

Hydrocarbures : l'exploration s'intensifie

Gaz, pétrole, schistes : le potentiel du Maroc se précise au fil des travaux menés par l'ONHYM et les compagnies pétrolières. Tour d'horizon des différents prospects en cours d'exploration.

Aujourd'hui, le potentiel de la côte atlantique et de certains bassins onshore se précise.

Ressources : ensemble des volumes d'hydrocarbures contenus dans le sous-sol terrestre, dans les découvertes actuelles exploitées ou non et dans les gisements restant à découvrir.

Réserves estimées : quantités d'hydrocarbures dont l'existence est établie et dont les chances de récupération, dans le cadre des données actuelles de la technique et de l'économie, sont d'au moins 90%.

Réserves probables : quantités de pétrole ayant une probabilité supérieure à 50 % d'être économiquement exploitables. On parle de réserves possibles lorsque cette probabilité tombe à 10%.

Source : IFP Energies nouvelles

Contrairement à ses voisins nord-africains, le Maroc ne dispose pas encore de ressources commercialisables en grande quantité : la satisfaction des besoins énergétiques du Royaume dépend à plus de 95 % des importations d'hydrocarbures. Si des gisements de taille limitée sont exploités dans les régions du Gharb et d'Essaouira depuis le début du 20^e siècle, les bassins sédimentaires du Royaume restent en général largement sous-explorés : la densité des forages ne dépasse pas 0,04 puits/100 km² (contre 10 puits/100 km² en moyenne dans les pays producteurs). Aujourd'hui, le potentiel de la côte atlantique (offshore) et de certains bassins onshore (Tarfaya, Boujdour, Zag) se précise grâce aux travaux menés ces dernières années par l'ONHYM et les opérateurs privés détenteurs de contrats de reconnaissance ou d'exploration.

La nouvelle stratégie mise en place par l'ONHYM depuis 2000 vise en effet à promouvoir l'exploration des hydrocarbures à travers le développement des partenariats et le renforcement de l'expertise de l'Office. Le nouveau Code des hydrocarbures, promulgué en 2000, offre des avantages fiscaux particulièrement avantageux pour attirer les compagnies pétrolières internationales. On peut notamment citer : l'exonération totale de l'IS pendant 10 ans, la part d'intérêt de l'Etat plafonnée à 25%, l'exemption des droits de douane et de TVA pour tous les équipements, matériaux, produits et services. Ces dispositions

font du Maroc un des pays les plus attractifs au monde : pour une société pétrolière, un baril produit au Maroc serait ainsi aussi profitable que la production de 13 barils en Algérie.

La nécessité pour les compagnies pétrolières d'explorer de nouveaux gisements jouent également en faveur du Maroc. Les bassins offshore d'Afrique de l'Ouest ont révélé ces dernières années des ressources de plusieurs milliards de barils, dont l'exploitation est économiquement viable grâce aux évolutions technologiques et à la hausse des cours mondiaux. Le Ghana par exemple est ainsi entré fin 2010 dans le club des pays producteurs de pétrole. Les études réalisées sur certains prospects de l'offshore marocain montrent une grande similitude entre les bassins sédimentaires marocains et ceux en cours d'exploitation au sud du Royaume.

Pour autant, la découverte de ressources importantes ne débouche pas automatiquement sur une exploitation commerciale : l'exploration pétrolière est un processus coûteux, long et risqué. De nombreuses études géologiques et géophysiques sont nécessaires pour définir l'emplacement précis des gisements, suivies de forages d'exploration et de développement. Une étude sismique 2D en onshore coûte entre 60 000 et 100 000 dirhams par kilomètre. Un forage d'exploration onshore peut coûter entre 80 et 120 millions de dirhams. En offshore profond, le coût d'un forage peut dépasser les 800 millions de dirhams...

En 2010, l'ONHYM a ainsi investi 81,5 millions de dirhams dans l'exploration et ses partenaires

Production et consommation d'hydrocarbures en Afrique du Nord

	Pétrole			Gaz		
	Production (bbl/jour)	Consommation (bbl/jour)	Ressources prouvées (bbl/jour)	Production (Cu m)	Consommation (Cu m)	Ressources prouvées (Cu m)
Algérie	2,07 millions	312 000	12,2 milliards	85,15 milliards	29,86 milliards	4,5 billions
Maroc	3938	209 000	680 000	6 millions	560 millions	1,44 milliard
Mauritanie	11 640	20 000	100 millions	0	0	28,32 milliards
Tunisie	83 720	84 000	425 millions	3,5 milliards	4,85 milliards	65,13 milliards
Libye	1,78 million	289 000	46,42 milliards	15,9 milliards	6 milliards	1,54 billion

NB : 1 billion = 1000 milliards

Source : CIA World Factbook

(sociétés pétrolières) environ 745 millions de dirhams. Les premiers résultats sont très prometteurs sur certains prospects et des forages y sont programmés à partir de 2013. Voici un point région par région des principaux gisements en cours d'exploration.

Région Tanger-Larache (offshore)

► **Permis Tanger - Larache (Repsol, opérateur 36 % / Dana 15 % / Gas Natural 24 % / ONHYM 25 %)**

Le permis offshore Tanger-Larache est opéré par la société espagnole Repsol, qui prospecte le potentiel en gaz de la côte africaine et des îles Canaries. En janvier 2009, Repsol et ses partenaires ont réalisé leur premier puit (Anchois 1) sur le permis Tanger-Larache, à une profondeur de 2400 mètres, révélant des ressources estimées à 2,8 milliards de mètres cubes de gaz. Des études sont en cours pour déterminer l'emplacement du prochain forage.

Région du Gharb

Le Gharb est, avec le bassin d'Essaouira, la région historique de la production d'hydrocarbures au Maroc. Les gisements en production dans le bassin du Gharb contiennent généralement du gaz sec (99 % méthane). Malgré leur taille jusqu'ici modeste, leur exploitation s'avère rentable du fait de leur accès facile par forage (profondeur variant de 900 à 1 800 m) et du fait aussi de la présence de clients potentiels dans la région même. Au fur et à mesure des découvertes, l'infrastructure de production du Gharb s'est développée par la multiplication des stations de traitement de gaz et la ramification du réseau de gazoducs. L'année 2011 a connu la découverte de cinq nouveaux gisements en partenariat avec la société Circle Oil. De taille modeste certes, ces gisements renforceront le potentiel de production de la région. Par ailleurs, un nouveau gazoduc 8" a été mis en service en

février 2011 pour acheminer le gaz vers Kénitra et desservir les clients industriels de la région. La production totale de la région Gharb s'est élevée en 2011 à 22 millions Nm³ de gaz (Circle Oil 66 %, ONHYM 29 %, Cabre 5 %).

► **Permis Sebou (Circle Oil 75 %, ONHYM 25 %) et concession Oulad Nzala (Circle Oil 60 %, ONHYM 40 %)**

La compagnie irlandaise Circle Oil estime les ressources potentielles à près de 900 millions de mètres cube de gaz (2011). Une nouvelle campagne de forage est prévue en 2012.

► **Permis Lalla Mimouna (Circle Oil 75 %, ONHYM 25 %)**

L'année 2011 a connu la découverte de cinq nouveaux gisements dans le Gharb.

Les ressources sont estimées à 1,7 milliard m³ de gaz. Circle Oil travaille sur les données d'une étude sismique 3D (80km) en vue d'un premier forage.

► **Permis Gharb centre et sud (Cabre 75 %, ONHYM 25 %)**

Une étude de faisabilité économique est en cours pour déterminer la pertinence de futurs forages. La société Cabre détient également les concessions d'exploitation ZHA1, ZHA2 et SARI (Cabre 65%, ONHYM 35%).

► **Gharb offshore (Repsol) :**

contrat de reconnaissance. Repsol vient d'acquiescer 1500km d'étude sismique 2D.

Région Essaouira - Agadir

Plusieurs découvertes ont été réalisées sur le bassin d'Essaouira, dont celle du gisement de Meskala, considéré comme la plus importante découverte faite jusqu'à présent au Maroc. L'ONHYM dispose de deux unités de traitement de gaz à condensât à Toukimt et à Meskala de capacité respectives de 80 000 et 170 000 Nm³/j et d'une station de comptage du gaz à Korimat. La production est acheminée par gazoduc à l'usine OCP de Youssoufia. Production en 2010 : 32,9 millions Nm³ de gaz et 10,2 tonnes de condensat.

► **Permis Sidi Mokhtar (Longreach 50% opérateur, MPE 25%, ONHYM 25%)**

L'opérateur Longreach a fait estimer les réserves (par AJM Petroleum Consultants) à environ 8 milliards de mètres cube de gaz. L'acquisition d'une nouvelle étude sismique 2D sur 500 km est prévue en 2012 pour identifier les prospects à forer en 2013. Le contrat avec l'ONHYM prévoit deux forages à minimum 2400m de profondeur, pour un coût estimé par Longreach à 20 millions de dollars.

► **Permis Essaouira Offshore (Kosmos opérateur 37,5%, Canamens 37,5%, ONHYM 25%)**

L'exploration-production, un processus de longue haleine

Phases	Exploration / Appréciation	Développement	Production
Coûts (%)	10-15%	40-50%	40-50%
Durée	3-10 ans	2-4 ans	15-30 ans
- Géologie & Géophysique	1-4 ans		
- Forages d'exploration et d'appréciation	3-6 ans		
- Forages de développement		2-4 ans	
- Equipement production			8-10 ans
- Production du gisement			1-4 ans, 4-8 ans, 9-20 ans

Source : ONHYM

»»» Fin janvier 2012, la société américaine Kosmos a acquis 2450 km² d'étude sismique 3D. Le premier forage est prévu pour fin 2013.

► **Permis Foum Assaka (Kosmos opérateur 37,5%, Pathfinder Hydrocarbon Ventures Ltd 37,5%, ONHYM 25%)**

La société Fastnet Oil & Gaz a racheté en juillet 2012 Pathfinder Hydrocarbon Ventures Ltd à sa maison-mère Pathfinder Energy Maghreb. 23 prospects similaires aux champs de production ouest-africains ont été découverts sur ce permis de Foum Assaka. Une étude sismique 3D sur 2 600 km² a été lancée en février 2012. Kosmos prévoit un premier forage pour 2013. La compagnie américaine a également signé un contrat de reconnaissance pour le bloc Tarhazoute, situé entre le bloc Essaouira offshore et le bloc Foum Assaka.

► **Permis Mazagan (Pura Vida Energy 75%, ONHYM 25%)**

Pura Vida a signé un accord pétrolier en octobre 2011. Se basant sur les informations géologiques et géophysiques pré-existantes, le groupe a annoncé des ressources potentielles de 3,2 milliards de barils. Après le retraitement de 3 000 km d'étude sismique 3D et le prélèvement d'échantillons, Pura Vida a annoncé en septembre 2012 le doublement des estimations : 7 milliards de barils (estimation réalisée par le cabinet indépendant

Pura Vida a annoncé des ressources potentielles de 7 milliards de barils sur le permis Mazagan.

DeGoyler & MacNaughton). Les chances de succès sont passées de 19 à 34 %. Treize prospects ont été identifiés dont celui de Toubkal, qui renferme à lui seul 1,5 milliard de barils pour 31 % de chance de succès. Pura Vida va maintenant essayer de lever des fonds en vue des prochains forages.

► **Permis Sidi Moussa (Genel Energy 60%, Serica Energy 5 %, San Leon 8,5 %, Longreach 1,5%, ONHYM 25 %)**

► **Permis Foum Draa (Cairn Energy 50%, San Leon 14,1667 %, Serica 8,333 %, Longreach 2,5 %, ONHYM 25 %)**

De nombreuses analyses géologiques et géophysiques ont été menées sur ces deux blocs. En mars 2012, Longreach a annoncé le résultat d'une évaluation indépendante des ressources (réalisée par Netherland, Sewell & Associates) : 2 milliards de barils et 28 milliards de mètres cube de gaz. En août 2012, Genel Energy, compagnie de l'ex-patron de BP, Tony Hayward, a pris une participation majoritaire (60 %) dans le bloc de Sidi Moussa pour 1,3 million \$ et s'engage à assurer les coûts de forage à hauteur de 50 millions \$.

Au même moment, la société Cairn Energy Plc a elle aussi pris une participation majoritaire (50%) dans le deuxième bloc (Foum Draa) pour 1,5 millions \$ et s'engage à assurer les coûts de forage à hauteur de 60 millions \$.

L'exploitation des schistes face aux contraintes environnementales

Le Maroc dispose d'importantes ressources en schistes bitumineux (notamment à Timahdit : 15 milliards de barils d'huile en place et à Tarfaya : 22 milliards de barils). A l'instar des Etats-Unis, où les gaz de schistes représentent désormais 23 % de la production totale de gaz, le Royaume a décidé ces dernières années de promouvoir cette ressource énergétique : 32 millions de dirhams d'investissements étaient ainsi programmés sur la période 2008-2012 pour concrétiser des partenariats, poursuivre l'exploration des procédés de valorisation et élaborer un cadre législatif et réglementaire incitatif. L'ONE avait également prévu un projet pilote visant la construction d'une centrale électrique de 100 MW à Tarfaya.

En avril 2010, un mémorandum d'entente (MoU) a été signé entre l'ONHYM et ENEFIT (société natio-

nale estonienne, géant mondial de l'exploitation de schistes), en présence du Premier ministre d'Estonie, afin d'étudier le potentiel des schistes à Ouarzazate, Tanger, Errachidia, Agadir et Aghmala. A Tarfaya, la société San Leon dispose d'un MoU exclusif (signé en 2009) pour explorer la région sur 6 000 km². San Leon s'est vu attribuer 4 blocs supplémentaires en août 2012 et une usine pilote est en cours de finalisation avec le concours des ingénieurs d'ENEFIT. Sur le site de Timahdit, l'étude de pré faisabilité technico-économique (partenariat entre l'ONHYM et Total-Petronas) n'a pas été concluante. L'ONHYM indique dans son rapport d'activité 2010 deux causes majeures : « l'insuffisance des ressources minérales pour une unité de 50 000 bbl/jour, à cause de la réduction de la zone exploitable par le parc national

d'Ifrane et la disponibilité des ressources en eau nécessaires à ce projet, soit 24 000 m³ / jour ». En effet, l'exploitation de schistes repose principalement sur la « fracturation hydraulique », qui consiste à fissurer la roche en injectant sous très forte pression un fluide à base d'eau contenant du sable et des additifs. Le procédé, interdit en France, est de plus en plus critiqué –aux Etats-Unis aussi – pour ses impacts environnementaux : besoins importants en eau, rejets toxiques, risques accrus de tremblement de terre. Trois rapports publiés en septembre dernier par la Commission européenne confirment les risques potentiels et appellent à revoir la réglementation en vigueur. Au Maroc, l'ONHYM explique aujourd'hui qu'« aucun procédé de valorisation n'a atteint la maturité requise pour passer à l'échelle industrielle ».

Région Tarfaya – Provinces du sud

► Permis Cap Juby (Cairn Energy 37,5 %, Barrus Petroleum 37,5 %, ONHYM 25 %)

Ce bloc offshore, situé à quelques kilomètres des îles Canaries, s'étend sur 5 600 km². L'accumulation de pétrole lourd sur ce bloc est prouvée. En juin 2012, Cairn Energy Plc a racheté la société Nautical Petroleum et est devenu l'opérateur de la licence. Une étude 3D sismique est prévue pour fin 2012. Un premier forage sera réalisé en fonction des résultats. A noter que l'exploration dans l'offshore Atlantique soulève le problème de la délimitation (en cours) des frontières maritimes entre le Maroc et l'Espagne (îles Canaries).

► Permis Tarfaya Offshore (Tangiers Petroleum 75 %, ONHYM 25 %)

Le bloc s'étend sur 15 041 km². En décembre 2011, l'australien Tangiers Petroleum a acquis un programme sismique 3D sur 4 prospects (Assaka, Trident, TMA, La Dam), dont les ressources sont estimées à 867 millions de barils par un cabinet indépendant (Netherland Sewell and Associates). Trois nouveaux prospects ont été découverts fin 2011 : Apollo, Hermes et Hercule. En août 2012, Tangiers Petroleum a ouvert un « data room » afin d'attirer des partenaires industriels.

► Permis Tarfaya onshore (San Leon opérateur 52,5 %, Longreach 22,5 %, ONHYM 25 %)

Le permis s'étend sur 13 434 km², jusqu'au sud de Laâyoune. Les ressources sont estimées à 711,3 millions de barils (Netherland Sewell and Associates) à travers d'anciennes données sismiques 2D. En 2012, l'opérateur prévoit le traitement de 608 km d'étude 2D supplémentaire pour actualiser les prospects. Un premier forage est prévu en 2013.

► Permis Bassin Zag (San Leon opérateur 52,5 %, Longreach 22,5 %, ONHYM 25 %)

Le bloc couvre 95 050 km² et fait partie du bassin Zag-Tindouf, qui renferme 84% des réserves connues en gaz de toute l'Afrique du nord. A l'est du bloc, du côté algérien, les découvertes se suc-

Le bassin Zag-Tindouf renferme environ 84% des réserves connues en gaz de toute l'Afrique du nord.

cèdent ces dernières années. En 2009, le groupe Repsol a ainsi découvert un important gisement de gaz (35 millions de pieds cube standard par jour). San Leon estime que 5 à 10 trillions de pieds cube de gaz peuvent être découverts côté marocain. Une étude magnétique aéroportée a été effectuée sur une ligne de 15 000 km. Une étude sismique 2D sur 1 674 xkm, une première sur cette licence, a été lancée fin 2011. Le traitement et l'interprétation de l'étude doivent se terminer en 2012. Un premier forage pourrait être réalisé en 2013.

► Boujdour Shallow offshore (Terredo Morocco Limited 75 %, ONHYM 25 %)

Signature de l'accord pétrolier en décembre 2010. Superficie totale de 9 055,7 km². Le contrat court sur une période initiale de deux ans pour l'acquisition, le traitement et l'interprétation de 500 km de sismique 2D ainsi que le retraitement et l'interprétation de 1 000 km de données de terrain.

► Boujdour onshore (ONHYM)

Acquisition et traitement de 300 km de sismique 2D au sud de Boujdour (achevé en novembre 2010). Interprétation achevée de 830 km de sismique 2D. Préparatifs depuis 2010 pour un forage stratigraphique BJD-1 (acquisition du matériel et logistique de forage).

► Cap Boujdour offshore (Kosmos 75 %, ONHYM 25 %)

Kosmos a identifié 19 prospects en se basant sur d'anciennes données 2D et 3D recueillies en 2009. La société continue de retraiter les données 3D existantes et prévoit un forage d'exploration fin 2013. Kosmos estime le potentiel de la licence à « plusieurs milliards de barils ».

► Anzarane (Total E&P Maroc, contrat de reconnaissance)

Contrat de reconnaissance signé avec l'ONHYM en 2011. En décembre 2011, Total a également signé un accord au sud de cette zone avec les autorités mauritaniennes pour une exploration en offshore. *



Lotissement Pétrolier, BP 82,
25350 Oued Zem
Tél. : 0523 41 60 76 / 0523 52 09 54
Fax : 0523 41 79 58

TADLAGAZ

Leading change towards excellence (LCTE)
with the promotion of 4 values : "HEAD"

- Human first
- Ethics; for a confident climat
- Apprenticeship; as life mode
- Discipline; an efficiency guarantee