée pour 2013.
- \* L'installation d'un pipeline qui relie Dorra concession à Anaguid CPF pour le remplacement du transport par camion.

CONCESSION

NAWARA

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.

## » | Développement

Le développement de la concession Nawara consiste à :

- Produire 2,7 millions m<sup>3</sup>/jour de gaz et plus que 1500 Sm<sup>3</sup>/jour de condensat à partir de 8 puits déjà forés dans la phase exploration;
- Construire un Centre de traitement (CPF) modulaire à côté du site du puits Nawara-1 pour traiter le gaz selon les spécifications du projet STGP 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'au point de raccordement avec le pipe projeté du projet STGP par conduite de 50 Km environ.

Durant l'année 2012, les études de faisabilité (FEED) ont été finalisées.

La date du lancement du projet et de la mise en production est directement liée à celle du projet STGP (South Tunisia Gas Project).

### PROJET STGP

#### (South Tunisia Gas Project)

Ce projet consiste en la valorisation du gaz en provenance de tous les permis et concessions du sud tunisien. L'infrastructure existante composée du pipeline 10'' et l'usine de GPL à Gabès de la STEG ont atteint leurs capacités limites de 1,2 MM Nm<sup>3</sup>/j. Le projet STGP a fait l'objet d'un accord entre les Co-titulaires ETAP, ENI et OMV pour le développement et la réalisation d'une infrastructure de transport et de traitement de gaz en provenance du sud tunisien dans une nouvelle usine qui sera construite à Gabès pour l'extraction du GPL et la production du gaz naturel en vue de livrer 4 millions m<sup>3</sup>/jour à la STEG et d'exporter toute quantité en sus.



Projet de gaz du sud Tunisie

## ACTIVITES DE DEVELOPPEMENT

ACTIVITES DE  
DEVELOPPEMENT

» | Les composantes du projet

- Une station de collecte du gaz des concessions située dans la région de Hammouda. Cette unité collecte le gaz riche sera le point principal d'entrée au pipeline, elle sera connectée aux quatre principales concessions du sud à savoir : Adam, Oued Zar, Chourouq et Nawara.
- Une conduite de longueur 320 Km et de diamètre 28'' reliant la station de collecte de Hammouda à l'unité de traitement de Gabès.
- Une station de traitement de gaz qui sera construite à Gabès pour la production de gaz commercial, du propane, du butane et du condensat.

Le projet est 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.

Les études de pré faisabilité technico-économique de ce projet ont été réalisées en 2009 pour la définition détaillée des composantes du projet et l'estimation du coût de l'investissement.

Le contrat des études d'engineering de base (FEED) confié au bureau d'ingénierie «FLUOR» à Londres a été résilié suite aux difficultés rencontrées et aux longs arrêts des travaux qui sont dus aux événements en Tunisie.

Ces études ont repris, « in-house » avec ENI, basées sur le principe de finaliser le FEED pour le pipeline et élaborer des spécifications fonctionnelles pour le Centre de Traitement de Gaz (GTP) à Gabès.

Suite à la déclaration du Gouvernement d'implanter l'unité de traitement de gaz à Tataouine, les études ont été suspendues, puis la coordination du projet a été attribuée à OMV, après un accord entre les partenaires du Consortium STGP, qui a repris les études à travers le Bureau d'ingénierie «Genesis».

Deux options ont été étudiées :

**Option 1 :** Unité de traitement GTP à Gabès comme initialement programmé, d'une capacité de 4,4 millions de m<sup>3</sup>/j, alimentée en gaz humide par un pipeline de 24'' de diamètre et 320 km de long.

**Option 2 :** Unité de traitement GTP à Tataouine d'une capacité de 4,4 millions de m<sup>3</sup>/j alimentée en gaz humide par un pipeline de 260 km de longueur totale avec des conduites séparées de gaz commercial, du propane et du butane de Tataouine à Gabès de 120 km chacun environ. Les condensats seront transportés par camions citerne jusqu'à Gabès.

L'évaluation économique de cette 2<sup>ème</sup> option est largement défavorable par rapport au scénario initial obligeant les partenaires à discuter les modalités d'aides au financement des coûts additionnels, voire même, renoncer à l'investissement vu le manque de rentabilité du projet.



Les études FEED de ces deux options sont finalisées et les cahiers des charges pour l'acquisition des tubes pour le pipeline principal et pour les vannes de sectionnement sont élaborés.

Attente de directives gouvernementales pour le choix de l'option finale.

La date de mise en gaz est prévue au cours du premier trimestre 2016.

## ACTIVITES DE DEVELOPPEMENT

### CONCESSION

## ISIS

Le gisement ISIS est situé au golfe de Gabès. Vicking Energy Holding Ltd possède 80% des parts de la concession et ETAP possède les autres 20%.

Ce champ a été développé et mis en production de 2001 jusqu'à 2006.

#### » | 1- Développement

Le champ ISIS fera l'objet d'un développement additionnel qui consiste en :

- \* Forage de 4 nouveaux puits et la reprise de 3 puits existants;
- \* Location d'une barge flottante de production et stockage « FPSO ».

Durant l'année 2012, le développement initial à partir de têtes de puits sous marines a été révisé en faveur de l'adoption du concept « Dry-tree » en installant les têtes de puits sur des petites plates-formes monopodes qui peuvent contenir une ou deux têtes de puits.

Malheureusement, une analyse approfondie du sol marin au voisinage d'ISIS a montré que sa qualité est assez mauvaise pour assurer la fixation des monopodes et ses 3 piles d'immobilisation par haubans.

Le retour vers le concept initial a finalement été décidé; soit le concept de têtes de puits sous-marines reliés à l'unité FPSO.

#### » | 2- Principaux évènements durant 2012

- Sélection de la Compagnie de la gestion des Forages.
- Choix du fournisseur de l'unité FPSO (OPS) et signature du contrat de location.
- Choix de l'opérateur de l'unité FPSO et signature du contrat operating and maintenance.
- Démarrage des études d'ingénierie pour la conversion du FPSO.
- Acquisition de deux têtes de puits sous-marines en cours.



ACTIVITES DE  
DEVELOPPEMENT

SECURITE,

SANTE ET ENVIRONNEMENT

» | 1- Conditions de sécurité

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 :

- La mise en place d'un système de Détection Automatique d'Incendie (DAI) dans tous les bâtiments et en particulier dans les laboratoires et les locaux techniques du siège et des annexes grâce à l'implantation de plusieurs détecteurs de température et de fumée;
- Le renforcement des moyens d'extinction fixe et mobile dans l'ensemble des bâtiments;
- L'entretien et la vérification périodique des moyens d'extinction fixe et mobile;
- L'affichage des plans d'évacuation et des consignes de sécurité;
- 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'organisation et la réalisation d'un exercice d'évacuation au CRDP;
- La réalisation de visites d'évaluation HSE aux concessions.



Point de rassemblement au champ Guebiba

ACTIVITES DE  
DEVELOPPEMENT

Durant l'année 2012, le département HSE a réalisé plusieurs missions d'enquête d'incidents/accidents survenus sur les sites de production de différentes concessions.

Parmi les autres actions menées, signalons :

- La participation à des missions d'audit HSE sur les concessions;
- La réalisation d'une mission d'évaluation HSE auprès d'un contractant;
- L'encadrement des projets de fin d'étude universitaires et des stages ouvriers et techniciens;
- La mise à jour de la check-list santé, sécurité et environnement;
- La mise à jour de la rubrique HSEQ du site Web de l'ETAP.

Par ailleurs, le personnel du département HSE a participé à des formations liées aux risques du métier tels que l'étude des dangers, la sécurité incendie, les équipements de protection individuelle et les premiers secours.

De même, le département HSE a participé à des formations et des réunions liées au management et à l'évaluation HSE.

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: les programmes de prévention, le risque chimique, la sécurité dans les bâtiments, la réglementation, les équipements de protection individuelle, la sensibilisation et la formation en matière de santé et de sécurité.

En 2012, le comité a lancé une étude, en collaboration avec l'ISST, sur l'évaluation des conditions d'hygiène, de santé et de sécurité au CRDP visant à analyser les risques professionnels auxquels sont exposés les salariés.

L'année achevée a été aussi marquée par une diminution du nombre d'accidents sur les lieux de travail. Les glissades en étaient les principales causes.

De 2011 à 2012, les accidents déclarés avec arrêt de travail sont passés de 3,84 par million heures de travail à 2,17 enregistrant une baisse de 43,49 %. Ces résultats attestent les efforts accomplis et la détermination de l'ETAP en matière d'organisation et de vigilance.

Pour conforter ce progrès, l'ETAP continuera de déployer les mesures nécessaires dans toutes ses entités afin de parvenir aux meilleures performances.

ACTIVITES DE  
 DEVELOPPEMENT

» | **2- Conditions de santé**

L'année 2012 a été aussi marquée par de nombreuses activités dans le domaine de santé sur les concessions.

Les principales activités se résument comme suit :

- La participation au projet de construction d'un centre médical sur une concession (appel d'offre, suivi et contrôle de la réalisation);
- La mise en place de l'organisation de l'assistance médicale d'urgence sur des sites de forage.

» | **3- Environnement**

L'ETAP dispose depuis sa création de solides et bonnes pratiques environnementales, ces pratiques ont été par la suite renforcées par un intérêt pour la prévention et la protection de l'environnement, de la santé et la sécurité au travail. 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, l'achat de produits locaux et l'intégration des critères environnementaux dans les achats et dans le choix des fournisseurs.

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. Énergie et climat sont deux sujets étroitement liés, ce qui nous impose d'aider à concilier au mieux les objectifs que visent notre entreprise, entre croissance économique et préservation du climat pour les générations à venir. Face à ce dilemme, l'ETAP s'est engagée avec résolution sur deux pistes : la maîtrise de l'énergie, dans ses propres installations et la recherche de solutions techniques comme le captage et le traitement du gaz torché pour réduire l'effet de serre dans l'atmosphère.

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 depuis environ cinq ans en collaboration avec l'ANME à l'identification des opérations de réduction des leurs émissions, notamment dans le cadre du projet MDP.

Ainsi, durant l'année 2012, la concession de Guebiba a été impliquée dans le portefeuille MDP pour valoriser le gaz torché et produire de l'électricité à consommer dans le champ avec la vente du reliquat du gaz traité à la STEG.



ACTIVITES DE  
DEVELOPPEMENT

Actuellement, le projet est dans une phase de préparation de l'appel d'offre pour l'acquisition du matériel de traitement du gaz et de la production d'électricité. Le contrat de vente et d'achat de l'électricité avec la STEG entrera en application durant le premier trimestre 2014.



Réunion de débriefing suite à un exercice d'évacuation



Test des équipements d'extinction de feu sur site de TPS

## 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

## Production

La production d'hydrocarbures (huile, GPL champs et gaz commercial) des concessions ETAP a atteint 4,53 millions tep (2,55 Mtep d'huile, 0,17 Mtep GPL de et 1,81 Mtep de gaz) en 2012 contre 4,19 millions tep en 2011, soit un accroissement d'environ 8%.

### PRODUCTION

#### D'HUILE

La production d'huile (y compris GPL champs et condensat) des concessions ETAP a atteint 21 007 857 bbls en 2012 (2,644 millions TM) contre 20 132 545 bbls en 2011, soit 2,545 millions TM, réalisant ainsi une progression de 4,3%, grâce à l'augmentation de la production de certains champs : Hasdrubal (43%), MLD (33%), Cercina (27%), Sidi El Kilani (43%), la forte progression de Bir Ben Tartar (155%) et l'entrée en production du puits Amani (440 686 bbls), malgré le déclin de la production des champs : Adam (-8%), Ashtart (-11%), Oudna (-85%), Ezzaouia (-11%), Chergui (-12%), Djebel Grouz (-33%), Oued Zar (-9%), Baraka/Maâmoura (-42%), Franig (-17%)...

L'écart positif enregistré en 2012 par rapport à 2011 est dû essentiellement à :

- La baisse du nombre des jours d'arrêt du champ Hasdrubal en 2012 (33 jours), par rapport à 2011 (4 mois et 21 jours).
- L'augmentation de la capacité de production de GPL du champ Hasdrubal.
- Le forage et la fracturation hydraulique de cinq puits de la concession Bir Ben Tartar (TT#9, TT#10, TT#11, TT#13 et TT#16).
- La mise en production de trois puits : LASSE-2, KRD#1 et LA-A#1 dans la concession MLD.
- La mise en production du puits Amani (440 686 bbls).
- La meilleure performance du débit journalier, en 2012, des puits des concessions Dorra, Rhemoura et Cercina.

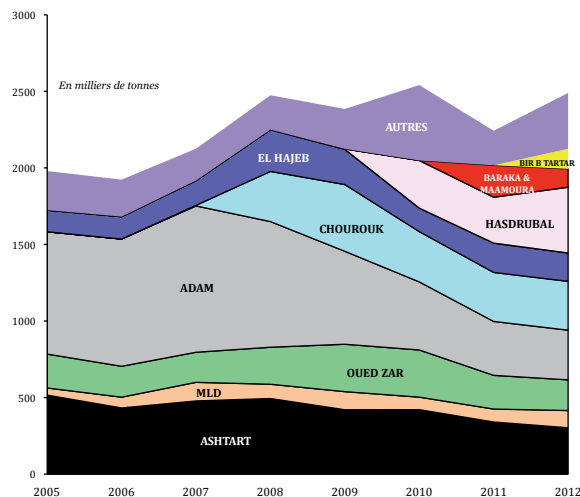
La production de pétrole brut, de GPL champs et de condensat des concessions ETAP arrêtée à la fin du mois de décembre 2012 représente 78,8% de la production nationale, qui est de l'ordre de 3,309 millions de TM, contre 75,7% en 2011.



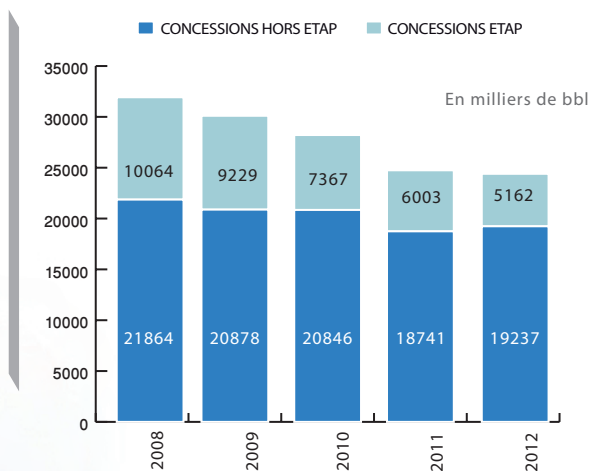
## Production



Pompe à balancier au champ El Hajeb



⚡ Production de Brut et Condensât des Concessions ETAP



⚡ Production Nationale de Brut et Condensât

## PRODUCTION DE GAZ NATUREL

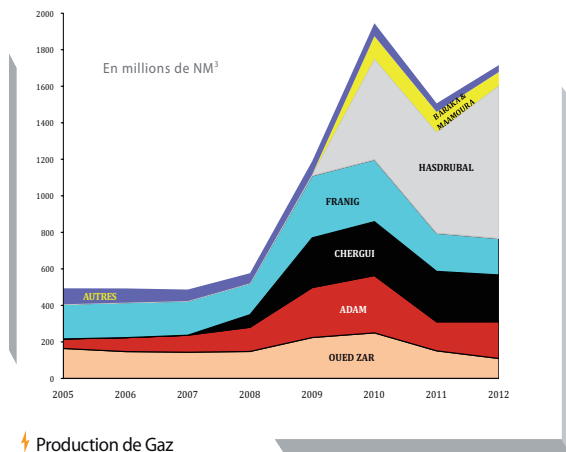
La production de gaz commercial des concessions ETAP s'est élevée en 2012 à 1715,67 millions de NM<sup>3</sup>, contre 1506,14 millions NM<sup>3</sup> réalisés en 2011, accusant un accroissement de 13,9%, cette augmentation est enregistrée grâce à la croissance de la production des gisements: Hasdrubal (+51%), Adam (+26%), Sabria (+74%),

malgré le déclin des champs Oued Zar (-28%), Djebel Grouz (-33%), Baraka/Maâmoura (-31%) et Chergui (-7%).

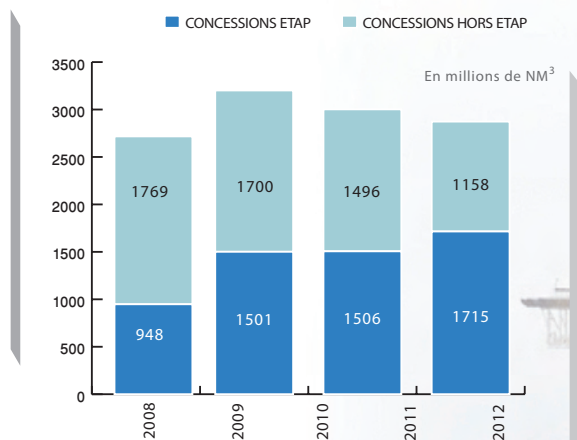
La production cumulée de gaz commercial a enregistré un écart positif de 1% par rapport aux prévisions de clôture de 2012, grâce à la bonne performance des puits d'Hasdrubal après un arrêt de presque 5 mois en 2011 et la réouverture des puits des concessions Franig et Baguel après leurs arrêts en 2011 d'environ 2 mois.

Les quantités de gaz commercial des concessions ETAP arrêtées à la fin du mois de décembre 2012 représentent 59,7% (50,1% en 2011) de la production nationale qui est de l'ordre de 2873,52 millions de NM<sup>3</sup>.

## Production



⚡ Production de Gaz Commercial des Concessions ETAP



⚡ Production Nationale de Gaz Commercial





## 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

## Services

### BASE DE DONNEES

### PETROLIERES ET PATRIMOINE

Les efforts ont été poursuivis en 2012 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, d'environ 150 000 supports, vers un support à haute densité ;
- La vectorisation des sections sismiques et des logs des 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 de 2012 comprend :

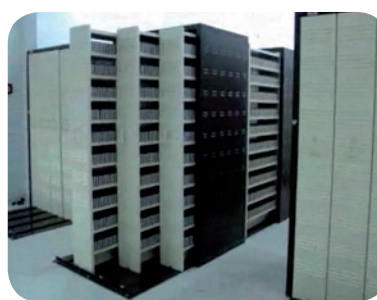
- La poursuite des découpages géologiques (version initiale), la mise à jour des entêtes, la saisie des échantillons de roche et la description lithologique de tous les puits;
- L'indexation de tous les documents techniques (rapports de puits, rapports de synthèse, logs, VSP, et sections sismiques) et 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.

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 bibliothèque, la carothèque et la documentation technique.

## Services

En outre, durant l'année 2012, 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 : APEX, NUMHYD, OMV, EXXOIL, RIGO OIL COMPANY, REPSOL, CFTP, SHELL EXPLORATION & PRODUCTION, STORM VENTURES INTERNATIONAL, ALPINE OIL & GAS, COOPER ENERGY, WPM INTERNATIONAL, CIRCLE OIL, SHELL TUNISIA OFFSHORE, ECUMED PETROLEUM, DNO, NZOG, SEREPT, STEG, ONM, DGRE, 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 vectorisation sismique et diagraphique, la navigation sismique et la consultation des carottes.



Bandothèque technique de l'ETAP

## 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 2012, 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, NUMHYD, STORM, COOPER Energy, PETROFAC, ENI, CETEn, ECUMED, Universités, bureaux d'études...

Ils ont assuré l'encadrement de plusieurs stagiaires dans le cadre de préparation de projet de fin d'étude (PFE) et master ou de thèse.

## 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

# Commercialisation

L'activité de commercialisation des hydrocarbures de l'ETAP, pour l'année 2012, s'est caractérisée par :

- Un déclin en quantité et en valeur des exportations de pétrole brut et de condensat, et ce, suite à l'augmentation de la quantité de brut cédée à la STIR par rapport à 2011 (principalement Zarzaitine mélange) et à la diminution de la production des champs Ashtart, Baraka, Didon et Oudna ...
- Une augmentation des importations de pétrole brut en volume et en valeur (réouverture de la raffinerie de Bizerte après une longue période d'arrêt en 2011).
- Un important accroissement des achats de gaz naturel algérien (additionnels), en volume et en valeur, soutenu par l'augmentation de la consommation nationale en gaz et la baisse de production du champ Miskar.

## EXPORTATIONS

Les quantités de pétrole brut, de condensat et de propane exportées par ETAP durant l'année 2012 ont été 1,464 millions TM contre 1,578 millions TM en 2011, soit une diminution de 7%, accusant une baisse en valeur de 8% par rapport à l'année précédente, passant de 1359 millions de dollars en 2011 à 1251 millions de dollars en 2012.

### » | Pétrole brut et condensat mélange Miskar/Hasdrubal

Les exportations totales de pétrole brut et condensat Miskar/Hasdrubal ont atteint 1,396 millions TM en 2012 pour une valeur de 1,194 milliards de US\$, contre 1,525 millions TM pour une valeur de 1,314 milliards de US\$ en 2011.

Cette baisse des exportations en quantité de l'ordre de 8,6% est due, d'une part, à la baisse de la production de certains champs comme Ashtart, Oudna et Didon et, d'autre part, à la reprise des activités de raffinage de la STIR.

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

| QUALITE            | 2010  | 2011  | 2012  |
|--------------------|-------|-------|-------|
| ZARZAITINE MELANGE | 1516  | 799,8 | 715,6 |
| ASHTART            | 309   | 227,2 | 203,8 |
| EZZAOUIA MELANGE   | 22    | 22,9  | 30,5  |
| RHEMOURA MELANGE   | 125   | 174,4 | 170,1 |
| DIDON              | 63    | 61,7  | 29,0  |
| OUDNA              | 61    | 31,5  | 36,3  |
| CONDENSAT MELANGE  | 177,5 | 207,6 | 211,5 |
| MISKAR/HASDRUBAL   |       |       |       |

Par ailleurs, l'année 2012 a été marquée par une légère baisse du cours moyen du Brent daté sur le marché international, passant de 112\$/bbl en 2011 à 111\$/bbl en 2012.

En effet, le prix moyen FOB du baril vendu, toutes qualités confondues y compris condensat Miskar/Hasdrubal, a été de 110,233 \$/baril en 2012 contre 111,575 \$/baril en 2011, soit un écart négatif de 1,2%.

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

| QUALITE            | 2010   | 2011    | 2012    |
|--------------------|--------|---------|---------|
| ZARZAITINE MELANGE | 79,996 | 112,668 | 111,635 |
| ASHTART            | 77,880 | 108,758 | 114,958 |
| EZZAOUIA MELANGE   | 81,783 | 125,697 | 107,113 |
| RHEMOURA MELANGE   | 78,997 | 109,864 | 110,352 |
| DIDON              | 73,712 | 114,974 | 112,575 |
| OUDNA              | 79,508 | 128,003 | 110,576 |
| CONDENSAT MELANGE  | 74,818 | 106,983 | 101,958 |
| MISKAR/HASDRUBAL   |        |         |         |

#### » | Condensat Gabès

La quantité du condensat Gabès exportée en 2012 est de 29 mille TM contre 28,2 mille TM en 2011 valorisée respectivement à 25,93 millions de dollars et 25,48 millions de dollars, soit une augmentation de l'ordre de 1,76%.

#### » | Propane Hasdrubal

La quantité de propane Hasdrubal exportée en 2012 est de 38,3 mille TM, en part ETAP/ETAT, pour une valeur de 30,7 millions de US\$ contre 24,9 mille TM en 2011 pour une valeur de 20 millions de US\$, soit une augmentation de 53,8% en volume et 53,5% en valeur.

Commercialisation

**Commercialisation** : Cette augmentation est due aux problèmes techniques rencontrés en 2011 et qui ont engendré un arrêt de production du champ Hasdrubal pendant trois mois.

## IMPORTATIONS

### » | Pétrole brut

Afin de satisfaire les besoins de raffinage de la STIR en pétrole brut, l'ETAP a importé 1105,6 mille TM de brut étranger en 2012 pour une valeur C&F de 959,9 millions de dollars, contre seulement 316,5 mille TM durant 2011 pour une valeur de 280,3 millions de dollars, le volume des importations de brut étranger a presque triplé en 2012.

Cette forte croissance en quantité est due au retour du fonctionnement normal de la raffinerie de Bizerte. Toutefois, le prix moyen annuel à l'importation est passé de 118,46 \$/baril en 2011 à 115,839 \$/baril en 2012.

### » | Gaz Naturel

Les achats de gaz naturel (contractuels et additionnels) auprès de la société algérienne SONATRACH livrés à la STEG se sont élevés à 1,644 millions tep (1,752 milliards NM<sup>3</sup>) en 2012 pour une valeur FOB de 898 millions de dollars (1413 millions de dinars) contre 1,164 millions tep en 2011 pour une valeur de 562 millions de dollars, soit un accroissement de 41,2% en quantité (augmentation de la consommation nationale et baisse de la production du champ Miskar) et de 59,8% en valeur (le prix moyen de la tep de gaz algérien importée est passé de 482,708 \$/tep en 2011 à 546,300 \$/tep en 2012).

### Autres opérations commerciales réalisées par ETAP en 2012 :

- La cession à la STIR de 1756,3 mille TM de pétrole brut dont 748,7 mille TM de pétrole brut d'Azerbaïdjan, 357 mille TM de brut libyen et 650,6 mille TM de pétrole brut tunisien;
- La vente à la STIR de 29 mille TM de butane Hasdrubal pour une valeur de 26,6 millions de US\$, 878 TM de propane Hasdrubal pour une valeur de 664 mille US\$ et 4,3 mille tonnes de GPL (Maâmoura et Baraka).
- La vente à la STEG, en plus du gaz algérien (1,644 millions tep), de 882 mille tep de gaz tunisien provenant des champs : Hasdrubal, Oued Zar, Adam, Franig/Baguel, Sabria, Djebel Grouz, Chergui, Maâmoura, Baraka et de gaz pseudo liquide.
- La vente de 16 mille TM de co<sub>2</sub> à la société UTIQUE GAS.
- La commercialisation par ETAP de 9,05 mille TM de pétrole brut tunisien revenant à certains partenaires.

## 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

# Ressources Humaines

Au niveau des ressources Humaines, les faits saillants de l'année 2012 sont les suivants :

- Recrutement d'une promotion de 32 ingénieurs géophysiciens formés dans le cadre d'un mastère en géophysique pétrolière en collaboration avec la faculté des sciences de Tunis.
- Expertise technique du bâtiment de l'ancien siège social de l'ETAP sis à l'avenue Kheireddine Pacha, avec reprise des cahiers des charges relatifs au choix du groupement d'architectes pour l'étude, et le choix aussi des contrôleurs techniques dans le cadre du réaménagement de l'ancien siège.
- Achèvement de la formation «Energy Management Development Program» (EMDP) composée de 10 modules au profit de 38 cadres dirigeants du secteur tunisien de l'énergie, en collaboration avec l'école des HEC de Montréal-Canada.
- Formation du personnel de l'ETAP en langue anglaise en collaboration avec AMIDEAST.
- Encadrement de 711 stagiaires (thèses de doctorat, projets de fin d'études et mastères) dans le cadre de la collaboration avec l'Université Tunisienne.
- Création d'un nouveau syndicat au sein de l'ETAP «Syndicat des cadres techniques» dépendant de la centrale syndicale «Union des Travailleurs Tunisiens».

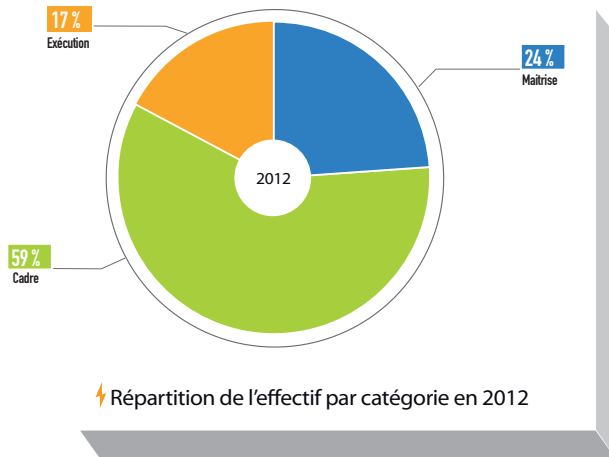
## EFFECTIFS

L'effectif en 2012 a atteint 800 employés contre 789 en 2011, soit une légère hausse de 1,4%.

Par ailleurs, le taux d'encadrement qui est de 58,5% et la répartition du personnel par situation administrative n'ont pas connu de changement significatif par rapport à l'année dernière.

|              | 2008       | 2009       | 2010       | 2011       | 2012       |
|--------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Cadre        | 421        | 418        | 430        | 442        | 468        |
| Maitrise     | 199        | 202        | 207        | 202        | 194        |
| Exécution    | 64         | 71         | 71         | 145        | 138        |
| <b>TOTAL</b> | <b>684</b> | <b>691</b> | <b>708</b> | <b>789</b> | <b>800</b> |

## Ressources Humaines



### FORMATION

## PROFESSIONNELLE

Durant l'année 2012, l'ETAP a consolidé ses efforts de formation au profit de l'ensemble de son personnel. Un budget de formation de 1,3 millions de dinars a été alloué pour renforcer les acquis dans les domaines techniques en vue de répondre aux exigences du secteur.



Formation au profit du personnel



**POLITIQUE**

**SOCIALE**

Dans le cadre de la politique de concertation et de dialogue social, l'année 2012 a été marquée par la multiplication des réunions et des rencontres avec les partenaires sociaux. Ces réunions ont touché différents volets de la vie de l'entreprise.

Au niveau social, les actions réalisées en 2012 ont permis une consolidation de la politique de l'entreprise en matière de médecine préventive du travail et d'amélioration des prestations sociales.

Le fonds social a continué sa contribution au financement des différentes opérations de prêt, de restauration et d'aide au profit du personnel.

Par ailleurs, les activités sportives et socioculturelles se sont développées (Association sportive et amicale).

Parmi ces activités nous citons :

- Séjour des familles pendant les vacances scolaires dans les hôtels et les résidences touristiques;
- Manifestations culturelles au profit des enfants et familles du personnel;
- Organisation des tournois sportifs pour adultes et enfants;
- Journées pour les retraités et les lauréats des enfants du personnel.



Cérémonie de remise des prix aux lauréats des enfants du personnel présidée par le PDG de l'ETAP Mr Mohamed AKROUT

POLITIQUE

DE BONNE GOUVERNANCE

Le Conseil d'administration N° 172 et la Direction Générale de l'ETAP ont exprimé leur intérêt pour appliquer les bonnes règles de gouvernance conformément aux standards internationaux. Une cellule a été créée au sein de la Direction Générale pour piloter ce projet.

L'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.

L'ETAP a adhéré en décembre 2012 au Pacte Mondial des Nations Unies, un ensemble de valeurs fondamentales, dans les domaines des droits de l'homme, des normes de travail, de l'environnement et de lutte contre la corruption.



| Indicateurs d'engagements dans les communautés locales 2012                               | Montant (Mille DT) |
|---|--------------------|
| Financement du programme d'emploi dans les communautés                                    | 1 099,412          |
| Financement de projets sociaux dans les communautés                                       | 793,957            |
| Dons pour le développement économique local   | 377,000            |
| Subventions aux communautés et associations œuvrant pour la protection de l'environnement | 145,518            |
| Renforcement des infrastructures éducatives, sportives et de santé                        | 105,375            |
| <b>TOTAL</b>  | <b>2 521,262</b>   |



Acquisition d'une ambulance pour un hôpital d'une délégation située au Sud (juillet 2012)



Financement d'une campagne de nettoyage dans une communauté locale (septembre 2012)

## 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

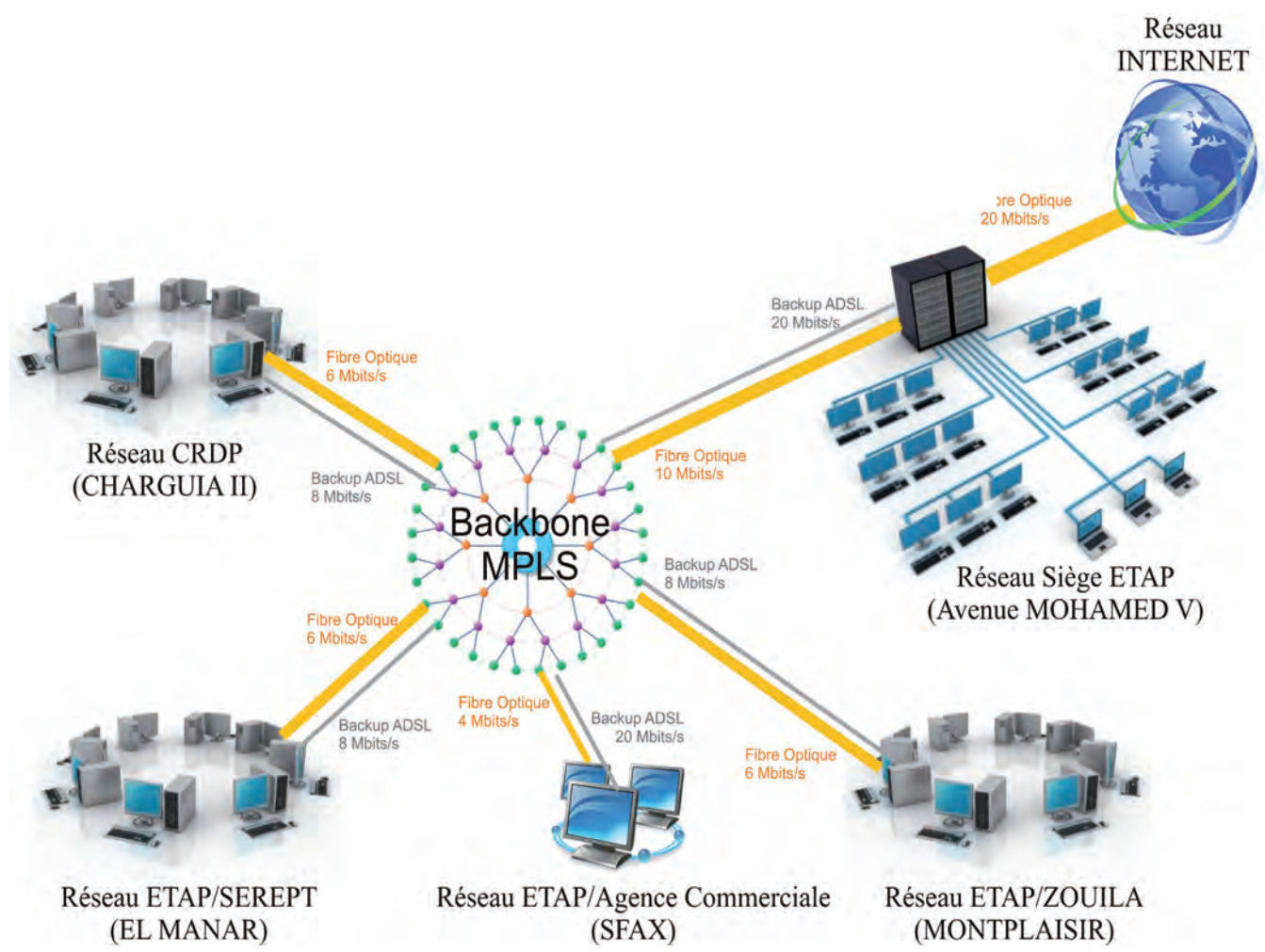
# Informatique

Les principales actions réalisées par la direction informatique durant l'année 2012 sont :

- L'implémentation d'une solution de virtualisation des serveurs et de stockage des données. Cette technologie émergente, permet 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. Source d'économies indéniables, cette technologie permet de fournir à la demande autant de serveurs que de ressources informatiques nécessaires. Une fois virtualisées, les ressources n'en sont en effet que plus faciles à gérer et à optimiser en particulier avec la mise en place d'une baie de stockage centralisée et hautement sécurisée supportant des volumes de données très importants.
- Migration du réseau étendu WAN (Wide Area Network) vers un réseau de nouvelle génération IP VPN sur MPLS (Multi-Protocol Label Switching). Cette migration va permettre la convergence de services de type données, voix et vidéos sur un unique réseau. Les avantages d'une telle architecture réseau sont une diminution des coûts de fonctionnement et de maintenance, de meilleures performances, une plus grande flexibilité et une facilitée d'intégration et de contrôle. Le 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.
- Connexion du site central Mohamed V avec la Backbone MPLS via une connexion en Fibre Optique à 10 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.
- Passage à la version Web de l'application Intranet (Lotus notes et mail manager).



# Réseau WAN/MPLS de l'ETAP





## 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



# Résultats Financiers

## Résultats Financiers

Les principaux résultats financiers de l'exercice 2012 ont enregistré une nette augmentation par rapport à l'année 2011 due essentiellement à la hausse du prix de vente moyen du brut et à l'augmentation des quantités vendues.

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 2012 ont atteint 2525 MDT contre 1929 MDT en 2011, soit une hausse de 596 MDT. Cette variation provient essentiellement de la commercialisation des hydrocarbures qui a enregistré une hausse de 278 MDT sur le pétrole brut et 314 MDT sur le gaz naturel.

La variation sur brut résulte (1) de la variation du prix de vente moyen qui est passé de 111,07 US\$ en 2011 à 112,77 US\$ en 2012 avec un impact financier positif de 26 MDT; (2) de l'augmentation des quantités commercialisées de 1370 mille barils engendrant un impact financier positif de 234 MDT; et enfin (3) de la variation du cours de change moyen qui est passé de 1,5421 en 2011 à 1,5586 en 2012 générant un impact financier positif de 18 MDT.

Le détail des revenus en milliers de dinars se présente comme suit :

|   | 2011                 | 2012                 |
|---|----------------------|----------------------|
| <b>Ventes Totales</b>                                     | <b>1 722 427,545</b> | <b>2 250 515,838</b> |
| • Locales   | 830 481,626          | 1 229 137,158        |
| • A l'exportation   | 891 945,919          | 1 021 378,679        |
| <b>Produits versés au titre de la redevance en nature</b> | <b>197 454,388</b>   | <b>261 919,358</b>   |
| <b>Commissions</b>  | <b>4 882,767</b>     | <b>6 388,169</b>     |
| • Sur ventes de pétrole brut                              | 3 717,592            | 5 002,138            |
| • Sur ventes de produits finis                            | 1 055,435            | 1 318,122            |
| • Autres  | 109,739              | 67,909               |
| <b>Etudes et prestations de service</b>                   | <b>3 757,551</b>     | <b>5 982,071</b>     |
| • Travaux de laboratoire                                  | 46,665               | 89,596               |
| • Travaux sismiques                                       | 155,962              | 574,531              |
| • Assistance aux concessions                              | 2 712,298            | 4 471,261            |
| • Etudes  | 119,220              | 260,000              |
| • Autres  | 723,404              | 586,682              |
| <b>TOTAL</b>  | <b>1 928 522,252</b> | <b>2 524 805,438</b> |

## Résultats Financiers

### CHARGES

#### D'EXPLOITATION

Le total des charges d'exploitation a connu une hausse de 308,57 MDT, par rapport à l'année précédente résultant des variations aux rubriques suivantes :

- Une variation du stock de brut de (23,18) MDT.
- Une augmentation des achats d'approvisionnements consommés de 97 MDT (passés de 257 MDT en 2011 à 354 MDT en 2012).
- Les frais du personnel ont augmenté de 2,65 MDT.
- Une augmentation des dotations aux amortissements et aux résorptions de 94 MDT (de 532,9 MDT en 2011 à 627,3 MDT en 2012)
- Les dotations aux provisions et les reprises sur provisions dégagent au 31/12/2012 un solde de 20 MDT contre 21 MDT en 2011, enregistrant une diminution de 1 MDT découlant essentiellement de la diminution des provisions pour risques et charges.
- Les impôts et taxes s'élèvent au 31/12/2012 à 304 MDT contre 212 MDT en 2011, ces impôts et taxes se composent essentiellement des redevances proportionnelles à la production qui s'élèvent au 31/12/2012 à 261 MDT contre 198 MDT en 2011 soit une hausse de 63 MDT qui s'explique essentiellement par l'augmentation des revenus.
- Les autres charges d'exploitation ont atteint 13,3 MDT au 31/12/2012 contre 11,4 MDT en 2011, soit une hausse de 1,9 MDT provenant essentiellement des primes d'assurance.

### 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 38 MDT en 2012 contre 26 MDT en 2011 enregistrant une hausse de 12 MDT, provenant essentiellement de la hausse des pertes de change de 11 MDT.
- Les produits de placement ont atteint 22 MDT en 2012 contre 13 MDT en 2011, enregistrant une hausse de 9 MDT.

- Les gains ordinaires sont passés de 0,1 MDT en 2011 à 5,2 MDT en 2012, enregistrant une hausse de 5 MDT.
- Les impôts sur les bénéfices ont atteint au 31/12/2012, 736 MDT contre 499 MDT en 2011, soit une augmentation de 237 MDT, qui résulte essentiellement de l'augmentation nette des impôts pétroliers sur certaines concessions.

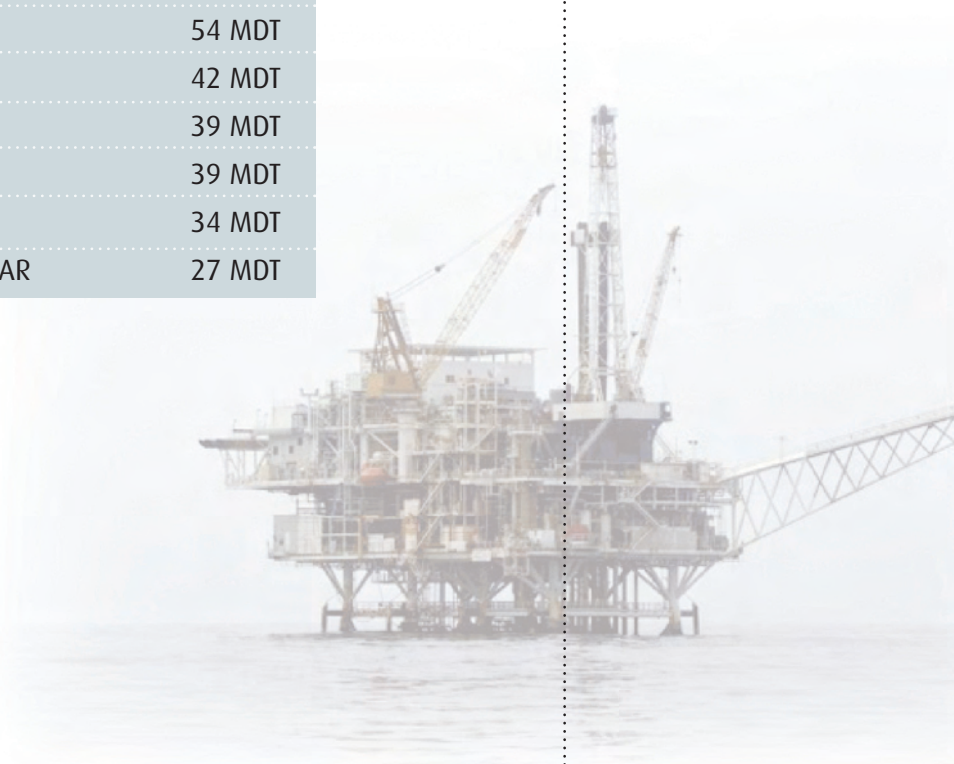
## Résultats Financiers

### RESULTAT NET

Le résultat net de l'exercice 2012 s'élève à 542 MDT contre 378 MDT en 2011 enregistrant une augmentation de 164 MDT.

Ce résultat provient essentiellement des concessions suivantes :

|                |         |
|----------------|---------|
| HASDRUBAL      | 118 MDT |
| ADAM           | 77 MDT  |
| CHOUROUQ       | 63 MDT  |
| OUED ZAR       | 54 MDT  |
| CHERGUI        | 42 MDT  |
| ASHTART        | 39 MDT  |
| FRANIG         | 39 MDT  |
| H.GUEBIBA      | 34 MDT  |
| BIR BEN TARTAR | 27 MDT  |



Résultats  
Financiers

# BILAN

(EN DINAR)

## Actif

Exercice Clos au 31 Décembre

| ACTIFS NON COURANTS                                | NOTE | 2012                     | 2011                     |
|--|------|--------------------------|--------------------------|
| <b>Actifs immobilisés</b>                          |      |                          |                          |
| Immobilisations incorporelles                      | 004  | 831 206 279,446          | 757 702 405,218          |
| Moins amortissements                               |      | -607 378 213,543         | -516 065 508,474         |
|  |      | <b>223 828 065,903</b>   | <b>241 636 896,744</b>   |
| Immobilisations corporelles                        | 005  | 3 307 883 256,673        | 3 075 193 662,423        |
| Moins amortissements                               |      | -2 391 895 916,302       | -1 863 802 473,663       |
|  |      | <b>915 987 340,371</b>   | <b>1 211 391 188,760</b> |
| Immobilisation financières                         | 006  | 156 069 687,098          | 138 190 597,196          |
| Moins provisions                                   |      | 0,000                    | -6 298,500               |
|  |      | <b>156 069 687,098</b>   | <b>138 184 298,696</b>   |
| <b>Autres actifs non courants</b>                  |      |                          |                          |
| Autres actifs non courants & charges reportées     | 007  | 15 423 465,787           | 30 585 198,734           |
| Moins provisions                                   |      |                          |                          |
| <b>Total Actifs non Courants</b>                   |      | <b>1 311 308 559,159</b> | <b>1 621 797 582,934</b> |
| <b>ACTIFS COURANTS</b>                             |      |                          |                          |
| Stocks   | 008  | 79 997 314,022           | 77 800 513,642           |
| Moins provisions                                   |      | -3 490 695,878           | -3 713 562,836           |
|  |      | <b>76 506 618,144</b>    | <b>74 086 950,806</b>    |
| Clients & comptes rattachés                        | 009  | 993 645 993,839          | 554 508 891,498          |
| Moins provisions                                   |      | -4 934 354,506           | -2 854 884,602           |
|  |      | <b>988 711 639,333</b>   | <b>551 654 006,896</b>   |
| Etat   | 010  | 1 599 879 427,954        | 249 560 717,016          |
| Comptes courants des associations pétrolières      | 011  | 270 180 767,563          | 229 527 136,025          |
| Moins provisions                                   |      | -15 714 147,010          | -15 714 147,010          |
|  |      | <b>254 466 620,553</b>   | <b>213 812 989,015</b>   |
| Autres actifs courants & comptes de régularisation | 012  | 13 193 044,936           | 8 272 246,364            |
| Moins provisions                                   |      | -5 200 475,364           | -5 201 739,564           |
|  |      | <b>7 992 569,572</b>     | <b>3 070 506,800</b>     |
| Placements et autres actifs financiers             | 013  | 7 292 867,438            | 2 285 935,842            |
| Liquidités et équivalents de liquidités            | 014  | 977 413 736,334          | 1 665 989 978,642        |
| Moins provisions                                   |      | -2 486,508               | -2 486,508               |
|  |      | <b>977 411 249,826</b>   | <b>1 665 987 492,134</b> |
| <b>Total Actifs Courants</b>                       |      | <b>3 912 260 992,820</b> | <b>2 760 458 598,509</b> |
| <b>Total Actifs</b>                                |      | <b>5 223 569 551,979</b> | <b>4 382 256 181,443</b> |

# BILAN

(EN DINAR)

## Capitaux Propres et Passifs

**Exercice Clos au 31 Décembre**

| CAPITAUX PROPRES                         | NOTE | 2012                     | 2011                     |
|--|------|--------------------------|--------------------------|
| 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 | 1 265 525 342,269        | 1 065 817 545,109        |
| Résultats reportés                       | 15-4 | 85 117 087,624           | 85 117 087,624           |
| Résultat de l'exercice                   | 15-5 | 542 375 607,354          | 377 956 933,055          |
| <b>Total Capitaux Propres</b>            |      | <b>2 062 523 095,247</b> | <b>1 698 396 623,788</b> |
| <b>AUTRES PASSIFS</b>                    |      |                          |                          |
| <b>Passifs non courants</b>              |      |                          |                          |
| Total passifs non courants               |      | 394 079 110,611          | 611 500 610,608          |
| Emprunts ETAP                            | 16-1 | 240 487 467,655          | 476 001 726,250          |
| Emprunts ETAT                            | 16-3 | 58 967 832,000           | 58 967 832,000           |
| Provisions pour risques & charges        | 017  | 92 258 333,690           | 74 132 996,617           |
| Ecart de conversion passif               | 16-2 | 2 365 477,266            | 2 398 055,741            |
| <b>Passifs courants</b>                  |      |                          |                          |
| Total passifs courants                   |      | 2 766 967 346,121        | 2 072 358 947,047        |
| Fournisseurs & comptes rattachés         | 018  | 337 783 820,493          | 230 138 343,483          |
| Etat                                     | 019  | 1 371 141 501,699        | 930 489 537,100          |
| Compte courant des asso.pétrolières      | 020  | 761 508 279,329          | 620 679 474,996          |
| Autres passifs courants                  | 021  | 41 774 206,646           | 22 027 839,369           |
| Emprunts                                 | 022  | 254 759 537,954          | 269 023 752,099          |
| <b>Total Autres Passifs</b>              |      | <b>3 161 046 456,732</b> | <b>2 683 859 557,655</b> |
| <b>Total Capitaux Propres et Passifs</b> |      | <b>5 223 569 551,979</b> | <b>4 382 256 181,443</b> |



Résultats  
Financiers



## ETAT DE RESULTAT

(EN DINAR)

Exercice Clos au 31 Décembre

| PRODUITS D'EXPLOITATION                               | NOTE | 2012                      | 2011                      |
|---|------|---------------------------|---------------------------|
| Revenus   | 024  | 2 524 805 438,232         | 1 928 522 252,682         |
| Autres produits d'exploitation                        | 025  | 114 570 918,387           | 5 322 272,852             |
| <b>TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION</b>              |      | <b>2 639 376 356,619</b>  | <b>1 933 844 525,534</b>  |
| CHARGES D'EXPLOITATION                                |      |                           |                           |
| Variation stocks de pétrole brut                      | 026  | -4 165 908,990            | 19 012 317,950            |
| Achats d'approvisionnement                            |      | -360 537 184,562          | -259 913 559,009          |
| Variation stocks d'approvisionnement                  |      | 6 362 709,370             | 1 934 553,367             |
| <b>Achats d'approvisionnement consommés</b>           | 027  | <b>-354 174 475,192</b>   | <b>-257 979 005,642</b>   |
| Charges de personnel                                  | 028  | -23 566 229,147           | -20 920 161,689           |
| Dotations aux amortissements et résorptions           | 029  | -627 285 015,665          | -532 934 356,238          |
| Dotations aux provisions/Reprise sur provisions       | 030  | -20 618 946,307           | -21 751 626,058           |
| Impôts et taxes                                       | 031  | -304 073 713,753          | -212 603 037,967          |
| Autres charges d'exploitation                         | 032  | -13 335 999,436           | -11 473 055,974           |
| <b>TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION</b>               |      | <b>-1 347 220 288,490</b> | <b>-1 038 648 925,618</b> |
| <b>RESULTAT D'EXPLOITATION</b>                        |      | <b>1 292 156 068,129</b>  | <b>895 195 599,916</b>    |
| Charges financières nettes                            | 033  | -38 471 679,512           | -26 334 974,000           |
| Produits de placement                                 | 034  | 22 250 772,250            | 13 211 919,048            |
| Autres gains ordinaires                               | 035  | 5 210 801,530             | 132 229,265               |
| Autres pertes ordinaires                              | 036  | -1 806 446,833            | -4 318 102,599            |
| <b>RESULTAT DES ACTIVITES ORDINAIRES AVANT IMPOTS</b> |      | <b>1 279 339 515,564</b>  | <b>877 886 671,630</b>    |
| Impôts sur les bénéfices                              | 037  | -736 963 908,210          | -499 929 738,575          |
| <b>RESULTAT DES ACTIVITES ORDINAIRES APRES IMPOTS</b> |      | <b>542 375 607,354</b>    | <b>377 956 933,055</b>    |
| Éléments extraordinaires                              |      |                           |                           |
| <b>Résultat net de l'exercice</b>                     |      | <b>542 375 607,354</b>    | <b>377 956 933,055</b>    |
| Effets des modifications comptables (net d'impôts)    |      | 0,000                     |                           |
| <b>RESULTAT APRES MODIFICATIONS COMPTABLES</b>        |      | <b>542 375 607,354</b>    | <b>377 956 933,055</b>    |



Tunis, le 25 Juin 2013

**Messieurs les membres du Conseil d'Administration de  
L'Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières**

### RAPPORT GENERAL

En exécution du mandat qui nous a été confié par votre conseil, Nous avons effectué l'audit des états financiers ci-joints de l'Entreprise Tunisienne d'Activités pétrolières, comprenant le bilan au 31 décembre 2012, ainsi que l'état de résultat, l'état des flux de trésorerie pour l'exercice clos à cette date, et des notes contenant un résumé des principales méthodes comptables et d'autres notes explicatives, dégageant un total net du bilan de **5.223.569.552 DT**, et un résultat bénéficiaire de **542.375.607 DT**.

La direction est responsable de l'établissement et de la présentation sincère de ces états financiers, conformément au Système Comptable des Entreprises Tunisien. Cette responsabilité comprend : la conception, la mise en place et le suivi d'un contrôle interne relatif à l'établissement et la présentation sincère d'états financiers ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, ainsi que la détermination d'estimations comptables raisonnables au regard des circonstances.

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 Internationales d'Audit. Ces normes requièrent de notre part de nous conformer aux règles d'éthique et de planifier et de réaliser l'audit pour 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 fournies dans les états financiers. Le choix des procédures relève du jugement de l'auditeur, de même que l'évaluation du risque que les états financiers contiennent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.





*Audit, Management & Tax Advising*

MEMBRE DE L'ORDRE  
DES EXPERTS COMPTABLES  
DE TUNISIE

EXPERT AUPRÈS DES  
TRIBUNAUX DE TUNIS

En procédant à ces évaluations du risque, l'auditeur prend en compte le contrôle interne en vigueur dans l'entité relatif à l'établissement et la présentation sincère des états financiers afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité de celui-ci.

Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et le 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 recueillis sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Opinion sur les comptes annuels :

A notre avis, les états financiers présentent sincèrement, dans tous leurs aspects significatifs la situation financière de l'Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières au 31 décembre 2012, ainsi que de la performance financière et des flux de trésorerie pour l'exercice clos à cette date, conformément au système comptable des entreprises.

Vérifications spécifiques :

- Nous avons procédé, conformément aux normes de la profession, aux vérifications spécifiques prévues par la réglementation en vigueur. Sur la base de ces vérifications, nous n'avons pas d'observations à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport du Conseil d'Administration.
- Nous avons procédé à l'examen des procédures de contrôle interne relatives au traitement de l'information comptable et à la préparation des états financiers. Nous n'avons pas relevé, sur la base de notre examen, d'insuffisances majeures susceptibles d'impacter notre opinion sur les états financiers.

AMTA - Raja Ismail  
Khaled Kalia  
L'Administrateur Provisoire  
Expert Comptable - Commissaire aux Comptes  
Membre de l'Ordre des Experts Comptables

Tunis, le 25 Juin 2013  
AMTA Raja ISMAIL  
L'Administrateur Provisoire  
KHALED KALIA

## 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



Annexes

PRODUCTION D'HUILE ET DE CONDENSAT  
DES CONCESSIONS ETAP 2012

|                     | SM <sup>3</sup>  | TM               | BBLS              |
|---------------------|------------------|------------------|-------------------|
| ASHTART             | 345 577          | 302 480          | 2 174 716         |
| ADAM                | 402 137          | 324 444          | 2 530 650         |
| OUDNA               | 16 310           | 13 552           | 102 640           |
| OUED ZAR/HMD        | 248 418          | 200 406          | 1 563 294         |
| MLD                 | 137 404          | 112 673          | 864 684           |
| SIDI EL KILANI      | 43 983           | 36 284           | 276 791           |
| FRANIG/BAGUEL/TARFA | 51 315           | 35 621           | 322 776           |
| EZZAOUIA            | 31 139           | 25 371           | 195 958           |
| EL HAJEB/GUEBIBA    | 215 559          | 184 789          | 1 356 510         |
| CERCINA/CERCINA SUD | 67 247           | 59 392           | 423 185           |
| EL AIN/GREMDA       | 37 008           | 30 320           | 232 890           |
| RHEMOURA            | 26 361           | 22 621           | 165 892           |
| SABRIA              | 18 764           | 15 021           | 118 021           |
| DJEBEL GROUZ        | 28 471           | 22 105           | 179 170           |
| CHOUROUQ            | 386 435          | 318 957          | 2 431 837         |
| MAZRANE             | 2 983            | 2 419            | 18 773            |
| CHERGUI             | 19 662           | 13 763           | 123 733           |
| HASDRUBAL           | 559 699          | 429 849          | 3 522 186         |
| MAAMOURA            | 70 485           | 56 682           | 443 561           |
| BARAKA              | 78 719           | 63 164           | 495 378           |
| DORRA               | 36 497           | 30 615           | 229 678           |
| BIR B.TARTAR        | 162 670          | 131 156          | 1 023 682         |
| PUITS AMANI         | 70 028           | 58 053           | 440 686           |
| <b>TOTAL</b>        | <b>3 056 872</b> | <b>2 489 738</b> | <b>19 236 692</b> |

**PRODUCTION DE GAZ COMMERCIAL  
 DES CONCESSIONS ETAP 2012**

Annexes

|                     | MILLIONS<br>NM <sup>3</sup> | MILLIONS<br>SCF | TEP              |
|---------------------|-----------------------------|-----------------|------------------|
| ADAM                | 200,887                     | 7 169           | 240 904          |
| OUED ZAR/HMD        | 109,438                     | 3 999           | 131 912          |
| FRANIG/BAGUEL/TARFA | 202,881                     | 7 572           | 213 906          |
| SABRIA              | 7,558                       | 267             | 7 969            |
| DJEBEL GROUZ        | 26,522                      | 937             | 32 509           |
| CHERGUI             | 256,521                     | 9 064           | 259 402          |
| BARAKA              | 31,636                      | 1 115           | 32 976           |
| MAAMOURA            | 43,200                      | 1 523           | 44 444           |
| HASDRUBAL           | 837,030                     | 29 577          | 846 274          |
| <b>TOTAL</b>        | <b>1 715,672</b>            | <b>61 222</b>   | <b>1 810 295</b> |

**PRODUCTION DE GPL DES CONCESSIONS ETAP 2012**

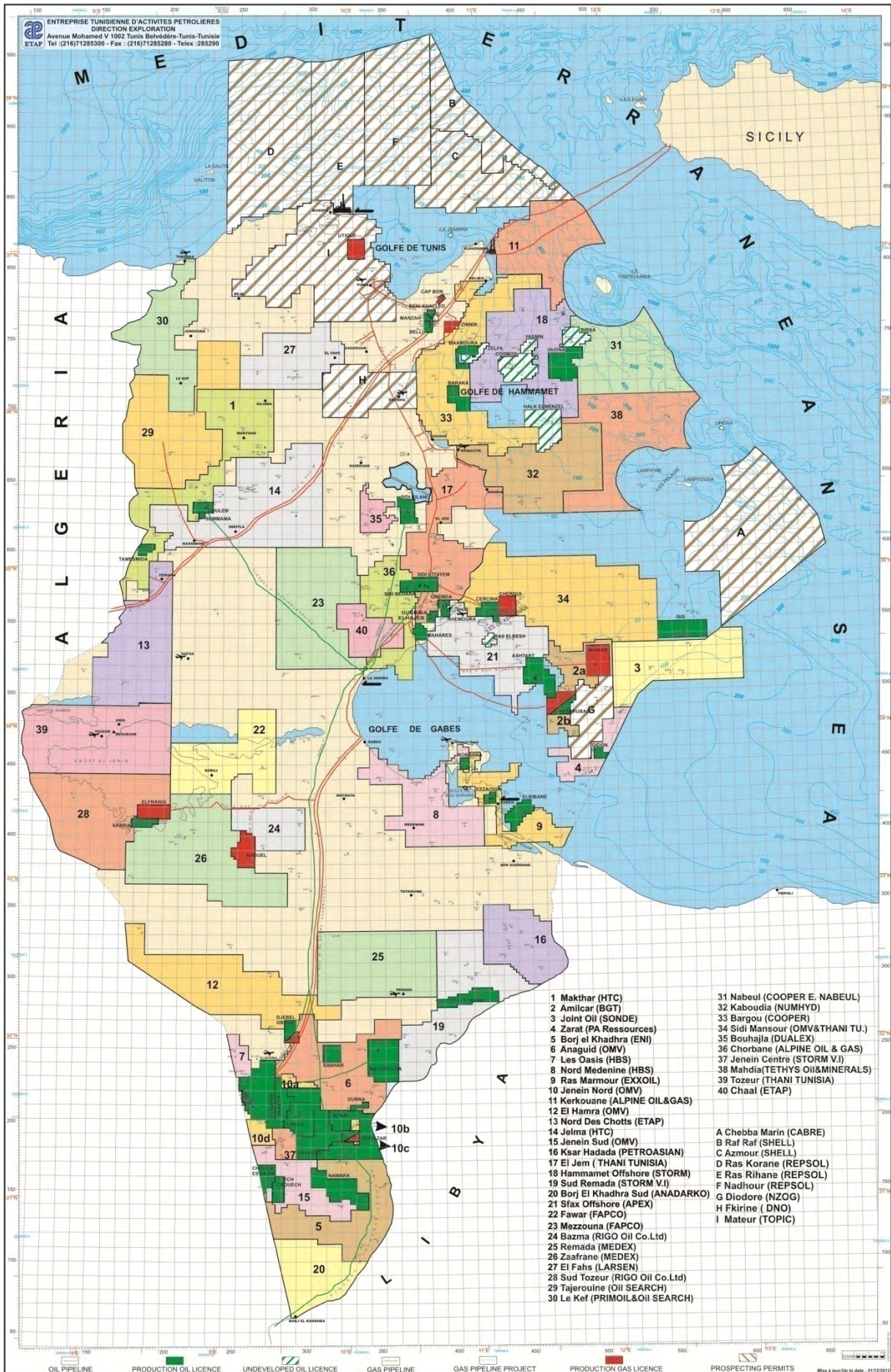
|                     | SM <sup>3</sup> | TM             | BBLS             |
|---------------------|-----------------|----------------|------------------|
| FRANIG/BAGUEL/TARFA | 40 083          | 17 996         | 252 241          |
| BARAKA              | 5 670           | 3 035          | 35 681           |
| MAAMOURA            | 7 185           | 3 846          | 45 217           |
| HASDRUBAL           | 228 512         | 129 869        | 1 438 026        |
| <b>TOTAL</b>        | <b>281 450</b>  | <b>154 747</b> | <b>1 771 165</b> |



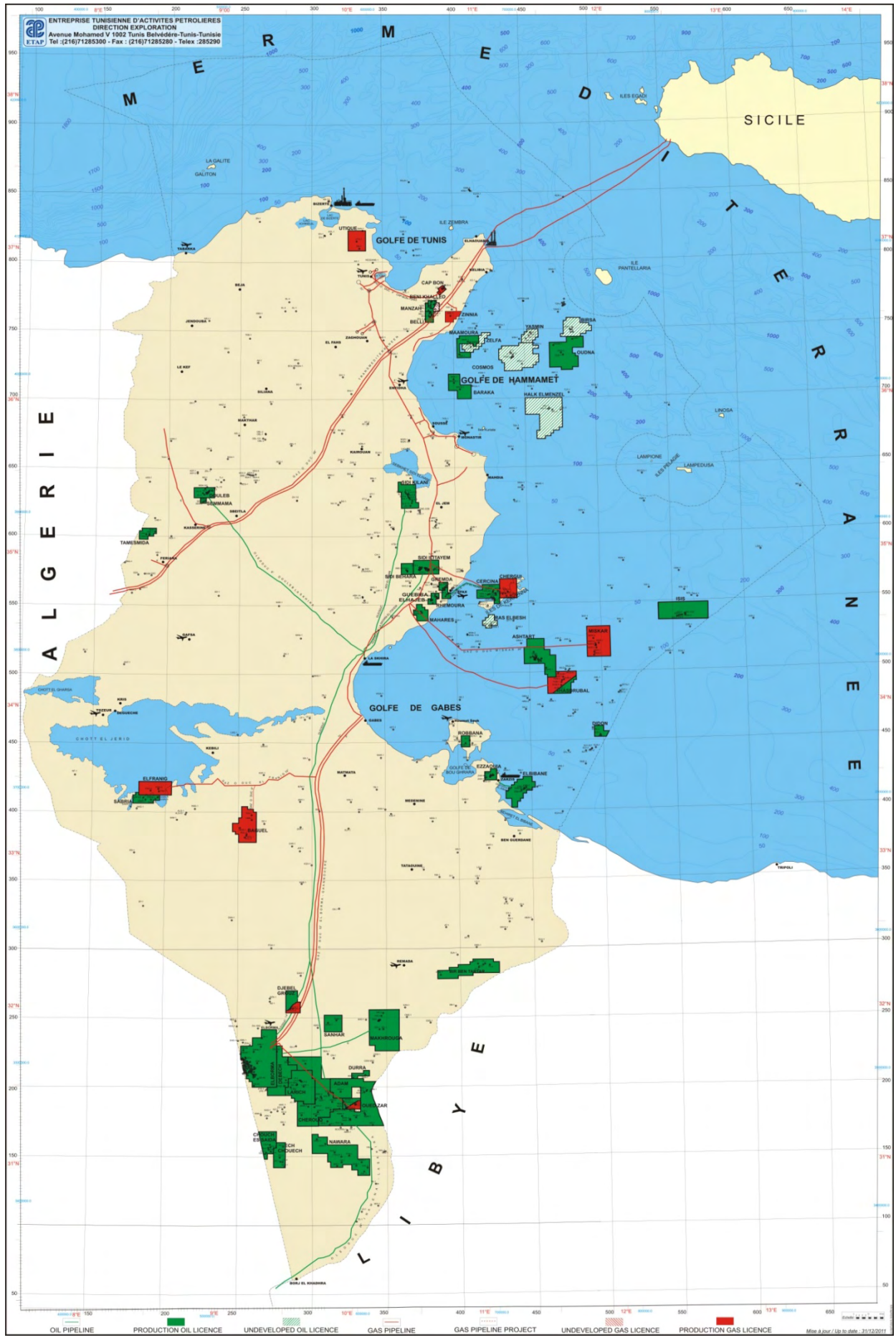
Usine de traitement de gaz Hasdrubal



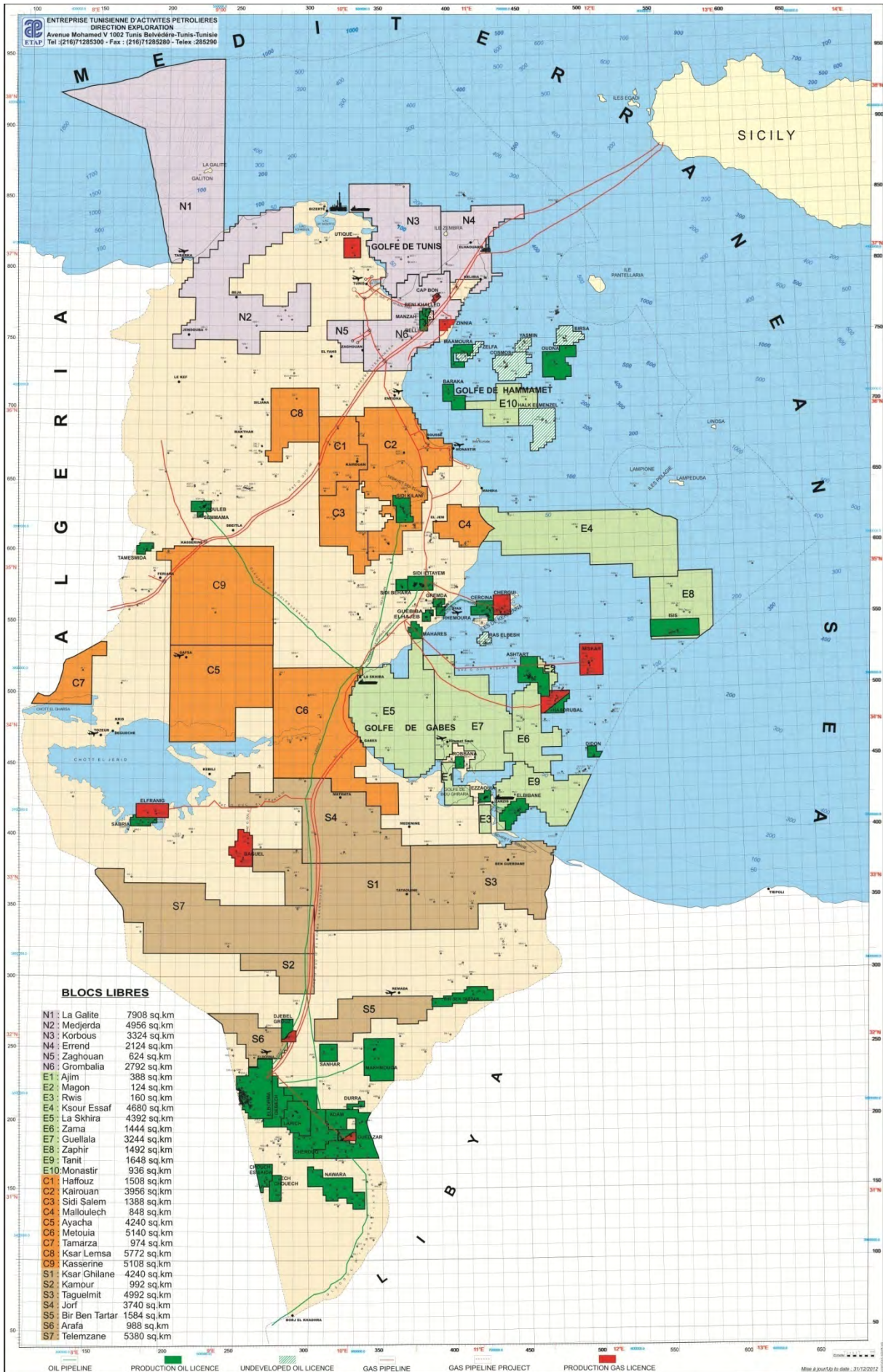
# TUNISIA CONCESSION MAP



# TUNISIA INFRASTRUCTURE MAP



# TUNISIA OPEN ACREAGE MAP









ENTREPRISE TUNISIENNE D'ACTIVITES PETROLIERES

54, Avenue Mohamed V - 1002 Tunis - Tunisie  
Tél : 216 71 28 53 00 - Fax : 216 71 28 52 80  
Site Web : [www.etap.com.tn](http://www.etap.com.tn)