

milliards de m³/an de gaz de schiste à l'horizon 2022. Le forage de onze puits d'exploration de gaz de schiste est prévu sur une période s'étalant de 2021 à 2027.

2.3. Etat des lieux du secteur pétrolier en Tunisie : la production, les permis et concessions et volonté du gouvernement d'exploiter les ressources non conventionnelles.

2.3.1. Production et consommation d'hydrocarbures

Selon le Ministère tunisien de l'industrie, la production d'hydrocarbures (Pétrole, Gaz, GPL) a atteint, au cours de l'année 2012, environ 70.000 barils/jour⁽³⁶⁾. Sept cent cinquante puits ont été forés depuis 1932, dont uniquement 115 ont abouti à des découvertes exploitables⁽³⁷⁾. Les principaux gisements d'hydrocarbures sont essentiellement compris dans deux réservoirs (Trias El Borma et Eocène Ashtart) qui fournissent 85 % de la production du pays. Le pétrole tunisien, quasiment sans soufre et sans plomb, est considéré comme « *extra-sweet* », d'une des meilleures qualités au monde. La production nationale est vendue, à l'état brut, sur le marché international et du pétrole de moindre qualité est importé et raffiné par la STIR à l'usine de la Skhira. Les besoins nationaux, estimés à 90.000 barils/jours en 2012 (Tableau 7), sont couverts à 40% par la production locale. Le reste est comblé par l'importation de carburants

En ce qui concerne le gaz naturel, la production s'élève à 56 000 barils/jour. British Gas (BG) détient le monopole de la production nationale, qui provient des concessions Hasdrubal et Miskar, et fournit environ 60% du besoin national (voir annexe III). Le reste du gaz provient d'Algérie dont une partie est achetée et une partie cédée en contrepartie des royalties que doit payer l'Algérie à la Tunisie pour le droit de passage du gazoduc qui alimente l'Italie.

Tableau 7 : Production, consommation de pétrole et de gaz en Tunisie pour l'année 2012 et réserves prouvées pour le pétrole et le gaz conventionnels et non conventionnels (en italique).

Ressources	Production (bep/jour)	Consommation (bep/jour)	Réserves prouvées/ techniquement exploitables (milliard de barils)	Référence
Pétrole	70 000	90 000	0,43	1
Gaz	56 000 ⁴⁷	108 000 ⁴⁷	425 ⁵⁰	47 + 50
<i>Huile de schiste</i>	-	-	1,5	50
<i>Gaz de schiste</i>	-	-	4250	50

1 bep = 6000 pieds cubiques de gaz

Selon l'Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières (ETAP), la production nationale de pétrole brut en 2012 a accusé une baisse de 0,3% par rapport à 2011 de même celle en gaz naturel a enregistré une dépréciation de 1,7%. L'entreprise justifie ces baisses par le déclin de la production des puits, des mouvements sociaux, des arrêts pour maintenance ou des retards pour travaux⁽³⁸⁾.

En 2012, la consommation nationale d'énergie primaire s'est élevée de 6,5% par rapport à 2011 entraînant un déficit énergétique record du pays (en accroissement de 58% par rapport à 2011) et ramenant sa dépendance énergétique de 87% en 2011 à 81% en 2012⁽³⁹⁾. Ces chiffres, communiqués par l'ETAP et subtilement utilisés dans les conférences de presse par les représentants du gouvernement, ont distillé l'idée que le déclin des ressources naturelles conventionnelles menaçait le développement de la Tunisie. C'est dans ce contexte que l'annonce de la découverte de gisements de gaz de schiste a été présentée comme une solution énergétique bienvenue et « miraculeuse ».

2.3.2. Les permis et concessions

Le secteur des énergies fossiles est le premier secteur d'investissement étranger en Tunisie. L'ETAP a pour mission, d'après son texte de création, de gérer l'exploration et la production d'hydrocarbures et la commercialisation pour le compte de l'Etat tunisien. Ainsi, elle assiste et appuie les compagnies pétro gazières à l'exploration et à la production ; elle est chargée d'attirer les investissements étrangers et de négocier avec les sociétés pétro gazières pour le compte de l'Etat. L'attribution des permis de recherche et des concessions d'exploitation revient au Conseil consultatif des hydrocarbures (CCH) qui représente la Direction générale de l'énergie (DGE) au sein du Ministère de l'industrie. Le directeur général de l'énergie préside ce conseil et en nomme les membres qui représentent les différents ministères de souveraineté (premier ministre, intérieur, défense nationale, finances...) à l'exclusion de tout autre ministère. La Banque centrale de Tunisie y est également représentée ainsi que l'ETAP qui, de ce fait, joue le double rôle de représentant du Ministère de l'industrie et d'associé puisque, si le projet est retenu par la DGE, elle est bénéficiaire à un certain pourcentage (fixé par la DGE) et signataire de la convention avec la DGE et la société pétro gazière étrangère. Après avis favorable du CCH, l'ETAP prend le relais pour préparer les documents contractuels : la convention régissant les travaux de recherche sur le permis demandé et ses annexes (cahier des charges, procédures de changes et coordonnées des sommets de permis et extrait de carte).

49 permis sont actuellement en vigueur et 52 concessions d'exploitation ont été accordées à 59 sociétés, dont 4 seulement sont tunisiennes, le reste étant des sociétés étrangères ou mixtes (figure 8 et tableau 8). L'ETAP détient uniquement 23 permis dans lesquels elle est engagée à hauteur d'un pourcentage de bénéfice, qui varie de 10 à 51%, avec des compagnies étrangères et ne possède qu'une seule concession à 100%.

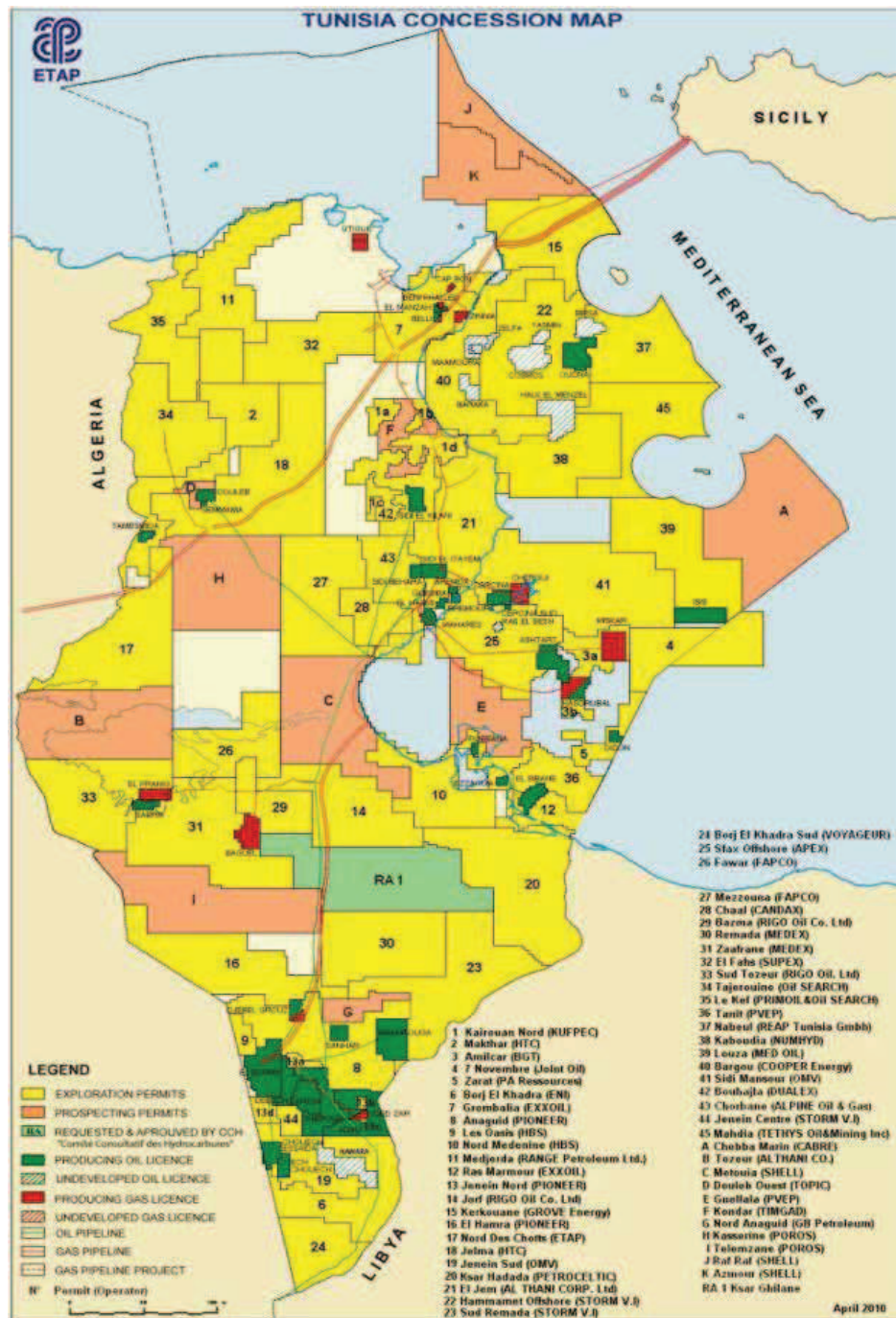


Figure 8 : Carte des concessions attribuées par l'ETAP à des compagnies pétrogazières (données de 2010, non actualisées sur leur site)

Tableau 8 : Permis et concessions ETAP et hors ETAP avec partenaires, pourcentage de bénéficiaire et production pour l'année 2012 (NR = non renseigné). (Source : ETAP)

Ressource	Concession	Permis	Situation	Partenaires [parts (%)]	Production m ³ /jour		
	Concessions ETAP						
Huile	Ashtart	Marin du Golfe de Gabès	Offshore	ETAP 50 OMV 50	5 000		
	Sidi El Kilani	Kairouan nord	Onshore	ETAP 55 KUFPEC 22,5 CNPI 22,5	1 000		
	Ezzaouia	Zarzis		ETAP 55 ECUMED 45	400		
	Cercina	Kerkenah ouest	Offshore	ETAP 51 OMV 49 TPS (contractant)	1 100		
	Rhemoura				500		
	El Hajeb / Guebiba		Onshore			9 500	
	Gremda					700	
	Mahres		NR			ETAP 75 ENI 24,5	0
	Chourouq		Jenein nord			ETAP 50 OMV 50	4 000
	Oudna		Hammamet grand fond		Offshore	ETAP 20 ATLANTIS 40 LUNDIN 40	0
	Sabria	Kebili	Onshore	ETAP 55 WINSTAR 45	400		
	Makhrouga	Permis sud		ETAP 50 ENI TUNISIA BV 50	45		
	Laarich				300		
	Debbech				10		
	Beni Khaled	Cap Bon	Offshore	ETAP 55 EXXOIL 45	NR		
	Bir Ben Tartar	Sud Remada	Onshore	ETAP CPP STRORM 80 RIGO 20	2 500		
	Dorra	Anaguid		ETAP 50 OMV 50	400		
	Cercina sud	NR	Offshore	ETAP 50 OMV 49 TPS (contractant)	NR		
	Birsa			ETAP 20 TOPENERGY 40 ATLANTIS 40			
	Isis		ETAP 20 VIKING 80				
	Nawara		Onshore	ETAP 50 OMV 50			
	Cosmos			Offshore		ETAP 20 STORM 80	

Gaz	Utique	Djebel Oust		ETAP 100	100
	Baguel	Douz		ETAP 51 PERENCO 49	Puits Baguel 80 Puits Tarfa 30
Huile et gaz	Adam	Borj El Khadra	Onshore	ETAP 50 STORM 5 OMV 20 ENI TUNISIA BEK BV 12,5 ENI TUNISIA BV 12,5	6 000
	Chergui	Kerkennah ouest	Offshore	ETAP 55 PETROFAC 45	300
	Hasdrubal	Amilcar		ETAP 50 BG 50	10 000
	Djebbel Grouz	Bir Aouine	Onshore	ETAP 50 ENI TUNISIA BV 50	200
	Franig	Medenine		ETAP 50 PERENCO 50	500
	Oued Zar	Permis Sud		ETAP 50 ENI TUNISIA BV 50	3 500
	Maamoura	Enfidha	Offshore	ETAP 51 ENI TUNISIA BV 49	1 000
	Baraka				1 500
Concessions hors ETAP					
Huile	Didon	Zarat	Offshore	PA RESOURCES 100	NR
	Miskar	Amilcar	Onshore	BG 100	
	Sidi Behara	NR		CFTP 100	
	Siletayem	Sfax Kerkenah	Offshore		
	Douleb	Tunisie centre nord	Onshore	SEREPT 30 HTC 70	
	Semmama			SEREPT 5 HTC 95	
	Tamessmida				
	Robbana	Gabès Djerba ben Guardane	Onshore	ECUMED 80 CANDAC 20	
	El Bibane	NR		LTD 2,3227 ECUMED 97,6773	
	El Menzah	Grombalia		ECUMED 75 EXXOIL 25	
	Sanhar	Bir Aouine	Offshore		
	Chouech Essaida	Permis du sud	Onshore	WINSTAR 100	
	Zinnia	Cap Bon Golfe de Hammamet			
	Echouech	NR	Offshore	TOPIC 100	
	Halk El menzel			STORM 100	
	Yasmine			TOPIC 30 LUNDIN 43,75 ATLANTIS 22,75 ZLUBZUBA 3,5	
	Zelfa				
	Ras El Bech			EUROGAZ 45 DNO 55	

2.3.3. La situation du gaz de schiste en Tunisie

Les ressources en gaz de schiste ont été évaluées en Tunisie à 114 000 milliards de pieds cubiques et celles techniquement récupérables ont été estimées, en 2011, à 18 000 milliards de pieds cubiques (soit environ 510 milliards de m³)⁽⁴⁰⁾. Plus récemment, ces réserves ont été revues à la hausse et sont maintenant estimées à 23 000 milliards de pieds cubiques⁽⁴¹⁾ (soit environ 650 milliards de m³). D'après les estimations de l'EIA⁽⁴²⁾ comparé à d'autres pays, ce potentiel reste modeste mais demeure néanmoins dix fois supérieur à celui des réserves prouvées de gaz dit « conventionnel ». Selon la même source, les réserves techniquement exploitables en huiles ou pétrole de schiste, sont estimées à 1,5 milliards de barils (voir tableau 6).

Les ressources en hydrocarbures non conventionnels sont regroupées dans le bassin de Ghadamès, que la Tunisie partage avec l'Algérie et la Lybie, et dans le bassin pélagien qui borde la côte Est du pays (figure 9). Les formations schisteuses sont le Silurien Tannezuft et le Dévonien Frasnien, pour le bassin de Ghadamès, et le Jurassique Nara, le Crétacé Fahdane, le Crétacé Bahloul et l'Eocène Boudabous, pour le bassin pélagien. Le tableau 9 en présente certaines des caractéristiques.

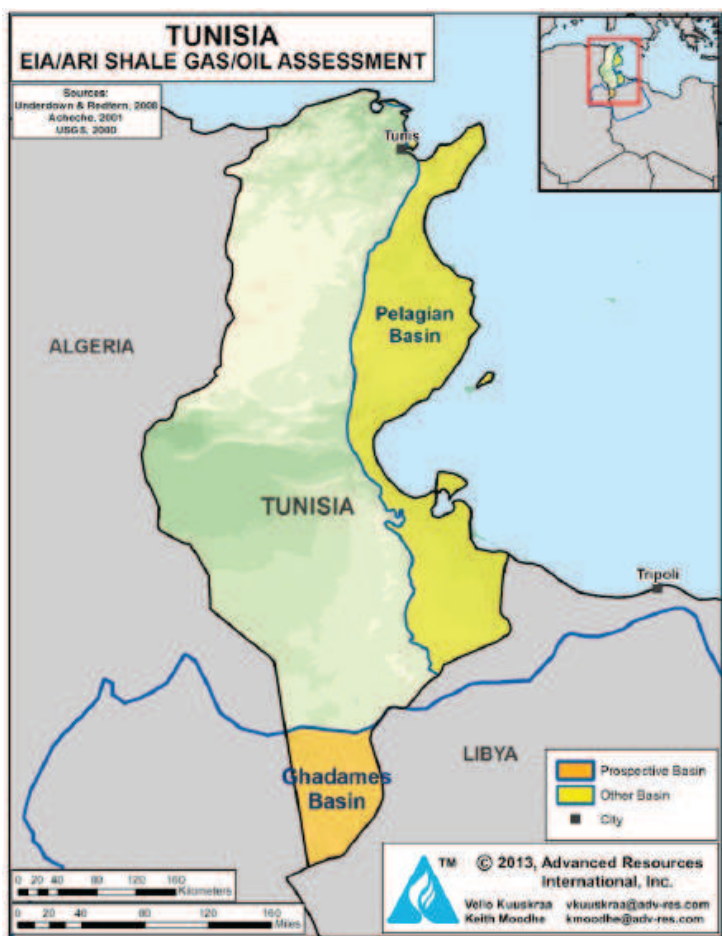


Figure 9 : Carte des bassins à fort potentiel en gaz et huiles de schiste en Tunisie. (Source : voir note 43)

Tableau 9 : Caractéristiques des formations géologiques contenant des huiles et gaz de schiste en Tunisie et compagnies pétrolières qui ont l'intention de les explorer en vue d'une exploitation. Source : EIA/ARI 2013.

Bassin	Ghadames		Pélagien			
Localisation	Zone sud		Zone est			
Formation	Tannezuft	Frasnien	Nara	Fahdane	Bahloul	Boudabous
Ere géologique	Silurien	Dévonien	Jurassic	Crétacé	Crétacé	Eocène
Profondeur moyenne (m)	3 800	2 900	Non renseigné			
Epaisseur (m)	550	100				
Radioactivité	oui	-	-	-	-	-
Ressource	Teneur en matière organique (%)	5,7-14	1-10	0,5-14		0,4-4
Gaz	Ressources techniquement exploitables (Milliards de pieds cubes) (milliards de m ³)	10 600 300	12 100 342	Non renseigné		
Pétrole	Ressources techniquement exploitables (milliards de barils)	0,04	1,42			
Compagnies pétrolières intéressées	ETAP- Perenco Cygam/ Storm Winstar/serinus		Shell – African Hydrocarbons			

A l'échelle du pays, les intentions d'exploration des gisements sont concentrées sur deux grandes zones qui couvrent plusieurs gouvernorats : zone 1: Sfax, Mahdia, Monastir, Sousse, Kairouan et Sidi Bouzid et zone 2 : Tataouine, Kebili, Medenine, Gabès et Tozeur (Figure 10).



Figure 10 : Carte globale des zones concernées par les intentions d'exploration de gaz de schiste en Tunisie (Source: Shell)

2.3.4. La fracturation hydraulique a-t-elle déjà eu lieu en Tunisie ?

Malgré les controverses, plusieurs compagnies pétrolières et gazières semblent avoir déjà eu recours à la fracturation hydraulique en Tunisie. Bien que le pdg de l'ETAP, Mr Mohamed Akrouf, l'ait reconnu en septembre 2012, les représentants des institutions étatiques et des officiels nient jusqu'à aujourd'hui la mise en œuvre de cette technique sur le territoire

national⁽⁴⁴⁾. Pourtant, les compagnies étrangères communiquent bien sur le sujet ; leurs sites internet détaillant certaines opérations de fracturation (Figures 11 et 12).



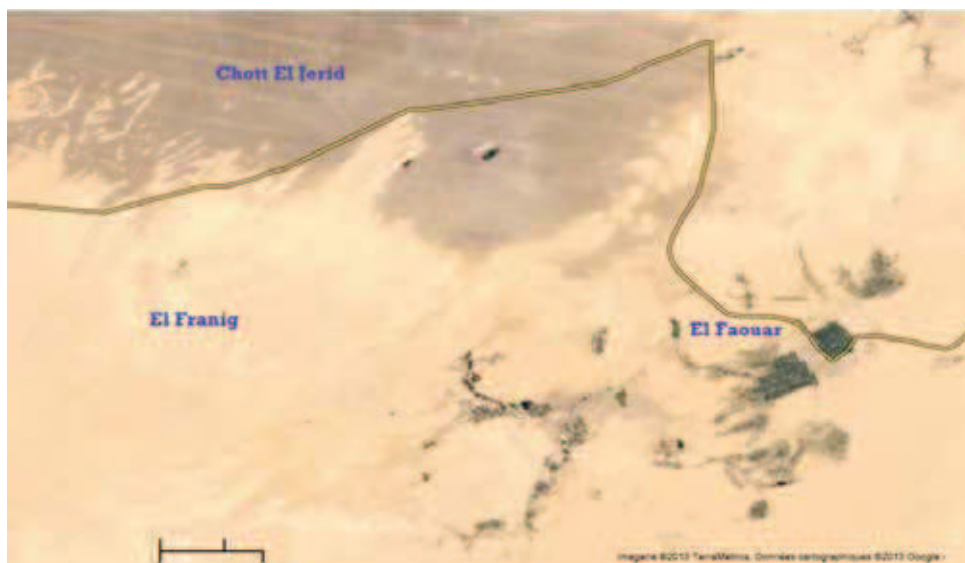
Figure 11 : La compagnie Chinook, opérateur de Cygam, annonce la première fracturation hydraulique multi-stage dans un puits horizontal en Tunisie (consultation du site en février 2014).



Figure 12 : La compagnie Perenco annonce la première opération de fracturation hydraulique en Afrique du nord (Tunisie) en mars 2010. Depuis quelques mois, les informations relatives à 2010 ont disparu du site de Perenco. Cette capture d'écran a été faite avant cette date.

Dans une communication de novembre 2012 (figure 12), la société franco-britannique Perenco rappelle pourtant que sa production de gaz provient entièrement de réserves « conventionnelles » et que le test visant à évaluer les ressources en hydrocarbures de schiste se révèle négatif. La date de la mise à jour est importante puisque deux mois plus tôt, une vague de contestation s'était soulevée au sein de la société civile à l'annonce de la signature imminente de Shell pour explorer du gaz de schiste dans la région de Kairouan.

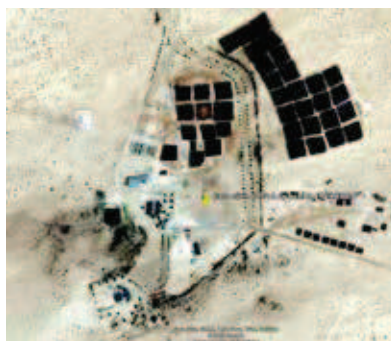
Ces tergiversations politiques nient pourtant certaines réalités : une recherche par imagerie satellitaire indique d'abord que Perenco exploite des puits au sud de Chott El Djerid (gouvernorat de Kébili) (figure 13A) avec des installations caractéristiques de l'exploitation d'hydrocarbures par fracturation hydraulique (Figure 13B). Compte tenu de l'implication de l'ETAP sur cette concession (participation à hauteur de 50%), le gouvernement doit nécessairement être informé de l'évolution de ce projet.



A

B

Figure 13 : Le gisement de gaz de schiste d'El Franig exploité par Perenco dans le Sud tunisien à quelques kilomètres d'El Faouar et du Chott El Jerid (A). La présence des bassins de récupération des eaux de fracturation sur le site El Franig laisse fortement supposer qu'il s'agit d'une exploitation de gaz de schiste (B).



D'autre part, l'observation d'une coupe géologique de la région (Figure 14) révèle que les puits Franig-1, Franig-2 et Franig-3 (exploités par Perenco) surplombent la formation schisteuse du Silurien « hot shale » (ce qui n'est pas le cas pour le puits Sabria W-1 exploité par la compagnie canadienne Winstar).

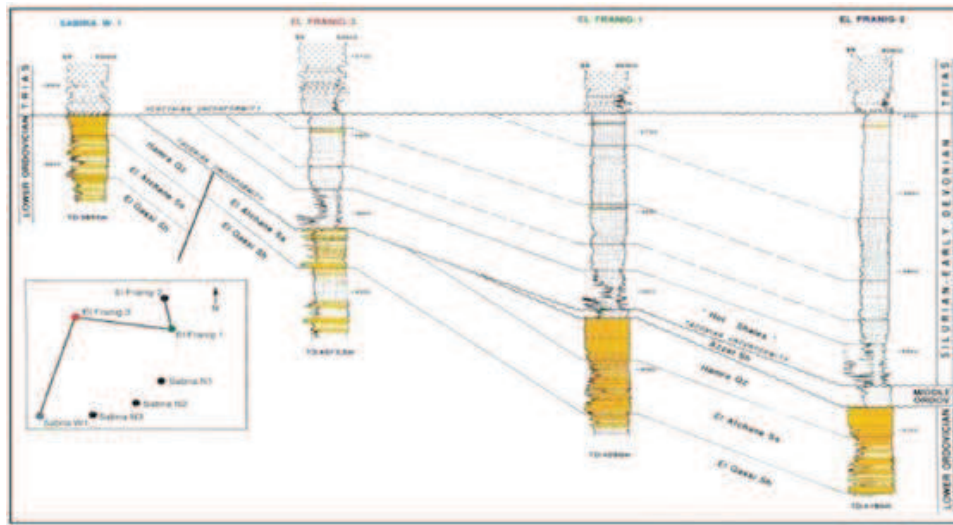


Figure 14 : Couches géologiques situées sous les puits Franig-1, Franig-2 et Franig-3 exploités par la compagnie Perenco et sous le puits Sabria W-1 exploité par la compagnie Winstar. (Source : Mohamed Soussi – Faculté des Sciences de Tunis)

Félix Vasco, expert et résidant en Tunisie, rapporte, dans un document⁽⁴⁵⁾ publié par la plateforme Hart Energy qui diffuse des informations et des données destinées aux professionnels de l'industrie pétrolière, de l'entreprise et de la finance, qu'un puits non conventionnel a été foré dans le sud du pays en 2010.

Sur la base des informations divulguées par les exploitants eux-mêmes, les informations suivantes ont pu être regroupées dans le tableau 10.

Compagnie pétrolière	Permis/ Gouvernorat	Chronostratigraphie (Réservoir)/ Lithostratigraphie (Formation)	Date de fracturation hydraulique	Référence
CYGAM Energy Inc. (Storm) –CHINOOK (Rigo) / ETAP	Sud Remada/ Tataouine	Ordovicien/ Bir Ben Tartar	Juillet 2008	2
PERENCO/ETAP	El Franig/ Kebili	Silurien/Tannezuft + Ordovicien/Hamra	Mars 2010	3
CYGAM Energy Inc. (Storm) –CHINOOK (Rigo) / ETAP	Sud Remada / Tataouine	Ordovicien/ Bir Ben Tartar et Jeffara	Mai 2011	4
CYGAM Energy Inc. (Storm)	Sud Tozeur / Tozeur	Ordovicien/Silurien Tannezuft (puits TT#3)	2011	5
CYGAM Energy Inc. (Storm) –CHINOOK (Rigo) / ETAP	Sud Remada / Tataouine	Ordovicien/ Bir Ben Tartar et Jeffara	Juillet 2012	6
	Sud Remada / Tataouine	Ordovicien/ Bir Ben Tartar	Janvier 2013	7

Tableau 10 : Les différentes dates de fracturation hydraulique effectuées en Tunisie réalisées par des compagnies pétrolières et gazières étrangères.

NOTE IMPORTANTE :

Les informations publiquement disponibles indiquent que Cygam Energy Inc a effectué 47 opérations de fracturation hydraulique sur 11 puits dans la concession de Bir Ben Tartar entre mai 2011 et janvier 2013. Dans un rapport édité par l'ETAP en 2012(51), il est fait allusion à des fracturations hydrauliques « multistage » répétées dans des forages horizontaux de deux puits (12 fracturations pour le puits TT#13 et 8 fracturations pour TT#16) en août et septembre 2012. Le même document fait état de fracturations dans des forages verticaux pour huit autres puits (TT#2 à TT#9) entre 2011 et 2012. En janvier 2013, c'est le puits TT#10 qui est foré horizontalement avec 11 fracturations (multistages). Ces fracturations concerneraient l'extraction d'hydrocarbures conventionnels. Cependant, en 2011, une exploration du Silurien Tannezuft (schiste radioactif) a été faite dans le puits TT#3.

En Janvier 2014, l'Agence nationale de protection de l'environnement (ANPE) a pourtant admis la réalisation d'opérations de fracturation hydraulique effectuées sans autorisation dans des forages sur le territoire national⁽⁵²⁾. Ces révélations ne l'ont pourtant pas empêché au même moment d'attribuer deux autorisations de fracturation hydraulique aux sociétés pétrolières Perenco et Storm et une autre, en août 2014, à la compagnie Winstar/Serinus.

Malgré l'opacité entourant ces activités, tout semble donc bien indiquer que des opérations de fracturation hydraulique ont déjà été effectuées sur le sol tunisien. La fracturation hydraulique à haut volume pour l'exploration d'huile ou de gaz de schiste ayant été, elle, pratiquée dès 2010. Dans ce contexte, il paraît impossible que ni l'ETAP ni la DGE n'en aient eu connaissance. Se pose dès lors plusieurs questions : pourquoi l'avoir nié et avoir continué à le faire ? Dans quel but ? Si les hésitations et négations de certaines agences nationales restent à être comprises, elles sont néanmoins révélatrices de la controverse liée à l'usage de cette technique.

2.3.5. Où en est-on aujourd'hui de l'exploration des énergies non conventionnelles en Tunisie ?

Les données sont présentées par compagnie pétrolière

SERINUS +WINSTAR : permis Kébili et du Sud

A quelques centaines de mètres du site de Perenco, la compagnie polonaise Serinus associée à Winstar, possède les permis Kébili et du Sud. Leur plan d'action pour 2013-2014 révèle leur intention de pratiquer la fracturation hydraulique – FRAC - (Figure 15). Sur le puits CS SIL-9 de la concession Chouech Saida, la formation géologique visée est le Silurien (SIL), c'est-à-dire des hydrocarbures non conventionnels. Déjà en 2012, Winstar explorait le potentiel tunisien en gaz de schiste de la formation Tannezuft dans le réservoir

Silurien du bassin de Ghadames puisque la compagnie avait déjà les résultats des tests d'analyse des paramètres caractéristiques de la formation ciblée⁽⁵³⁾ (figure 16). L'ETAP est partenaire à 55% sur ce projet.

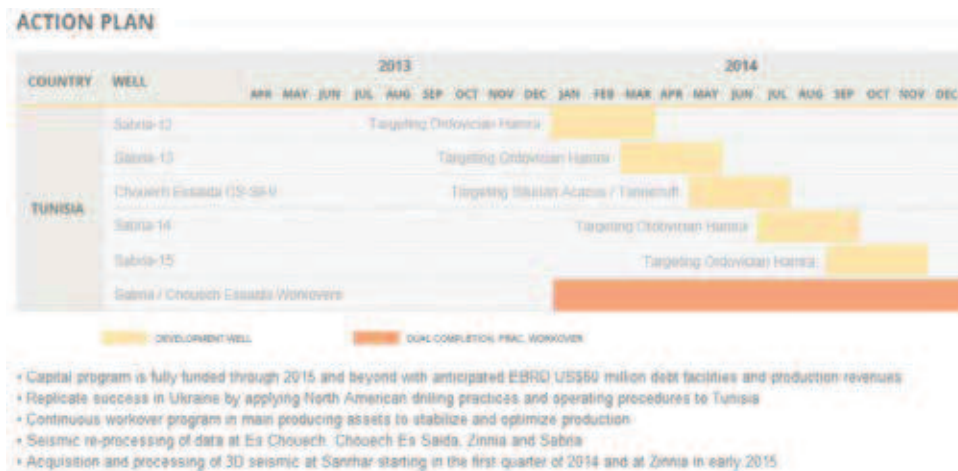


Figure 15 : Le plan d'action de la compagnie Serinus en 2013-2014 pour les puits de la concession Sabria (permis Kébili) et de la concession Chouech Essaida (permis sud). Le « frack » est prévu pour 2014.

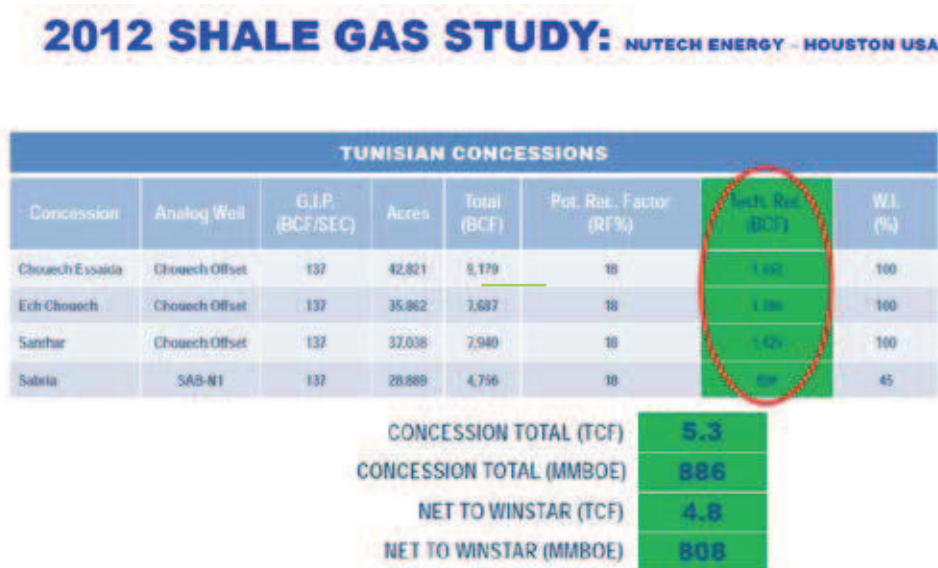


Figure 16 : Ressources de gaz de schiste techniquement récupérables dans 4 concessions détenues par Winstar dans le sud tunisien (région de Kébili et dans la pointe sud-ouest du pays)⁽⁵⁴⁾

CY GAM ENERGY : permis Bazma et Sud Tozeur : En 2012, la compagnie canadienne Cygam Energy s'est vu accordée par l'ETAP les permis de recherche Bazma et Sud Tozeur, permis qu'elle détient à 100%. La communication de la compagnie montre clairement son intention de rechercher du gaz de schiste dès qu'elle aura obtenu l'autorisation du gouvernement tunisien⁽⁵⁵⁾ (figure 17). En avril 2014, Cygam Energy a vendu la totalité de ses parts sur le permis Sud Tozeur à la compagnie YNG Exported Limited⁽⁵⁶⁾.

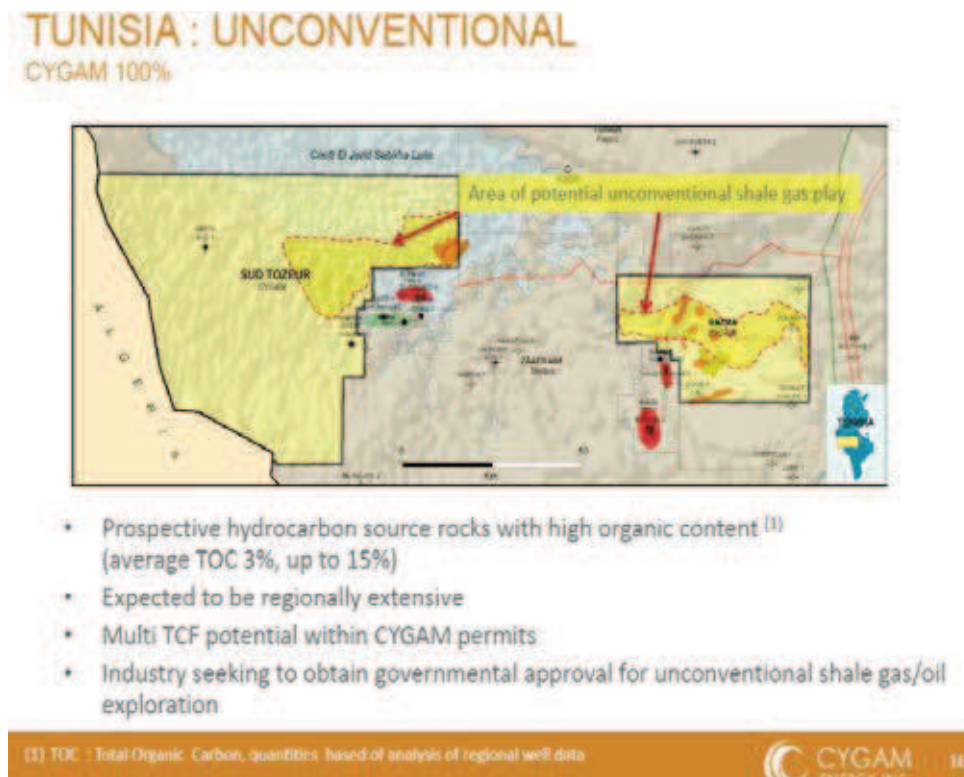


Figure 17 : Carte établie par Cygam Energy montrant les zones des permis sud Tozeur et Bazma potentiellement riches en gaz non conventionnels.

ENI : Alors qu'elle parle de possibles explorations depuis 2011⁽⁵⁷⁾, la compagnie italienne ENI n'a fait état de ses intentions d'exploiter du gaz de schiste en Tunisie que fin janvier 2012⁽⁵⁸⁾. Elle n'a plus communiqué sur le sujet depuis lors.

SHELL : Depuis début 2011, la société anglo-néerlandaise Shell a entamé des négociations avec le gouvernement en vue d'obtenir un permis d'exploration pour les huiles et gaz de schiste et de réservoir compact dans la région centre du pays (bassin du Kairouanais - bassin pélagien). La région visée est pour l'instant un bloc libre qui borde le permis El Jem, attribué à la compagnie qatari Al Thani depuis 2005. Shell a

signé un contrat d'achat de 80% des intérêts de Thani dans le permis El Jem. Avec les deux permis, Shell pourrait opérer dans un territoire d'une superficie d'environ 6500 Km²(59). Le projet Shell prévoit le forage de pas moins de 742 puits d'ici à 2038(60) avec une phase de développement qui s'étend jusqu'en 2061 (figure 18). Le groupe se veut rassurant en déclarant que son intention est d'évaluer la viabilité du projet et l'existence d'opportunités réelles sur certains gisements. La société s'est également engagée à effectuer une consultation publique et à réaliser une étude d'impact sociale, environnementale et sanitaire avant d'engager quelque activité de forage. D'après le procès verbal du conseil ministériel, daté du 4 mars 2013, réuni pour statuer sur la décision d'autorisation à Shell, la compagnie s'est engagée à construire un centre de dessalement des eaux au cas où elle n'obtiendrait pas les autorisations d'utilisation de l'eau douce. Toutefois, d'après Mr Mohamed Akrouf, directeur de l'ETAP, Shell a laissé entendre que si elle n'obtenait pas l'autorisation, elle quitterait définitivement le pays. Le Conseil ministériel, se basant sur l'avis favorable de la CCH, a décidé l'octroi du permis d'exploration pour une durée de 5 ans en se réservant le droit de l'annuler si les résultats de l'étude stratégique d'évaluation environnementale, qui est en cours, révélait des impacts négatifs non maîtrisables de la fracturation hydraulique sur l'environnement. Quasiment deux ans plus tard, en février 2015, Shell souligne que « aucune décision définitive n'a encore été prise et les discussions sont en cours »(61).



Figure 18 : Nombre de forage entre 2014 et 2038 dans la région de Kairouan et détails des phases du projet de la société Shell. Source Shell

D'après des experts, les compagnies pétrolières qui exploitent du conventionnel sur des concessions surplombant des gisements d'hydrocarbures de roche mère pourraient être tentées de creuser les puits plus profondément pour atteindre les gisements de roche

mère⁽⁶²⁾. Par exemple, la compagnie Mazarine, détentrice du permis Zaafrâne pour exploiter des hydrocarbures conventionnels, mentionne le potentiel en ressources non conventionnelles sur toute la surface de son permis⁽⁶³⁾.