

N° Ordre/Faculté/UMBB/2017

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE **UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES**



FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme

MASTER

Filière : Hydrocarbures

Option : Production des Hydrocarbures

Thème

Développement des gisements non conventionnels

Devant le jury :

M. GHEZALI Said	Dr	IAP	Président
Mme. AKKOUCHE Fadila	ING	CRD	Examineur
Melle. BAHNOUS Dounia	MCA	UMBB	Examineur
M. HADJADJ AHMED	Pr	UMBB	Encadreur

Réalisé par :

Mlle. BAHAR Ouiame

M. BOUCENNA Youcef

Année Universitaire : 2016/2017

Remerciement

On remercie dieu le tout puissant de nous avoir donné la santé et la volonté d'entamer et de terminer ce mémoire.

Avant de commencer la présentation de ce travail, on profite de l'occasion pour remercier toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce projet de fin d'études. Nous tenons à exprimer nos vifs remerciements pour notre grand et respectueux promoteur, M. Ahmed HADJADJ, d'avoir accepté de nous encadrer pour notre projet de fin d'études, ainsi que pour son soutien, ses remarques pertinentes et son encouragement ; Sa grande connaissance dans le domaine, ainsi que son expérience, ont joué un rôle important dans la conception de ce travail.

Nos remerciements vont aussi à tous nos professeurs, enseignants et toutes les personnes qui nous ont soutenus jusqu'au bout, et qui n'ont pas cessé de nous donner des conseils très importants en signe de reconnaissance.

Dédicace :

Je dédie ce travail à :

A mes très chers parents « BAHAR, A et NAIMI.H » :

Vous représentez pour moi le symbole de la bonté par excellence, la source de tendresse et l'exemple du dévouement qui n'ont pas cessé de m'encourager et de prier pour moi. Vos prières et vos bénédictions m'ont été d'un grand secours pour mener à bien mes études. Aucune dédicace ne saurai assez éloquente pour exprimer ce que vous méritez pour tous les sacrifices que vous n'avez cessé de me donner depuis ma naissance. Je vous dédie ce travail en témoignage de mon profond amour. Puisse Dieu, le tout puissant, vous préserver et vous accorder santé, longue vie et bonheur.

A mon très cher frère « Khaled »

Mon cher frère qui m'est le père et la mère, les mots ne suffisent guère pour exprimer l'attachement, l'amour et l'affection que je porte pour vous. Mon ange gardien et mon fidèle compagnon dans les moments les plus délicats de cette vie mystérieuse. Je vous dédie ce travail avec tous mes vœux de bonheur, de santé et de réussite.

A mes chers sœurs « Katter Ennada et Widjedane »

En témoignage de l'attachement, de l'amour et de l'affection que je porte pour vous. Je vous dédie ce travail avec tous mes vœux de bonheur, de santé et de réussite.

A mon promoteur « M.HADJADJ »

Vous avez toujours été présents pour les bons conseils. Veuillez trouver dans ce travail ma reconnaissance pour tous vos efforts

A mon ami « Youcef » et sa famille « BOUCENNA » :

Mon ami présent dans tous mes moments d'examens par son soutien moral et ses belles surprises sucrées. Je te souhaite un avenir plein de joie, de bonheur, de réussite et de sérénité.

Je t'exprime à travers ce travail mes sentiments amicaux,

A tous les membres de ma famille, petits et grands

Veillez trouver dans ce travail l'expression de mon affection.

A mes chers amis :

Je ne peux trouver les mots justes et sincères pour vous exprimer mon affection et mes pensées, vous êtes pour moi des frères, sœurs et des amis sur qui je peux compter. En témoignage de l'amitié qui nous uni et des souvenirs de tous les moments que nous avons passé ensemble, je vous dédie ce travail et je vous souhaite une vie pleine de santé et de bonheur.

A tous mes professeurs :

Un remerciement particulier et sincère pour tous vos efforts fournis. Vous avez toujours été présent. Que ce travail soit un témoignage de ma gratitude et mon profond respect.

Ouiame BAHAR

Dédicace :

C'est avec un grand plaisir et une profonde gaieté

Que je dédie ce travail :

A ma très chère maman

*La prunelle de mes yeux, la lumière de mes jours, la source de mes efforts et la joie
de ma vie.*

A mon très cher papa

*Mon exemple éternel, mon soutien moral et ma source de joie et de bonheur, celui
qui s'est toujours sacrifié pour me voir réussir. Merci du fond du cœur.*

*A ma chère sœur : AMEL et mes chers frères : TOUFIK, RACHID, SMAÏL et
ABD EL HAMIDE.*

Que Dieu vous protège.

*Aux personnes qui m'ont toujours aidé et encouragé, qui étaient toujours à mes côtés, et qui
m'ont accompagné durant mon chemin d'études, mes aimables
amis et collègues.*

A la famille BAHAR qui m'a toujours encouragé

*A mon binôme et ma chère amie Ouiame qui m'a toujours soutenu, je vous dédie
ce travail et je vous souhaite une vie pleine de santé et de bonheur.*

Yucef BOUCENNA

Table des matières

Remerciement.....	I
Dédicace.....	II
Table des Matières	IV
Liste des Figures.....	VII
Liste des Tableaux.....	X
Résumé.....	1
Abstract	1
Introduction	2
I Le contexte énergétique mondial	3
I.1 Une demande d'énergie croissante	3
I.2 La production d'hydrocarbures pourrait-elle suivre la demande ?.....	4
I.3 La situation du gaz et des huiles de roche-mère dans le monde.....	7
I.3.1 Le gaz de roche-mère : un intérêt grandissant dans le monde.....	8
I.3.2 Le recours croissant aux pétroles non conventionnels	13
II Les hydrocarbures non conventionnel.....	16
II.1 Introduction	16
II.2 Formation du pétrole	16
II.3 Définition d'un système pétrolier	17
II.4 Hydrocarbures conventionnels et non conventionnels	17
II.5 La coexistence du pétrole et du gaz conventionnels et non conventionnels dans un même bassin sédimentaire.....	18
II.6 Les différents types d'hydrocarbures non conventionnels	19
II.6.1 Hydrocarbures non conventionnels liquide.....	19
II.6.2 Hydrocarbures non conventionnel gazeux	21
II.6.3 Relations entre schiste bitumineux, pétrole de schiste et gaz de schiste.....	24
II.7 Les hydrocarbures de roche-mère.....	25
II.7.1 Les roche-mères	25
II.7.2 Les hydrocarbures dans la roche-mère :.....	27

III	Production des pétroles et des gaz de schiste	29
III.1	Introduction.....	29
III.2	La phase d’exploration :.....	29
III.2.1	Études géologiques et géophysiques :.....	29
III.2.2	Forages d’exploration :.....	30
III.3	Phase d’exploitation : Production des pétroles et des gaz de schiste.....	30
III.3.1	Le forage horizontal	31
III.3.2	La fracturation Hydraulique :.....	37
III.3.2.1	La notion de fracabilité.....	39
III.3.2.2	Fracturation hydraulique dans les roches mères.....	42
III.4	Cadre physique et voies alternatives.....	45
III.5	Augmenter la perméabilité de la roche sans fracturation préalable par effet thermique:.....	45
III.5.1	Chauffer en profondeur est-ce possible ?.....	45
III.5.2	Effets du chauffage.....	47
III.6	Verrous scientifiques :	51
III.7	Verrous économiques :	52
III.8	Augmenter la perméabilité de la roche par des méthodes de fracturation n'utilisant pas l'eau.....	53
III.8.1	Electro-fracturation	53
III.8.2	Par injection d’un fluide de fracturation et de mobilisation des hydrocarbures.....	54
III.8.3	Autres techniques prospectives	56
III.9	Essais de production	56
III.10	La phase d’exploitation.....	56
IV	L’empreinte environnemental	58
IV.1	Introduction.....	58
IV.2	L’empreinte au sol des exploitations	58
IV.2.1	Une empreinte au sol et un impact sur le paysage à prendre en compte.....	59
IV.2.2	Durée des différentes opérations et des impacts associés	59
IV.2.3	Surface au sol et énergies alternatives : éolien et photovoltaïque.....	63
IV.3	La consommation et gestion des ressources en eau	64
IV.3.1	Les quantités d’eaux nécessaires à l’exploitation des hydrocarbures non conventionnels.....	64
IV.4	La composition des fluides de fracturation	66
IV.5	Le retraitement des eaux de flow-back » et de production.....	67

IV.5.1	Un traitement adapté	68
IV.5.2	Un choix dicté par le cadre réglementaire et les conditions locales.....	68
IV.6	Les risques de pollution des aquifères superficiels	69
IV.6.1	Les risques de pollutions de surface.....	69
IV.6.2	Les risques liés aux opérations de forage.....	70
IV.6.3	Les risques de pollution des nappes superficielles liés à la fracturation hydraulique.....	71
IV.7	Les risques de pollution de l'air	72
IV.8	Les risques de sismicité induite	73
IV.9	Les nuisances associées	74
IV.10	Conclusions.....	75
V	Evaluation des ressources récupérables	76
V.1	Introduction	76
V.2	Les techniques d'estimation des ressources :	76
V.3	L'évaluation des ressources mondiales en gaz de schiste	77
V.4	L'évaluation des ressources mondiales en pétrole de schiste.....	79
V.5	.Conclusions	81
VI	Etude générale sur les gaz de schiste en Algérie.....	82
VI.1	Introduction.....	82
VI.2	La réglementation algérienne.....	82
VI.3	Projet d'explorations.....	82
VI.3.1	Projet d'exploitation du gaz de schiste à Timimoun	83
VI.3.2	Gaz de schiste.....	83
VI.4	Les sources d'eau au sud.....	83
VI.5	Les réservoirs algériens.....	84
VI.6	Les caractéristiques des réservoirs algériens	84
VI.6.1	Bassin Ghadamès (BERKINE)	86
VI.6.1.1	Contexte géologique (EIA, 2013).	86
VI.6.1.2	Propriétés réservoir (zone prospective).....	87
VI.6.2	Bassin ILLIZI.....	88
VI.6.2.1	Contexte géologique	88
VI.6.3	BASSIN Ahnet.....	89
VI.6.3.1	Contexte géologique.....	89

VI.7	Comparaison du gaz de schiste Ahnet Frasnien (Algérie) avec les principaux US Shales Gas (résultats préliminaires)	90
VI.8	Conclusion	91
VII	Évaluation budgétaire.....	92
	Conclusions : Les hydrocarbures de roche-mère évolution ou révolution ?	94
	Recommandations	97
	Références	98

Liste des Figures

Figure I-1 Les différents scénarios de l’AIE concernant la demande mondiale d’énergie.	3
Figure I-2 L’augmentation de la demande énergétique mondiale par type d’énergie. [2].....	4
Figure I-3 Courbe théorique de production de pétrole aux USA (publié par K.Hubbert, en 1956) [4]	5
Figure I-4 Estimation des volumes des différentes ressources nécessaires en hydrocarbures liquides à la réalisation du scénario New Policies de l’AIE.	6
Figure I-5 Estimation des volumes des différentes ressources nécessaires en hydrocarbures gazeux à la réalisation du scénario New Policies de l’AIE.	6
Figure I-6 La situation du gaz et des huiles de roche-mère dans le monde	7
Figure I-7 Consommation pétrolière mondiale par zone et scénarios 1980/2035 – WEO 2011	14
Figure I-8 Offre de liquides pétroliers 2010/2035 – WEO 2011 scénario “Nouvelles politiques”	14
Figure I-9 Simulation de long terme de la production de pétroles conventionnels et non conventionnels et de LGN – Hypothèse consommation stable à 100 Mb/j.	15
Figure II-1 Bloc 3D représentatif d’un système pétrolier classique composé de roche mère, d’une roche réservoir, d’une roche couverture et de pièges.	17
Figure II-2 : Coexistence des deux types d’hydrocarbures conventionnels et non conventionnels	18
Figure II-3 : La classification des hydrocarbures non conventionnels.....	19
Figure II-4 : Hydrocarbures liquide non conventionnels	19
Figure II-5 : échantillon de pétrole lourd	20
Figure II-6 : Echantillon de sable bitumineux.....	20
Figure II-7 : schiste bitumineux	21
Figure II-8 : Hydrocarbures non conventionnels gazeux	22
Figure II-9 : roche contenant du gaz de réservoir compacte	22
Figure II-10 : roche contenant le gaz de charbon ou de houille.....	23
Figure II-11 : roche contenant le gaz de schiste.....	24
Figure II-12 : Relations entre schiste bitumineux, pétrole de schiste et gaz de schiste	25
Figure II-13 : La roche-mère : Un milieu très hétérogène [7] [8]	26
Figure II-14 : Echelle de perméabilité.....	27
Figure II-15 : Le piégeage des hydrocarbures dans la roche-mère	27
Figure II-16 : Image prise au Microscope Electronique à Balayage (MEB) montrant la porosité secondaire au sein de la matière organique. [9], [10].....	28
Figure III-1 : la trajectoire d’un puits horizontal.....	32
Figure III-2 : Profil des puits horizontaux.....	33
Figure III-3 : Puits multilatéraux.....	34

Figure III-4: Puits multilatéraux en arête de poisson	34
Figure III-5 : Puits inclinés.....	35
Figure III-6 : Puits en ré-entrée	35
Figure III-7: Profil théorique vertical	37
Figure III-8: Le plan horizontal pour le Profil théorique d'un puits horizontal.....	37
Figure III-9: composition d'un fluide de fracturation	38
Figure III-10: schéma d'une fracturation hydraulique dans un puits horizontal.....	39
Figure III-11 : La production des hydrocarbures de roche-mère. Utilisation combinée du forage horizontal et de la fracturation hydraulique	39
Figure III-12 : Courbe de production d'un puits d'hydrocarbures de roche-mère.....	40
Figure III-13 : Courbe de production d'un puits d'hydrocarbures de roche-mère.....	41
Figure III-14: Fracturation "multi-stage" couramment réalisée (Dusseault et McLennan, 2010)	42
Figure III-15: Mécanismes possibles lors d'une fracturation hydraulique dans les roches mères (Dusseault et McLennan, 2011)	43
Figure III-16: schéma de la structure de chauffage dans le cadre du projet Shell Mahogany Research Project.....	46
Figure III-17: extrait de deux figures de modélisation de la structure chauffée dans le cadre du projet Shell 'Mahogany Research Project'	46
Figure III-18: Schéma d'injection de vapeur proposé par la compagnie Americal Shale Oil .	47
Figure III-19: Volume des argiles en fonction de leur état d'hydratation.....	48
Figure III-20: Modélisation des étapes de déshydratation pour une argile de type beidellite en fonction de la température pour des pressions variant de 1 à 1300 bars (géotherme moyen) (vidal,2009)	48
Figure III-21: Modélisation des conditions de variation de volume et de production de fluide dans un système drainé pour une argile de type beidellite en fonction de la température (vidal, 2009).....	49
Figure III-22: Image par tomographie synchrotron d'une shale durant un traitement thermique produisant une microfissuration.	50
Figure III-23: Images en microscopie électronique à très haute résolution montrant la déstructuration progressive des structures en oignon(a) du kérogène avec l'augmentation progressive de la température (~300-500°C) (de b à e) dans un milieu confiné sous pression (Beysac et al. 2002)	51
Figure III-24: Modélisation triphasique de l'équilibre capillaire dans un black shale (Silin, Lawrence Berkeley National Laboratory, 2010).....	52
Figure III-25: modélisation du bilan énergétique du projet Shell Mahogany Research	53
Figure III-26: Expérience de fissuration d'une roche sous l'effet 'un courant électrique (Chen, 2010).....	54
Figure III-27: Application des chocs électriques à un puits pétrolier et expérience réalisée par Chen (2010).....	54

Figure III-28: un exemple schématique d'une exploitation utilisant le propane comme fluide de fracturation	55
Figure IV-1: Les principaux risques de pollution liés à l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère.....	58
Figure IV-2 : Occupation du terrain pendant la phase d'exploration.....	60
Figure IV-3 : Occupation du terrain pendant la phase de développement	60
Figure IV-4 : Occupation du terrain pendant la phase de production Source : Présentation "Hydrocarbures de roche mère- ENSCR", SNF, janvier 2015	61
Figure IV-5 : un site regroupant 8 forages en "cluster"	63
Figure IV-6: Les besoins en eau pour la réalisation du forage et de la fracturation hydraulique.	65
Figure IV-7: Les additifs chimiques utilisés dans la formation des fluides de fracturation... 66	66
Figure IV-8: La gestion des effluents. En surface, les effluents sont généralement stockés dans des bacs de décantation	67
Figure IV-9 : Les risques de pollution des nappes phréatiques superficielles	69
Figure IV-10 : L'architecture d'un puits. Les différents tubages (« casing »).....	71
Figure IV-11 : Les risques potentiels de pollution de l'air et les moyens mis en œuvre pour réduire les émissions d'hydrocarbures dans l'atmosphère.	73
Figure IV-12: La micro sismicité induite par la fracturation hydraulique.	74
Figure V-1 : Calcul des ressources techniquement récupérables.	76
Figure V-2 : Carte des ressources récupérables en gaz de schiste (USEIA, 2013).....	79
Figure V-3 : Carte des ressources récupérables en pétrole de schiste (USEIA, 2013)	80
Figure VI-1: Positionnement de ressources algériennes	84
Figure VI-2 : Plan de bassin de Ghadamès (silurien Tanezrouft) et maturité thermique (EIA, 2013).....	87
Figure VI-3 : Plan de bassin d'Illizi (le schiste de Silurien Tanezrouft) (EIA, 2013).	88
Figure VI-4: Plan de bassin d'Ahnet (le schiste de Silurien Tanezrouft) (EIA, 2013).	89
Figure VI-5: Plan de bassin d'Ahnet (le schiste de frasnien) (EIA, 2013).	90

Liste des Tableaux

Tableau I-1 comparaison entre les quantités techniquement récupérable de gaz de roche mère et les réserves prouvées de gaz naturel conventionnel	7
Tableau IV-1 : comparaison entre l'impact au sol des différentes industries [24]	64
Tableau V-1: Évaluation de la production et des réserves de gaz conventionnel par comparaison aux ressources de gaz de schistes (gaz en place et ressources de gaz de schistes techniquement récupérables) ;	78
Tableau VI-1 : caractéristiques des réservoirs algérien.....	85
Tableau VI-2 : caractéristiques des réservoirs algérien.....	85
Tableau VI-3 : caractéristiques des réservoirs algérien.....	86
Tableau VI-4 : Comparaison préliminaire des gaz de schiste algérien et US (Mohamed, 2012)	91

Résumé

Les hydrocarbures de roche-mères font partie de la famille des hydrocarbures non conventionnels. La matière organique contenue dans cette roche va durant son enfouissement se transformer en hydrocarbures liquides (pétrole de schiste) ou gazeux (gaz de schiste). Pour produire ces hydrocarbures dans une roche peu poreuse et quasiment imperméable, il est indispensable d'utiliser massivement deux techniques déjà employées dans la production conventionnelle : le forage horizontal et la fracturation hydraulique. Malgré l'amélioration constante de ces techniques, la production d'un puits est relativement faible et décline rapidement impliquant un grand nombre d'installations de production. S'il est encore trop tôt pour en évaluer les ressources à l'échelle du monde, ils pourraient cependant prolonger l'approvisionnement en hydrocarbures permettant d'assurer une transition énergétique économiquement supportable .

Abstract

Hydrocarbons source rocks are classified as unconventional hydrocarbons. Organic matter contained in this rock will be transformed during her burial over geological time into liquid hydrocarbons (shale oil, tight light oil) or gaseous hydrocarbons (shale gas). To produce these hydrocarbons in a low porous and virtually impermeable rock, it is necessary to perform 2 techniques already used in conventional production : horizontal drilling and hydraulic fracturation. Despite the constant improvement of these techniques, the production of a well is relatively low and rapidly declining; in order to have an economic production you need a great number of producing wells. While it is too early to assess the resources across the world, the could extend the supply of hydrocarbons to ensure economically viable energy transition.

Introduction générale

Introduction

Depuis quelques années, le développement de la production d'hydrocarbures de roche-mère (pétrole et gaz de schiste) a considérablement modifié le paysage énergétique .

Les hydrocarbures de roche-mère sont les hydrocarbures liquides ou gazeux qui sont restés piégés dans la couche argileuse, riche en matière organique (la roche-mère), où ils se sont formés par augmentation de pression et de température au cours de leur enfouissement durant les temps géologiques. Une partie des hydrocarbures formés dans la roche-mère est expulsée, et, si les conditions géologiques sont favorables, iront former des gisements conventionnels. La partie restante constitue les hydrocarbures de roche-mère. Ce sont donc des hydrocarbures dont le mode de formation et la composition chimique sont identiques aux hydrocarbures conventionnels mais ils sont contenus dans une roche très peu poreuse et quasiment imperméable rendant impossible leur production par des méthodes classiques. Ils sont donc classés parmi la grande famille des hydrocarbures non conventionnels au même titre que les sables bitumineux du Canada et les huiles lourdes et extra-lourde du Venezuela.

La production de ces hydrocarbures fait massivement appel à deux techniques déjà couramment employées dans le monde pétrolier : le forage horizontal et la fracturation hydraulique. Le forage horizontal permet de recouper sur de grandes distances (1 à 2 km) la couche contenant les hydrocarbures de roche mère et la fracturation hydraulique a pour but de créer une fracturation artificielle qui va permettre aux hydrocarbures présents d'être drainés en direction du puits. Du fait des caractères particuliers de ces argiles, le rayon de drainage et la productivité des puits sont relativement faibles nécessitant la multiplication des installations. C'est ce nombre important de puits de production qui explique une empreinte environnementale plus forte que dans le cas d'un gisement conventionnel. Cette empreinte se marque dans l'occupation des sols, la gestion de la ressource en eau et les risques de pollutions des aquifères et de l'air. Tous les développements en cours visent à réduire cette empreinte sur l'environnement et bien évaluer les risques.

Le développement rapide et dans de grandes proportions de ces hydrocarbures de roche-mère a montré qu'il était possible de les produire à des coûts compétitifs. La production massive de gaz de schiste aux USA a permis une très sensible baisse du coût du méthane et la production de pétrole de schiste a permis aux USA de retrouver leur maximum de production atteinte au début des années 1970. Toutes les roche-mères suffisamment enfouies pour avoir générées des hydrocarbures liquides ou gazeux sont donc des objectifs potentiels pour cette production. Les ressources dans le sous-sol sont donc considérables mais il faut largement pondérer ces chiffres par un taux de récupération faible et un nombre important de sites de production. S'il est encore trop tôt pour définir l'importance des hydrocarbures de roche-mère dans le futur mix énergétique, il est cependant raisonnable de penser que dans de nombreux bassins sédimentaires, une production notable pourra être réalisée permettant d'assurer une transition énergétique économiquement supportable.

Chapitre I : Le contexte énergétique mondial

I Le contexte énergétique mondial

I.1 Une demande d'énergie croissante

Le rapide développement de l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère (pétrole et gaz de schiste) aux États-Unis, avec ces conséquences économiques mais aussi environnementales, a replacé la transition énergétique à la une de l'actualité ces dernières années. Si, comme on l'envisage, la demande énergétique augmente de 36% dans les vingt-cinq prochaines années, quelle sera la part des hydrocarbures non conventionnels dans le futur mix énergétique ?

La transition énergétique s'est amorcée dès la fin des années 1970 à la suite des deux chocs pétroliers. Elle s'est accélérée ces dernières années sous l'effet d'une prise de conscience mondiale des impacts sur l'environnement de l'utilisation des énergies fossiles. D'après les prévisions de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) (Figure 1) dans son scénario « *New Policies Scenario* » (NPS) tenant compte des efforts des gouvernements pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES), l'augmentation annuelle de la demande d'énergie devrait être de l'ordre de 1,2% jusqu'en 2035. Cette estimation s'appuie sur deux tendances lourdes à savoir l'augmentation de la population mondiale – de plus de 1% par an – et une croissance économique annuelle de l'ordre de 3%.

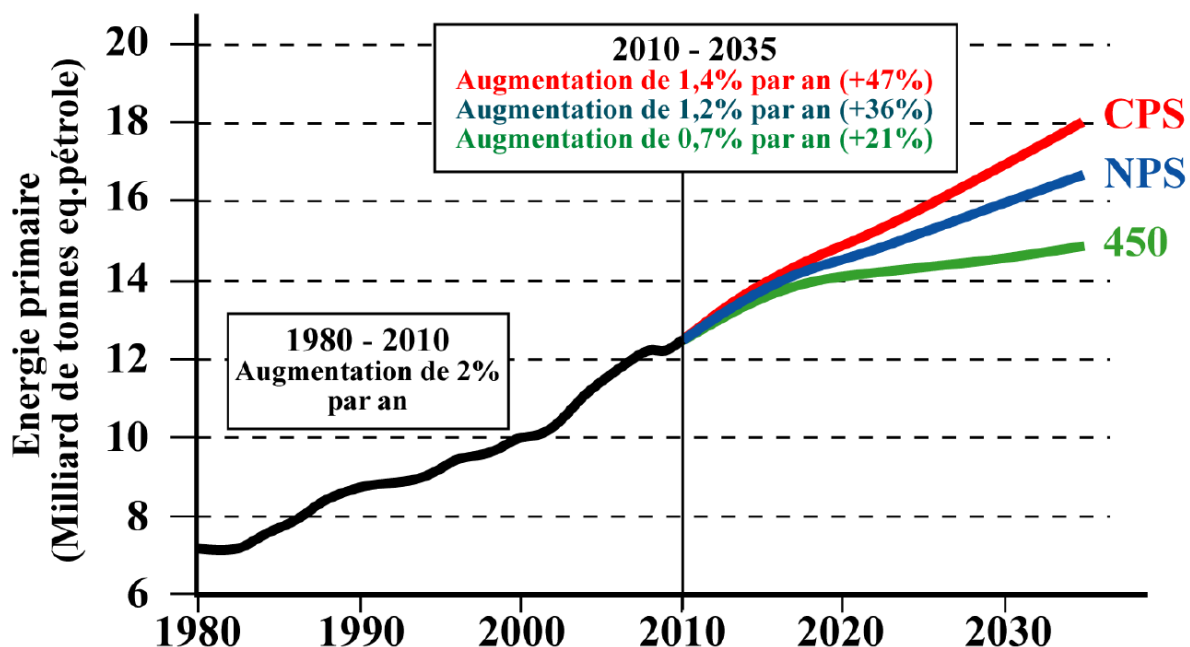


Figure I-1 Les différents scénarios de l'AIE concernant la demande mondiale d'énergie.

CPS – « *Current Policies scenario* » - Poursuite de l'augmentation de la demande énergétique.

NPS – « *New Policies Scenario* » : scénario retenu dans la suite de l'article.

450 – Scénario aboutissant à des émissions de CO2 compatibles avec une augmentation de 2°C de la température mondiale en 2050 (450ppm). [1]

Pour répondre à cette demande croissante toutes les sources d'énergies seront mises à contribution (Figure 2), avec notamment un rapide développement des énergies renouvelables (+ 7,7% par an) alors que la consommation de pétrole et de gaz devrait augmenter beaucoup plus faiblement (+0,5% par an pour le pétrole, 1,6% par an pour le gaz).

Chapitre I : Le contexte énergétique mondial

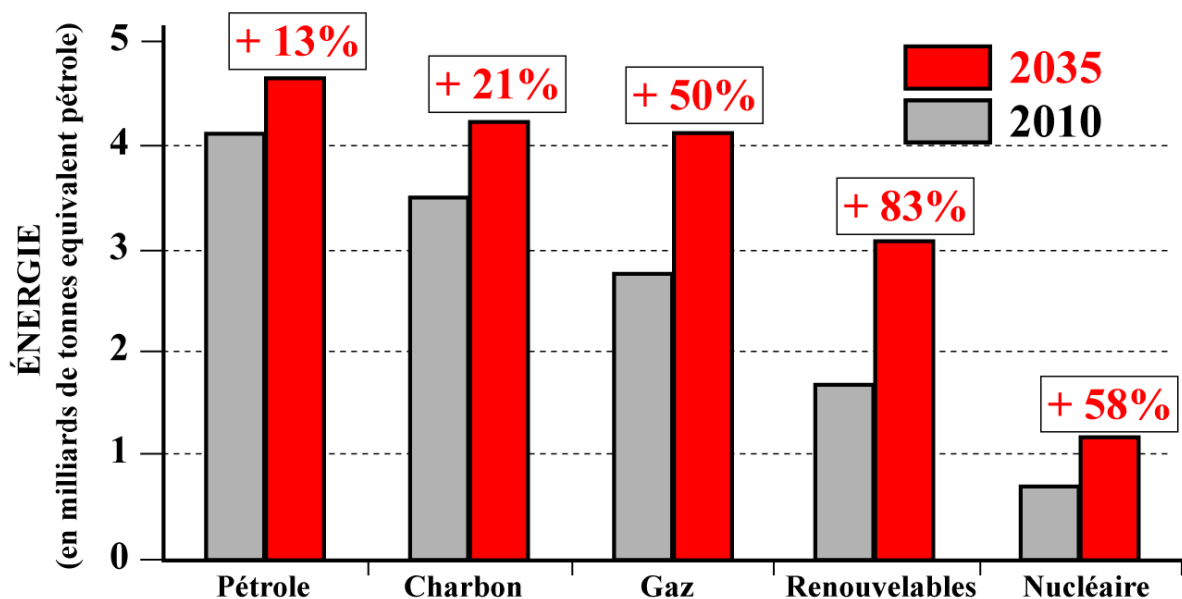


Figure I-2 L'augmentation de la demande énergétique mondiale par type d'énergie. [2]

Les chiffres représentent l'augmentation en pourcentage pour la période 2010-2035.

On peut donc indéniablement parler de transition énergétique pour qualifier la période 2010-2035, même si celle-ci se réalisera lentement. En 2035, les énergies renouvelables pourraient représenter 18% de l'énergie mondiale contre 13% en 2010. La part des hydrocarbures dans le mix énergétique mondial va donc bien légèrement diminuer jusqu'en 2035 mais la production va devoir continuer d'augmenter. Suivant le scénario NPS de l'AIE, la production de pétrole devrait augmenter de 14 millions de barils par jour pour atteindre 100 millions de barils par jour en 2035. Pour le gaz, la production devra atteindre 5 000 milliards de mètres cube contre 3 364 en 2012 [3].

I.2 La production d'hydrocarbures pourrait-elle suivre la demande ?

Pour essayer de répondre à cette importante question, il faut revenir à une notion fondamentale la notion de « Peak oil ». En 1956 K.M. Hubbert [4], géophysicien chez SHELL publie une théorie suivant laquelle la production d'un champ d'hydrocarbures diminue à partir du moment où la moitié des ressources ultimement récupérables a été produit. Cette notion ne s'applique pas seulement à un champ mais à une région, à un bassin sédimentaire ou à l'échelle mondiale. (Figure I-3). Cette théorie s'appuie sur une étude extrêmement minutieuse des champs d'hydrocarbures américains, elle prédit à l'échelle des USA un « pic de production » de 3 milliards de barils par an atteint en 1970, chiffres qui s'avèreront exact et qui remettront sur le devant de la scène une théorie passée pratiquement inaperçue lors de sa parution. D'autres données sur d'autres bassins sédimentaires confirmeront cette théorie même si l'interprétation de cette courbe sera toujours sujette à débat.

Chapitre I : Le contexte énergétique mondial

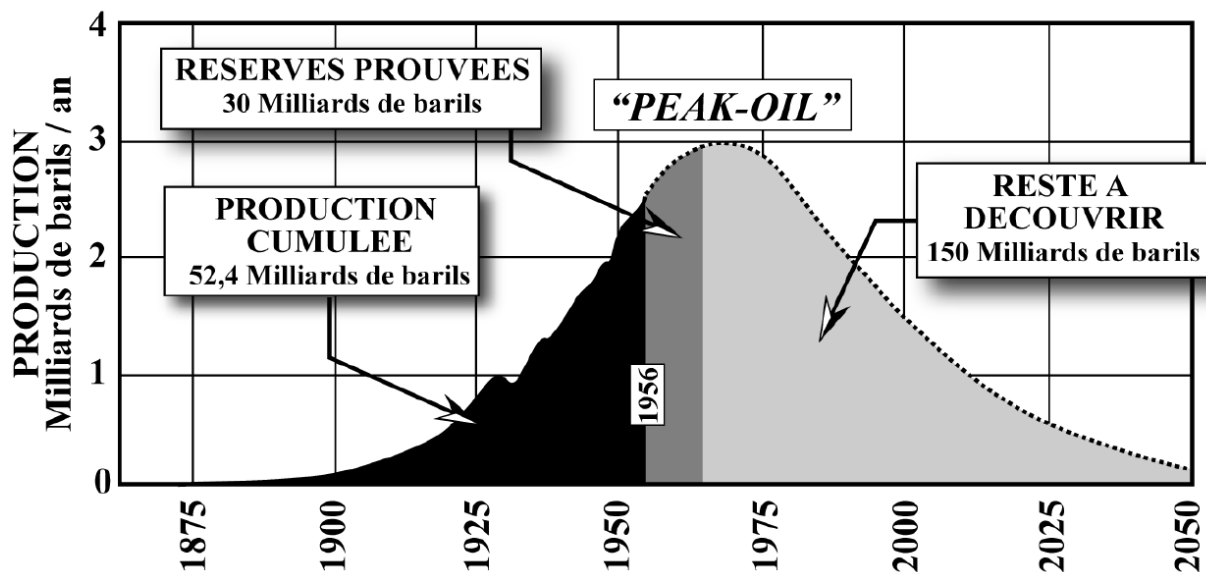


Figure I-3 Courbe théorique de production de pétrole aux USA (publié par K.Hubbert, en 1956) [4]

La production commence à diminuer lorsque le volume des hydrocarbures produits dépasse la moitié du volume des hydrocarbures récupérables.

Dans le cas du scénario retenu (NPS de l'AIE), pour suivre la demande, la production d'hydrocarbures liquides doit continuer à progresser pour atteindre les 100 millions de barils/j ce qui implique que le « peak-oil » soit au minimum atteint en 2035. La réponse à la question de savoir si la production pourra répondre à la demande dépend alors des ressources ultimes récupérables. Les ressources ultimes récupérables sont constituées.

- **Des réserves prouvées :** C'est le volume d'hydrocarbures estimé dans les gisements connus et dont les installations de production sont opérationnelles ou budgétées. Cette évaluation est généralement donnée sous forme de probabilités d'occurrence :
 - ✓ P1 : 90% de chance que la valeur réelle soit supérieure à l'estimation (PROUVEES) ;
 - ✓ P2 : 50% de chance que la valeur réelle soit supérieure à l'estimation (PROBABLE) ;
 - ✓ P3 : 10% de chance que la valeur réelle soit supérieure à l'estimation (POSSIBLE).

On retient généralement la valeur P1 ce qui est souvent une valeur sous-estimée des réserves réelles.

- **Des réserves additionnelles :** Elles sont de deux types :
 - ✓ Réévaluation des champs : Au fur et à mesure de la production du champ, les réserves sont de mieux en mieux connues et généralement on se rapproche de la valeur P2 ;
 - ✓ Augmentation du taux de récupération : L'utilisation de techniques de récupération assistée (Enhanced Oil recovery : EOR), des améliorations technologiques au cours de la vie du champ permettent parfois de réévaluer les réserves.
- **Des nouvelles découvertes :** Ce sont tous les nouveaux champs que l'on va découvrir dans les années à venir que ce soit dans les bassins sédimentaires déjà connus ou dans de nouvelles zones géographiques ou sur de nouveaux thèmes d'exploration.

Chapitre I : Le contexte énergétique mondial

- **Les pétroles non conventionnels** : En toute rigueur ils devraient être comptabilisés dans les nouvelles découvertes mais du fait de leurs particularités, ils constituent une catégorie à part entière.

En réalisant l'exercice sur les ressources ultimes récupérables en hydrocarbures liquides nécessaires pour répondre à la demande du scénario *New Policies* de l'AIE (Figure 4) et en prenant des valeurs réalistes pour l'estimation des réserves additionnelles et des nouvelles réserves qui seront découvertes d'ici 2035, les pétroles non conventionnels devront contribuer à hauteur de 650 milliards de barils (2,4 fois les réserves prouvées de l'Arabie Saoudite).

2010

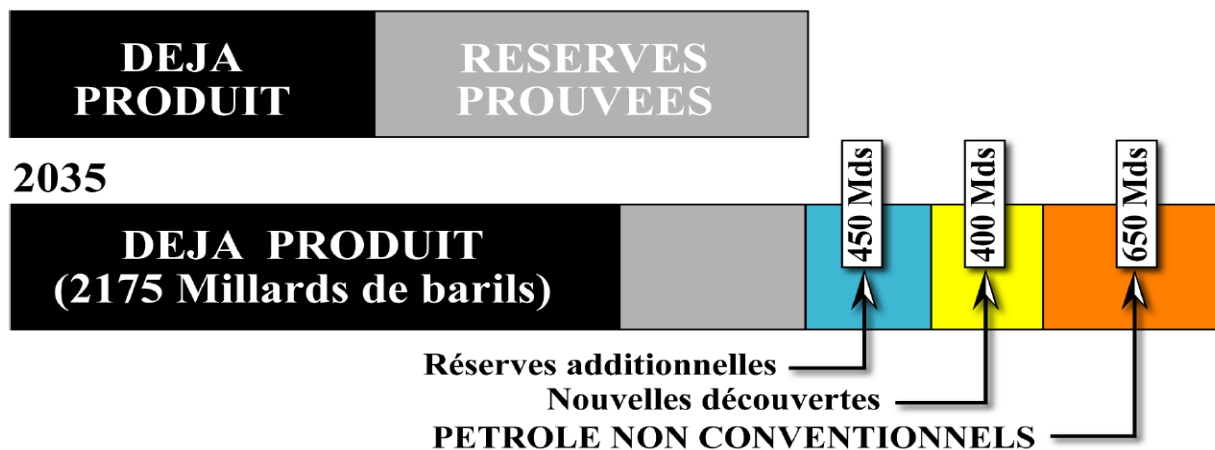


Figure I-4 Estimation des volumes des différentes ressources nécessaires en hydrocarbures liquides à la réalisation du scénario New Policies de l'AIE.

Le même exercice fait avec les hydrocarbures gazeux (Figure 5) donne des résultats un peu différent du fait que les réserves prouvées sont importantes et que les principales découvertes de ces dernières années sont des champs de gaz [5].

2010

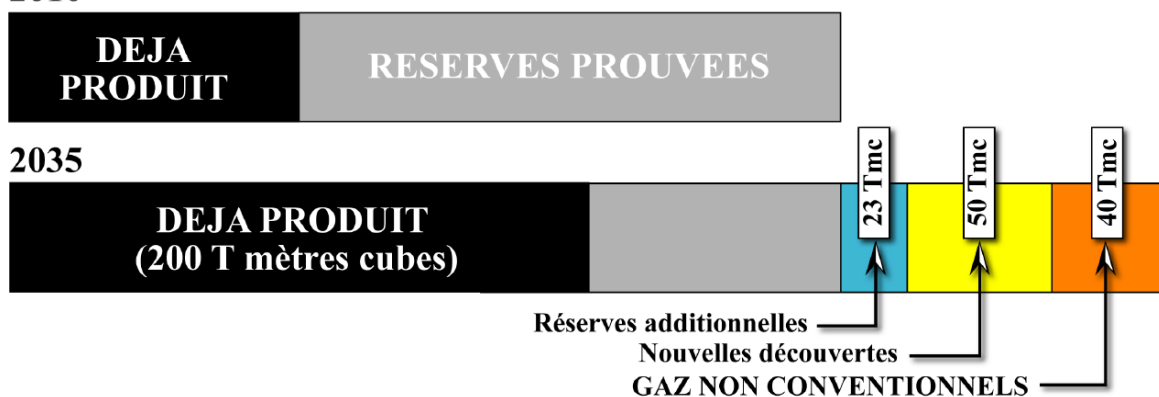


Figure I-5 Estimation des volumes des différentes ressources nécessaires en hydrocarbures gazeux à la réalisation du scénario New Policies de l'AIE.

La part des gaz non conventionnels ne devrait donc pas être aussi importante que pour les pétroles non conventionnels. La valeur de 40 Tcm correspond cependant à une valeur sensiblement supérieure à celle de l'Iran (33 Tcm), premier pays en termes de réserve de gaz.

Chapitre I : Le contexte énergétique mondial

I.3 La situation du gaz et des huiles de roche-mère dans le monde

Selon le rapport annuel de l'EIA (U.S. Energy Information Administration) de 2013, les réserves mondiales (ou ressources récupérables par la technologie actuelle) du gaz de roche-mère sont estimées à 206700 milliards de m³ soit environ 30% des réserves mondiales en gaz naturel. Elles se répartissent sur 41 pays (Figure I-6).

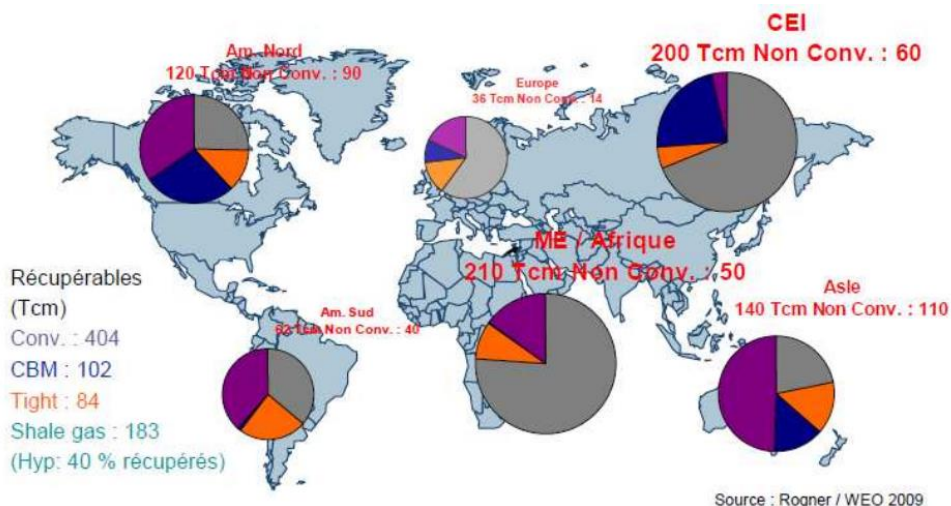


Figure I-6 La situation du gaz et des huiles de roche-mère dans le monde

La figure (Figure I-8) montre la localisation des bassins et des régions analysés, Les zones représentées en rouge indiquent les ressources mondiales de shale gas et shale oil déjà estimées et qui sont techniquement récupérables.

Les zones représentées en orange indiquent des ressources de shale déjà étudiées mais sans estimation de leurs réserves, à cause du manque d'informations nécessaires à l'évaluation.

La Chine, l'Argentine, l'Algérie et les Etats-Unis dans cet ordre, seraient les plus gros détenteurs mondiaux. De nombreux pays n'ont pas encore réalisé la prospection ou n'ont pas communiqué leurs chiffres.

D'après les deux rapports fournis par l'EIA en 2011 et 2013, on remarque que les réserves mondiales récupérables sont en augmentation remarquable pendant les deux années, en Algérie ces réserves sont estimées de 230 Tcf en 2011, ce chiffre est atteint à 707 Tcf en 2013. [6]

Tableau I-1 comparaison entre les quantités techniquement récupérable de gaz de roche mère et les réserves prouvées de gaz naturel conventionnel

	Réserves prouvées de gaz conventionnel (en Tcf)	Gaz de Roche-mère techniquement récupérable (en Tcf)
France	0.2	180
Allemagne	6.2	8
Pays-Bas	49	17
Norvège	72	83
Suède	/	41
Pologne	5.8	187

Chapitre I : Le contexte énergétique mondial

Il faut toutefois prendre ces données avec circonspection. Tous les gisements techniquement récupérables ne sont pas effectivement exploitables.

I.3.1 Le gaz de roche-mère : un intérêt grandissant dans le monde

I.3.1.1 Gaz de schiste

Asie-Océanie :

En Indonésie, les ressources totales sont estimées à 28 Tm³ et les autorités souhaitent ouvrir des concessions. En Australie, l'intérêt pour le gaz de roche-mère est assez récent. Des ressources estimées à plusieurs dizaines de Tm³ sont connues dans le Bassin de Cooper, entre le Queensland et l'Australie Méridionale. Plusieurs compagnies ont entamé des forages d'exploration dans cette zone mais aussi dans le Bassin de Perth, sur la côte occidentale du continent. Un rapport récent avance un doublement possible des ressources gazières par l'apport du gaz de roche-mère.

Fortement demandeuse d'énergie pour soutenir sa croissance, l'Inde montre un intérêt pour le gaz de roche-mère. Six bassins ont été identifiés comme pouvant receler un potentiel. Une attribution de plusieurs blocks est prévue pour 2013 mais reste conditionnée à la création d'une réglementation spécifique.

Parmi les nouveaux producteurs de gaz non conventionnels, la Chine est sans conteste le pays à suivre dans les prochaines années. Des besoins colossaux en énergie et une décroissance rapide des réserves domestiques de charbon ont poussé les autorités à une marche forcée vers l'exploitation des ressources nationales conventionnelles et non conventionnelles. [7]

Afrique :

En matière de ressources en gaz non conventionnel, le continent africain n'apparaît pas parmi les régions du monde les plus impliquées. En Tunisie, un premier puits d'exploration de gaz de roche-mère a été foré avec succès en 2010 par Perenco sur le champ d'El Franig. En Algérie, Sonatrach a signé des accords d'exploration avec l'italien ENI. Le gouvernement envisage un soutien spécifique dans le cadre d'une évolution de la législation pétrolière. En Afrique du sud, Shell a lancé une campagne d'exploration de gaz de roche-mère dans le bassin de Karoo en 2009. Il a été imité ensuite par un consortium comprenant la compagnie nationale Sasol, le norvégien Statoil et l'américain Chesapeake. L'ensemble des opérations a été tout d'abord stoppé par un moratoire du régulateur interdisant la fracturation hydraulique avant la réalisation d'une évaluation générale de l'impact environnemental.

- Algérie :

D'après l'étude d'ARI, on estimait à 812 000 milliards de pieds cubes les réserves de gaz en place et à 230 000 milliards de pieds cubes les réserves de gaz techniquement exploitables, ces dernières étant situées dans le bassin de Ghadames (195 000) et le bassin de Tindouf (35000) au sud-ouest de l'Algérie. Un communiqué publié par Jens Alic d'Oilprice (daté du 11 novembre 2012) faisait état de 321 000 milliards de pieds cubes de réserves de gaz de schiste exploitables, tandis que l'Agence France Presse citait le 11 novembre 2012 des représentants officiels algériens selon lesquels les réserves s'élevaient à au moins 500 000 milliards de pieds cubes.

Un certain nombre de sociétés, notamment ENI, Shell et Talisman, ont déjà signé des accords d'exploration et ENI a déjà entamé l'exploration. Sonatrach, la compagnie nationale d'hydrocarbures algérienne, a creusé ses premiers puits de gaz de schiste en 2011. L'État algérien a également annoncé la mise en place de nouvelles mesures fiscales visant à

Chapitre I : Le contexte énergétique mondial

encourager l'exploration et le développement des hydrocarbures non conventionnels, qui n'ont pas encore été approuvées par le parlement.

L'Algérie réunit les conditions pour le développement de la production de gaz de schiste. Tout d'abord, le pays est déjà un grand exportateur de gaz et la demande locale s'accroît actuellement au point que les exportations de gaz conventionnel risquent de baisser. L'Algérie dépend très largement des revenus tirés de l'exportation de gaz (90 % de ceux-ci proviennent de la production d'hydrocarbures). Ces réserves supplémentaires de gaz permettraient donc aux exportations de continuer à soutenir le développement du pays.

Deuxièmement, l'Algérie est un producteur de gaz de longue date et dispose des infrastructures et de l'expertise technique requises pour assurer un développement de grande ampleur à l'échelle de l'ensemble du secteur. Elle dispose en effet d'un gazoduc de gaz naturel régional et de plusieurs gazoducs d'exportation, ainsi que d'un terminal GNL, témoignant de la solidité de ses infrastructures destinés au marché national ou à l'exportation. L'Algérie, forte de sa longue expérience dans le domaine de la production et de l'exportation de gaz, devrait, par conséquent, constituer un marché attractif aux yeux des investisseurs potentiels, ce qui traduit déjà l'intérêt manifesté par les principales compagnies internationales pour ses réserves en gaz de schiste.

Les seuls aspects qui restent une inconnue concernant le développement du gaz de schiste sont les divers risques environnementaux associés à sa production. La fracturation, nécessitant d'énormes quantités d'eau dans des zones où les ressources hydrauliques sont rares, risque de s'avérer très problématique. Il sera nécessaire de mettre en place une réglementation garantissant que les eaux usées soient traitées de manière adéquate et que les déversements soient évités. Sur cette question, l'Algérie devra profiter de l'expérience des États-Unis qui a vu ses pratiques évoluer sous la pression des groupes de protection de l'environnement et l'opinion publique. Concernant l'évacuation et le torchage de gaz, bien que ce problème concerne tout particulièrement les premières phases du développement des puits de gaz de schiste, Sonatrach est membre depuis plusieurs années du Partenariat mondial pour la réduction des gaz torchés (GGFR) et participe activement à la déduction de ces émissions.

Russie – Ukraine :

Parmi les premiers producteurs mondiaux de gaz naturel conventionnel, la Russie dispose également des ressources non conventionnelles. En matière de gaz de roche-mère, les données géologiques laissent à penser qu'il existe un grand potentiel. Malheureusement, il est trop mal connu pour avancer de quelconques estimations. En Ukraine, les autorités souhaitent également développer l'exploration du gaz de roche-mère dont elle revendique des ressources d'au moins 2Tm³. Des accords d'exploration ont été passés avec TNK-BP et Exxon Mobil. Le gouvernement envisage de proposer des concessions dans la région de Lvov et de Kharkov, avec l'objectif de produire 4 à 5 Gm³ par an en 2020.

Europe :

Il y a peu de temps encore, l'existence de gaz de roche-mère en Europe relevait de la discussion privée entre géologues. Le sujet a pris une importance exponentielle à partir de 2009, faisant suite au rôle majeur qu'il a joué dans le redressement de la production américaine. Des évaluations de ressources fondées sur des analogies avec la géologie américaine ont été communiquées, donnant à penser que le gaz de roche-mère allait renverser les équilibres énergétiques européens et atténuer la dépendance énergétique de l'Europe. Dans le même temps, les interrogations sur l'impact environnemental ont également été soulevées. La résultante est une grande disparité d'attitude des pays européens vis-à-vis de l'exploitation du gaz de roche-mère. Cette disparité est renforcée par une politique énergétique et une législation

Chapitre I : Le contexte énergétique mondial

minière qui varient d'un pays à l'autre. Le principal enjeu reste aujourd'hui est d'évaluer correctement en Europe les ressources et les réserves en gaz de roche-mère commercialement exploitables.

L'avenir de l'exploitation des gaz de roche-mère se joue aujourd'hui en Pologne où l'effort d'exploration bénéficie d'un soutien gouvernemental appuyé. La motivation est d'autant plus forte que la dépendance du pays aux approvisionnements en gaz russe est totale. Plusieurs dizaines de concessions ont été accordées, tant à la compagnie nationale PGNiG qu'à des compagnies internationales telles que Chevron, Exxon, Conoco Philips mais aussi à des compagnies de moindre taille mais spécialisées dans le domaine. Plusieurs campagnes de forage ont été lancées et les premiers résultats devraient être progressivement disponibles. Selon les géologues polonais, la viabilité commerciale des projets les plus avancés ne sera connue qu'au mieux en 2014. D'après les mêmes sources, il apparaît assez clair que le potentiel de 5,4 Tm³, annoncé initialement par l'administration américaine était très largement surévalué. Les réserves récupérables sont maintenant estimées entre 346 et 768 Gm³.

Le gouvernement a avancé une possible production annuelle de gaz de roche-mère de l'ordre de 20 Gm³ en 2020.

En France, plusieurs permis d'exploration ont été attribués dans le Sud du pays. Total a avancé le chiffre de 2,4 Tm³ en ressources pour celui qu'il détient. Mais, dans le même temps, la question de l'exploration du gaz de roche-mère a fait l'objet de débats passionnés qui ont abouti à une loi interdisant la fracturation hydraulique pour des raisons de protection environnementale.

Deux régions de l'Allemagne, la Basse Saxe et la Rhénanie-du-Nord–Westphalie, sont l'objet d'un intérêt de la part d'Exxon Mobil et BNK Petroleum. Des ressources de 6,8 à 22,6 Tm³ en gaz de schiste ont été récemment avancées par l'Institut fédéral BGR. Seuls les résultats des campagnes de forage, débutées récemment, pourront permettre d'en savoir plus. Les autorités restent toutefois soucieuses de l'impact environnemental possible.

Un inventaire des ressources non conventionnelles en Hollande a été publié en 2009. Il faisait état d'un potentiel de gaz de roche-mère récupérable de 2,4 à 11 Tm³. Il ne semble pas que l'exploitation soit envisagée actuellement.

En Grande-Bretagne, le British Geological Survey estime les ressources potentielles onshore en gaz de roche-mère à 150 Gm³ avec un potentiel offshore qui pourrait être dix fois supérieur. Un premier forage, opéré par Cuadrilla Resources, a été réalisé dans le Lancashire en 2011. Lors de l'opération de fracturation, un séisme de très faible ampleur, uniquement détecté par l'opérateur, s'est produit.

Suite à cet événement sismique, les autorités britanniques décidèrent, d'une part de suspendre toute opération de fracturation hydraulique et d'autre part, de charger la Royal Academy of Engineering et la Royal Society d'instruire les causes du séisme observé et de proposer des mesures à prendre dans la conduite et le suivi des opérations de fracturation.

Suite à ces propositions, parmi lesquelles on peut citer l'injection d'eau de façon progressive et étagée, la gestion de la pression en cours de fracturation, l'enregistrement de l'activité sismique pendant l'injection d'eau et durant 24 heures postérieurement à la fracturation, la qualité des complétions des puits, le suivi par une personne indépendante des opérations touchant aux puits, le gouvernement britannique décida le 13 décembre 2012 d'autoriser la reprise des opérations de fracturation.

Chapitre I : Le contexte énergétique mondial

Moyen-Orient :

La Turquie, en partenariat avec Shell, vient de lancer une campagne d'évaluation du potentiel en gaz de roche-mère dans l'Ouest du pays. L'Arabie saoudite, dont les ressources restent à estimer, s'intéresse également au sujet.

Amérique latine :

Une zone géographique plutôt productrice d'hydrocarbures conventionnels, le potentiel en gaz non conventionnel de l'Amérique latine n'est réellement investigué qu'en Argentine, afin de réduire la dépendance énergétique de ce pays. En 2009, le gouvernement a annoncé des mesures fiscales favorisant le développement de champs de gaz de roche-mère. L'activité des compagnies nationales et internationales comme Shell, Total, YPF et Americas Petrogas s'est focalisée sur les provinces de Neuquen et de Rio Negro dont le potentiel récupérable serait de l'ordre de 8,5 Tm³.

En Uruguay, l'américain Schuepbach Energy et la compagnie nationale Ancap ont entrepris une campagne d'exploration du gaz de roche-mère dans le Nord du pays.

La compagnie mexicaine Pemex envisage également une campagne semblable dans l'état de Coahuila, limitrophe du Texas où un résultat positif a été enregistré. Pemex estime les ressources nationales entre 4,25 Tm³ et 13,4 Tm³.

Amérique du nord :

Le Canada est considéré comme un pays mature en matière de production de gaz non conventionnel.

Le savoir-faire reconnu des compagnies canadiennes a conduit plusieurs compagnies asiatiques à envisager un partenariat avec elles afin d'en bénéficier. Les gaz de roche-mères sont présents dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien mais aussi au Yukon au Québec, en Ontario, au Nouveau Brunswick et en Nouvelle-Écosse. Les ressources totales en gaz de roche-mère sont évaluées à 42 Tm³ avec des ressources commercialisables estimées de 11 Tm³. Plusieurs grands projets de production de gaz naturel liquéfié à destination de l'Asie motivent les campagnes d'exploration. Au Québec, les projets d'exploitation des gaz de roche-mère se sont heurtés à une vive opposition publique en raison des possibles impacts environnementaux.

I.3.1.2 Le gaz de charbon

Parallèlement au gaz de roche-mère, le gaz de charbon est également une importante ressource non conventionnelle exploitée dans de nombreux pays.

Europe :

En Europe, le potentiel en gaz de roche-mère reste encore à évaluer précisément, mais le gaz de charbon est quant à lui exploité dans plusieurs pays.

En France, European Gas dispose de plusieurs permis dans le Nord-Pas-de-Calais (Gazonor), en Lorraine, autour de Lons-Le-Saunier et au nord de Marseille. Avec 136 Gm³ de ressources estimées, seul Gazonor est en phase de production. En 2008, près de 2,2 Mm³ avaient été extraits.

Les autres permis sont en phase d'exploration et d'évaluation avec des ressources avancées de 104 Gm³ pour le permis lorrain et 2,8 Gm³ pour celui de Gardanne.

L'exploitation du gaz de charbon en Grande-Bretagne a débuté dans les années 80. Une estimation réalisée en 2006 indiquait des ressources totales équivalant à plus de 2,3 Tm³. En 2008, plusieurs licences d'exploration et de développement ont été accordées dans le centre de

Chapitre I : Le contexte énergétique mondial

l'Angleterre et le Pays de Galles à de nombreuses petites compagnies. La première production d'électricité à partir de gaz de charbon a été lancée en 2009 sur le site de Doe Green.

En Italie, Independent Resources explore les permis de Fiume Bruna et de Casoni dont la quantité de gaz en place est estimée à 12 Gm³.

Parmi les premiers producteurs mondiaux de gaz naturel conventionnel, la Russie dispose également de ressources estimées à 84 Tm³ dans les bassins charbonniers.

En Ukraine, plusieurs concessions portant sur l'exploration du gaz de charbon ont été attribuées dans l'Est et l'Ouest du pays. La plus grande pourrait contenir entre 15 et 24 Gm³ de ressources en gaz.

Asie-Océanie :

L'Inde exploite depuis quelques années ses ressources en gaz de charbon, estimées à 2,6 Tm³ mais avec seulement 8,9 Gm³ réellement établies. Quatre campagnes d'attribution de permis d'exploration-production ont abouti à une trentaine de concessions dans une petite dizaine de provinces. La production a commencé en 2009 dans le Bengale avec un volume de 68 000 m³/j.

En Chine, le gaz de charbon est exploité dans le Nord et le Nord-Ouest du pays, principalement dans les bassins de Qinshai, Ordos et Junggar, où se trouvent 85 % des ressources. Le potentiel total de la Chine en gaz de charbon est évalué à 4 Tm³ avec 200 Gm³ de réserves prouvées. Le précédent plan quinquennal prévoyait une production de 5 Gm³/an, mais n'a été réalisé qu'à hauteur d'un quart. Un autre plan 2011-2015 prévoit 5 Gm³/an en 2015 et 10 Gm³/an en 2020. L'activité en exploration production a été assurée par des grandes compagnies chinoises (CNPC, Petrochina) et internationales (Shell, Conoco).

En Australie, le gaz non conventionnel le plus exploité est le gaz de charbon. La production est principalement localisée dans le Queensland, dans les bassins de Surat et Bowen. La Nouvelle Galles du Sud dispose également des réserves importantes mais moins exploitées. Démarrée au milieu des années 90, la production de gaz de charbon a doublé entre 2007 et 2010 pour atteindre plus de 6,1 Gm³. En décembre 2010, les réserves australiennes prouvées de gaz de charbon étaient estimées à 415 Gm³. Une projection récente envisage une production annuelle de 70 Gm³ en 2030.

Sous la pression de la population, la réglementation en matière de protection des ressources en eau s'est progressivement durcie dans les états producteurs. Une particularité de l'Australie est l'existence de projets de liquéfaction du gaz de charbon. Ces projets sont conduits par des compagnies internationales et australiennes avec des actionnaires japonais et chinois.

Dans cette partie du monde, l'Australie et la Chine ne sont pas les seuls pays à être actifs.

Au Vietnam, en 2008, une campagne d'exploration du gaz de charbon sur 5 ans a été lancée par Petrovietnam et l'australien Dart Energy dans le bassin de Son Hong au Nord du pays. Un développement de champ est prévu d'ici à 2013 avec un objectif de production de 280 à 426 Mm³/an.

En Nouvelle Zélande, l'évaluation des réserves en gaz de charbon a commencé dans les années 1980. Ce n'est que récemment que la viabilité commerciale a été étudiée. L&M Energy annonce des ressources de 9 Gm³ pour le permis qu'il détient dans le Western Southland Basin.

En Indonésie, à l'heure actuelle, plus d'une quarantaine de contrats d'exploration production concernant le gaz de charbon ont été signés pour des zones situées à Bornéo et Sumatra.

Les ressources totales sont estimées à 13 Tm³. Il est attendu une production de 0,3 Mm³/j en 2011, 0,6 en 2013, 2,8 en 2015 et entre 14 et 25 en 2020 avec 37 Mm³/j en 2025.

Chapitre I : Le contexte énergétique mondial

Afrique :

Le gouvernement du Botswana a annoncé des réserves prouvées de 1,8 Tm³ en gaz de charbon dans la zone du Kgalegadi mais les sources industrielles ne les estiment qu'à 85 à 113 Gm³

Au Zimbabwe, les diverses campagnes d'exploration dans les bassins de Hwange et Lupane ont conduit à une estimation de ressources de 764 Gm³ de gaz de charbon.

Amérique du nord :

La production commerciale de gaz de houille a commencé aux États-Unis à la fin des années 1980 ; elle a atteint son plateau de production en 2004 avec une production de 50 Gm³ soit 10% de la production américaine de gaz.

Au Canada, le gaz de charbon est présent dans plusieurs provinces telles que la Colombie Britannique, le Saskatchewan, la Nouvelle Écosse et l'Alberta. La production, encouragée par les résultats obtenus aux États-Unis, a été lancée au début des années 2000. Elle a atteint rapidement un pic de 20 Mm³/j en 2007 puis est maintenant stabilisée autour de 18 Mm³/j.

I.3.1.3 Les autres gaz non conventionnels

Les hydrates de méthane contenus dans le sol des régions polaires et les sédiments des fosses océaniques font partie des gaz non conventionnels. L'estimation des ressources et les techniques d'exploitation relèvent encore du domaine de la recherche. Le Canada abrite le seul puits expérimental d'exploitation des hydrates de méthane. Il est situé à Mallik, dans l'extrême nord du pays, proche de la Mer de Beaufort. Des tests ont montré une production de gaz de 2 à 4000 m³/jour. Ce programme de recherche, financé par les gouvernements canadiens, américains et japonais, est toujours en cours. En 2011, des essais de production combinés avec une capture de dioxyde de carbone ont été réalisés. D'autres pays comme les États-Unis, la Chine, l'Inde et la Corée du sud en sont au stade de l'évaluation des ressources. Au Japon, un potentiel de 1,12 Tm³ a été confirmé dans la mer de Kumano. Un premier pilote de production est espéré en 2018.

Dans le cas des "tight gas" ou gaz de roche compacte, un tour d'horizon mondial de la production et des ressources est difficile à réaliser. De très nombreux pays ne considèrent pas ce type de gaz comme non conventionnel et les données spécifiques ne sont pas disponibles. On peut toutefois indiquer un niveau de ressources techniquement récupérables de 4,9 Tm³ pour les États-Unis et de 6,5 pour le Canada. La part prise dans la production américaine peut être estimée entre 20 et 30 %.

I.3.2 Le recours croissant aux pétroles non conventionnels

Dans le scénario de l'AIE le plus probable, à savoir le scénario "nouvelles politiques", la demande mondiale de pétrole devrait continuer à progresser pour s'établir autour de 100 Mb/j en 2035 contre 87 Mb/j en 2010. L'AIE envisage néanmoins la possibilité d'une baisse progressive de cette demande à environ 80 Mb/j en 2035 (Figure I-7) dans son scénario objectif "450 ppm" qui vise à stabiliser les émissions de CO₂. En tout état de cause, même dans ce scénario optimiste, le pétrole continuera à jouer un rôle important dans les 30 prochaines années, en raison notamment de la croissance de la demande des pays émergents.

Dans ce contexte, la question de l'équilibre pétrolier mondial se pose inévitablement alors que les pétroles non conventionnels sont amenés à jouer un rôle croissant dans l'offre énergétique.

L'AIE a ainsi estimé en 2011 l'ensemble des ressources conventionnelles et non conventionnelles à 8 000 milliards de barils (Gb). Chaque année, le monde en consomme 33 Gb (90 Mb/j en 2012) et bientôt peut-être 36 Gb (100 Mb/j). D'ici à 2050, un total de 1 300 Gb aura été consommé sur la base d'une consommation mondiale stabilisée. La comparaison entre

Chapitre I : Le contexte énergétique mondial

les 1 300 Gb et les 8 000 Gb de ressources laisse supposer une absence de tension. Il convient pourtant d'affiner ces données pour mieux comprendre les enjeux de long terme.

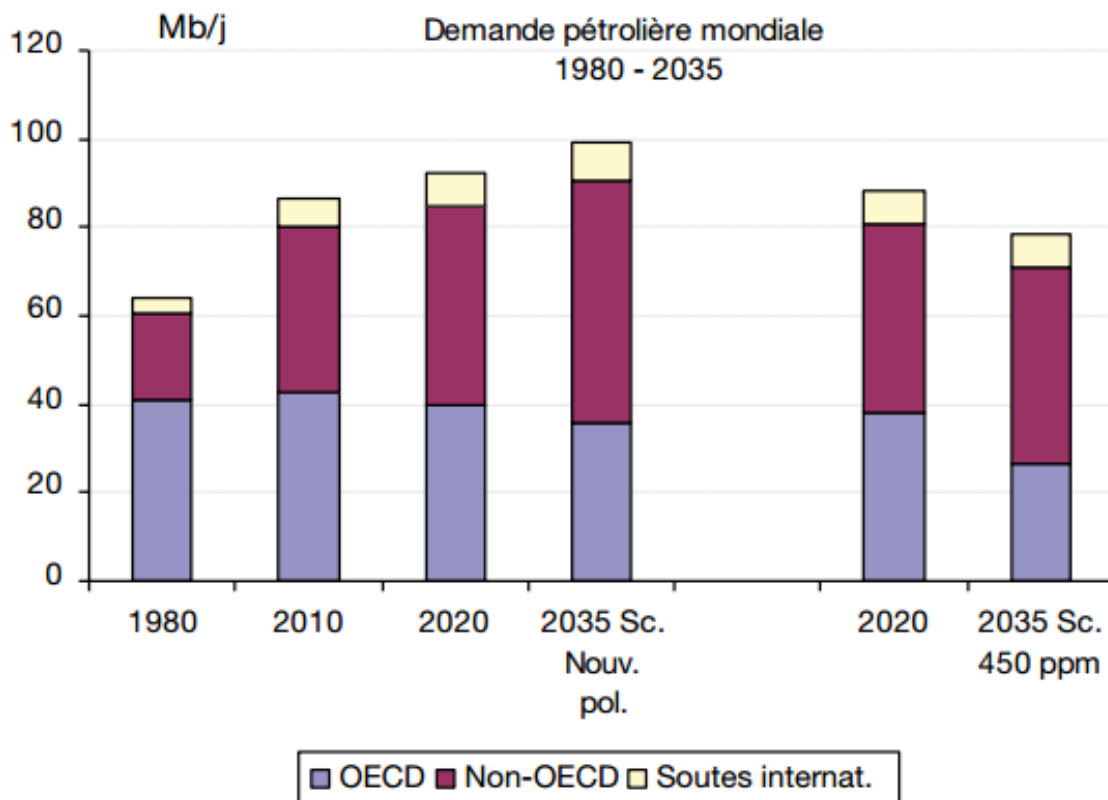


Figure I-7 Consommation pétrolière mondiale par zone et scénarios 1980/2035 – WEO 2011

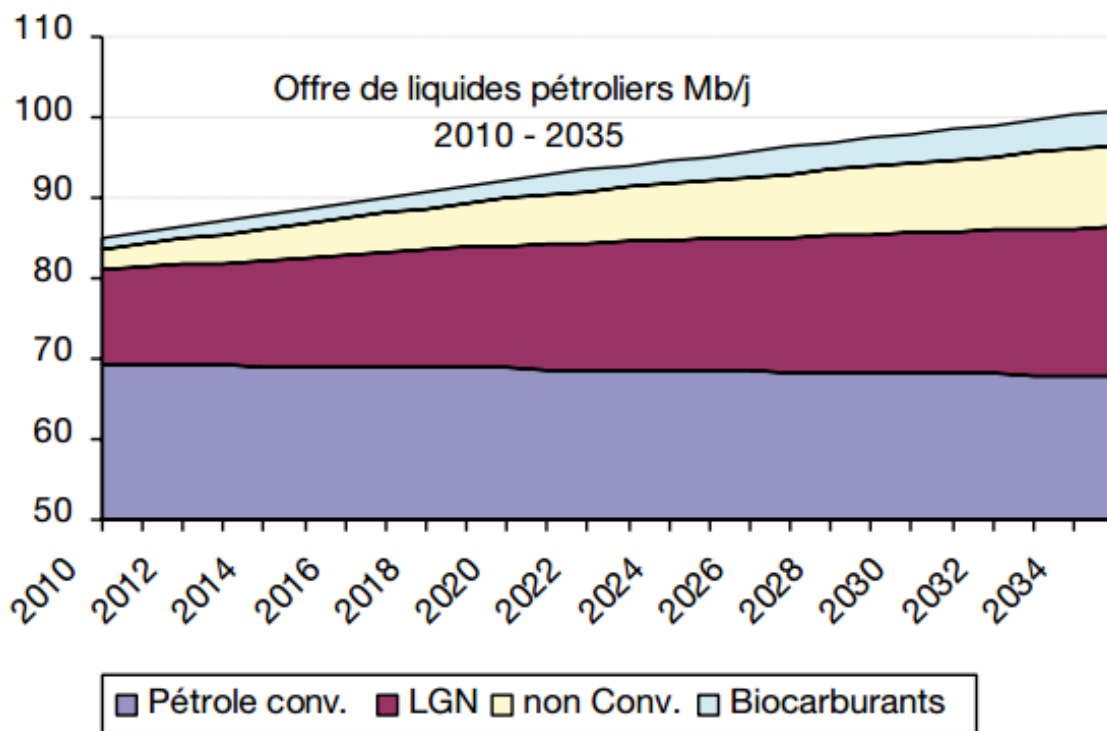


Figure I-8 Offre de liquides pétroliers 2010/2035 – WEO 2011 scénario “Nouvelles politiques”

Chapitre I : Le contexte énergétique mondial

En effet, les ressources de pétroles conventionnels, dont la production est plutôt stagnante (Figure I-8) ne représenteraient plus que 2 500 Gb. Sur la base de ces données, une simulation IFPEN de long terme met en évidence un déclin de la production de ce type de pétrole après 2030 environ. Afin de compenser ce recul, des quantités croissantes de liquides de gaz naturel (LGN) et de pétroles non conventionnels seraient nécessaires si la demande devait se stabiliser autour des 100 Mb/j (Figure I-9).

A noter que ce contexte explique pourquoi, hors situations extrêmes d'un point de vue géopolitique, économique ou financier en particulier, il est généralement admis une fourchette de prix compris entre 100 et 120 \$/b pour le pétrole dans les prochaines années. Cette fourchette reflète en réalité la structure de l'offre qui inclut et inclura des quantités croissantes de pétrole non conventionnels et de biocarburants dont les coûts de production sont supérieurs.

En effet, le développement des pétroles non conventionnels, comme l'offshore très profond, les huiles lourdes du Canada ou plus récemment les huiles de schiste aux États-Unis, implique des prix minimum de 50 à 80 \$/b. Les biocarburants ou les transformations par la voie Fischer-Tropsch du gaz (GtL), du charbon (CtL) ou de la biomasse (BtL), nécessitent en général des prix supérieurs à 100 \$/b. Ces différentes solutions pourraient représenter une offre croissante estimée par l'AIE à 10 Mb/j en 2035 contre 3 Mb/j en 2010.

La révolution en cours aux États-Unis pour ce qui est du développement des huiles de schiste est donc essentielle dans ce contexte. Elle pourrait, si elle se confirme et si elle peut s'élargir à d'autres pays, bouleverser la donne de ce marché à l'image de ce qui est envisagé sur le marché gazier. C'est peut-être notre vision de long terme qu'il conviendra de repenser.

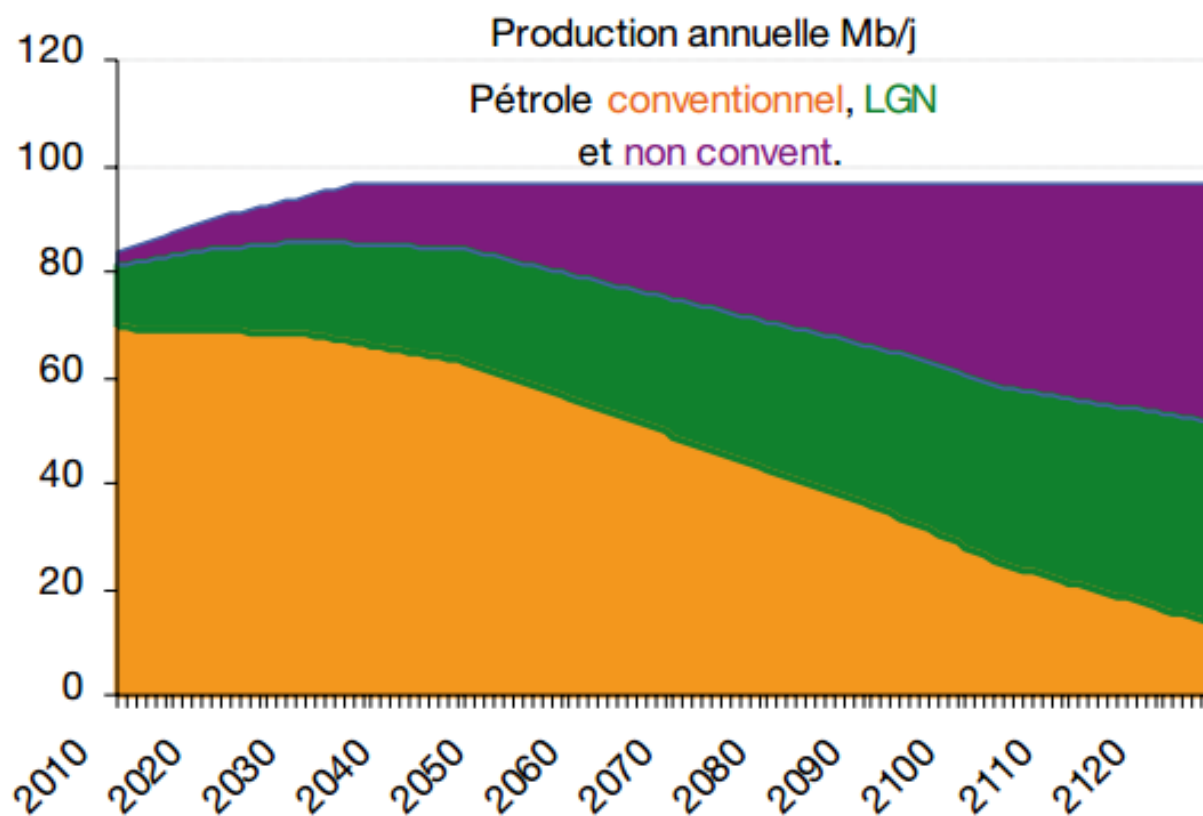


Figure I-9 Simulation de long terme de la production de pétroles conventionnels et non conventionnels et de LGN – Hypothèse consommation stable à 100 Mb/j.

Chapitre II : Les hydrocarbures non conventionnels

II Les hydrocarbures non conventionnels

II.1 Introduction

Physiquement et chimiquement, rien ne différencie un hydrocarbure non conventionnel d'un hydrocarbure conventionnel : il s'agit toujours de pétrole (hydrocarbure liquide) ou de gaz (gaz naturel, principalement composé de méthane).

Le classement d'un hydrocarbure dans l'une ou l'autre catégorie tient aux conditions d'accumulation de cet hydrocarbure dans le sous-sol et aux types de technologies à mettre en œuvre pour l'en extraire.

L'industrie pétrolière nomme conventionnels les gisements contenus dans des roches poreuses et perméables et dont l'exploitation est relativement facile ; elle nomme non conventionnels tous les autres, la limite entre les deux notions évoluant cependant au cours du temps avec les progrès de la technologie : dans toutes les industries, ce qui était hier technologie de pointe peut être aujourd'hui méthode de routine.

Nous rappellerons en premier lieu dans ce chapitre ce qu'est un système pétrolier conventionnel puis, par comparaison, ce que sont ces hydrocarbures dits non conventionnels ; nous focaliserons ensuite notre propos sur les hydrocarbures qui sont restés piégés dans la roche-mère, là où ils se sont formés, dits hydrocarbures de roche-mère et constitués principalement des pétroles et des gaz de schiste [7].

II.2 Formation du pétrole

Le pétrole Énergie fossile "redécouverte" au XIXe siècle, le pétrole est en fait présent dans la nature depuis toujours. Déjà les textes bibliques en parlent sous le nom de "bitume". Il sert longtemps à rendre étanche la coque des bateaux.

Depuis l'Antiquité, il est repéré au Moyen-Orient et dans d'autres parties du monde quand il suinte à la surface du sol. Mais personne ne se doute, jusqu'en 1859, qu'il deviendra une source d'énergie capable d'engendrer une véritable révolution industrielle et de faire entrer l'humanité dans les temps modernes.

Il résulte de la dégradation thermique de matières organiques contenues dans certaines roches : les "roches mères" du pétrole. Ce sont des restes fossilisés de végétaux aquatiques ou terrestres et de bactéries s'accumulant au fond des océans, des lacs ou dans les deltas. Appelés "kérogène", ces résidus organiques sont préservés dans des environnements où les eaux sont dépourvues d'oxygène, se mêlant ainsi aux sédiments minéraux pour former la roche mère. Pendant des dizaines de millions d'années, de nouveaux sédiments vont continuer à s'accumuler, entraînant la roche mère à de grandes profondeurs. Généralement entre 2500 et 5000 m et sous l'action des hautes températures qui y règnent, le kérogène se transforme (craquage thermique) en pétrole liquide accompagné de gaz. A plus de 5000 m, le pétrole "craque" à son tour et se transforme en gaz.

Plus légers que l'eau, le pétrole et le gaz remontent le long des niveaux de roches poreuses (roche réservoir) dans lesquels ils sont confinés si ceux-ci sont surmontés de roches imperméables (roche couverture). Si rien ne les arrête, ils suintent à la surface. C'est l'origine des "mares" de pétrole (exploitées pendant l'Antiquité et décrites par Marco Polo) que l'on peut

Chapitre II : Les hydrocarbures non conventionnels

voir par exemple au Moyen Orient ou au Venezuela. S'ils rencontrent des "défauts" dans le système de drains qui les mène vers la surface (tels que des plis) ils viennent s'y accumuler. Ce sont ces pièges à pétrole et à gaz que recherchent les explorateurs pétroliers. [8]

II.3 Définition d'un système pétrolier

Un système pétrolier est un système regroupant des éléments et des processus géologiques propices à l'accumulation des hydrocarbures (Magoon et Dow, 1994). Gluyas et Swarbrick (2004), définissent les « magic five ingredients » représentés par : la roche mère, la roche couverture, le piège, la roche réservoir et le timing. Allen (1990) définit ces éléments comme suit : l'accumulation du pétrole, la roche réservoir, la roche couverture, le piège, le moment critique. Enfin, selon Magoon et Dow (1994), les composants d'un système pétrolier sont comme suit : une roche mère (active), les chemins de migration, le piège qui est défini par sa géométrie, par la roche réservoir et la roche couverture et le timing (Figure II-1). [8]

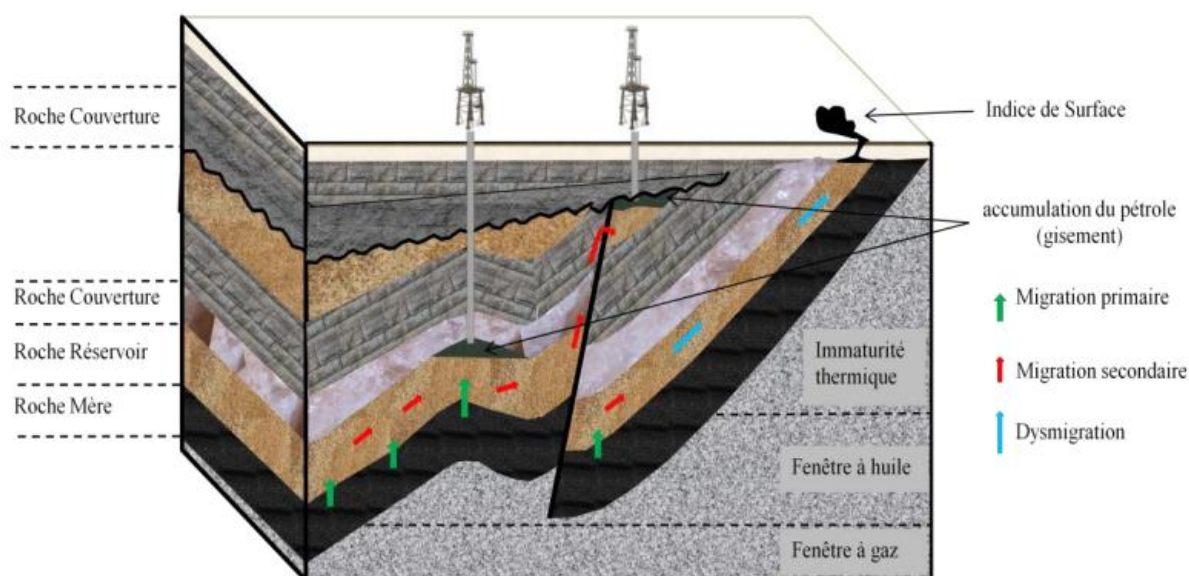


Figure II-1 Bloc 3D représentatif d'un système pétrolier classique composé de roche mère, d'une roche réservoir, d'une roche couverture et de pièges.

II.4 Hydrocarbures conventionnels et non conventionnels

La distinction entre hydrocarbures conventionnels et non conventionnels tient aux conditions de leur extraction du sous-sol.

Il s'agit dans les deux cas des mêmes types d'hydrocarbures, c'est-à-dire de pétrole et de gaz, issus de la transformation de la matière organique contenue dans une roche (la roche mère) suite à l'augmentation de la température et de la pression lors de son enfouissement au cours des temps géologiques.

Une part des hydrocarbures produits dans la roche-mère en ont été expulsés, puis ont migré vers la surface terrestre ; cette migration a parfois été stoppée par une roche imperméable (roche couverture) et les hydrocarbures se sont alors accumulés sous cette roche couverture, dans les interstices (pores) d'une roche poreuse et perméable (roche réservoir), pour y former des gisements.

Classiquement, l'industrie pétrolière exploite les roches réservoirs les plus perméables, au sein desquelles les hydrocarbures sont concentrés, en y forant des puits par lesquels les hydrocarbures remonteront (ou seront remontés) à la surface. Les techniques employées sont

Chapitre II : Les hydrocarbures non conventionnels

dites "conventionnelles" et, par extension, les hydrocarbures ainsi extraits sont appelés "**hydrocarbures conventionnels**". [9]

L'autre part des hydrocarbures produits dans la roche-mère, parfois importante, y sont restés piégés. Les roches-mères, très peu perméables et dans lesquelles les hydrocarbures sont disséminés, ont longtemps été considérées comme inexploitable. Il en était d'ailleurs de même des roches réservoirs les moins perméables. L'extraction des hydrocarbures piégés dans ces roches requiert la mise en œuvre de technologies spécifiques, dites "non conventionnelles" et, par extension là-aussi, les hydrocarbures ainsi extraits sont appelés "**hydrocarbures non conventionnels**".

Les hydrocarbures non conventionnels incluent également les sables bitumineux, pétroles lourds et extra-lourds ; dans ces derniers cas, c'est la qualité du pétrole, très visqueux, qui ne permet pas une exploitation "conventionnelle".

II.5 La coexistence du pétrole et du gaz conventionnels et non conventionnels dans un même bassin sédimentaire

Les hydrocarbures contenus dans un bassin sédimentaire sont issus de la transformation de la matière organique contenue dans une roche - la roche-mère – sous l'effet de l'augmentation de la température et de la pression lors de son enfouissement au cours des temps géologiques.

Généralement, une part des hydrocarbures générés au sein de la roche-mère en ont été expulsés et ont pu s'accumuler ailleurs, dans une roche réservoir sous une roche couverture, pour y former des gisements conventionnels.

Les deux types d'hydrocarbures, conventionnels et non conventionnels, peuvent donc coexister dans un même bassin sédimentaire (Figure II-2). C'est le cas du bassin de Paris où la roche mère contient sur sa bordure orientale des "schistes bitumineux", et dans sa partie centrale des "pétroles de schiste". Cette même roche mère a fourni les hydrocarbures liquides qui ont migré vers les roches réservoirs pour former les gisements de pétrole conventionnels exploités depuis des dizaines d'années.

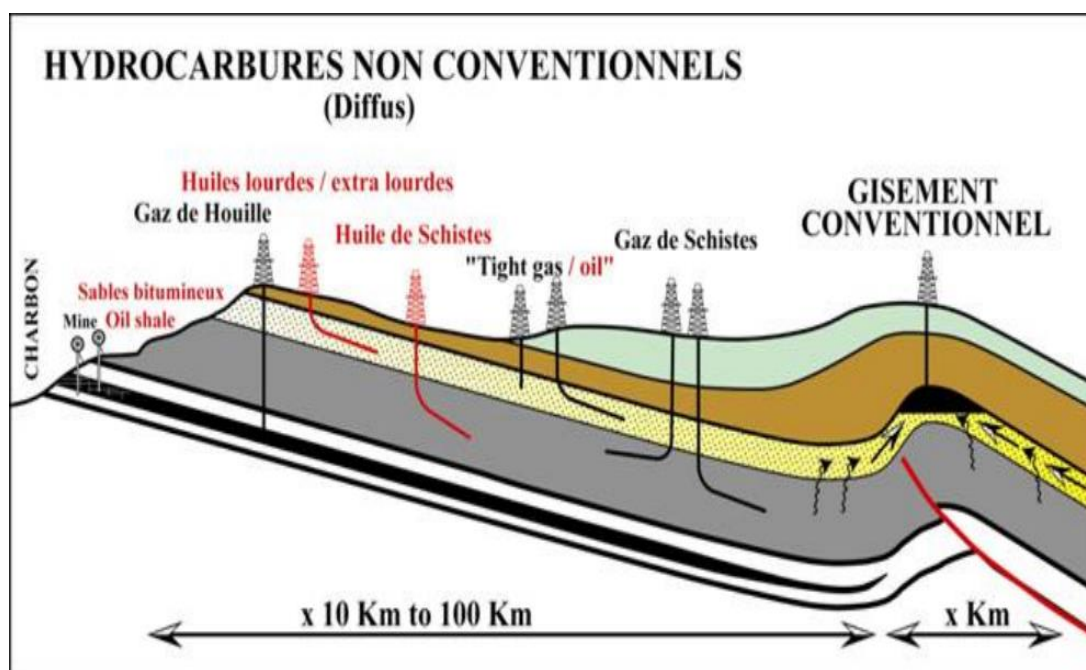
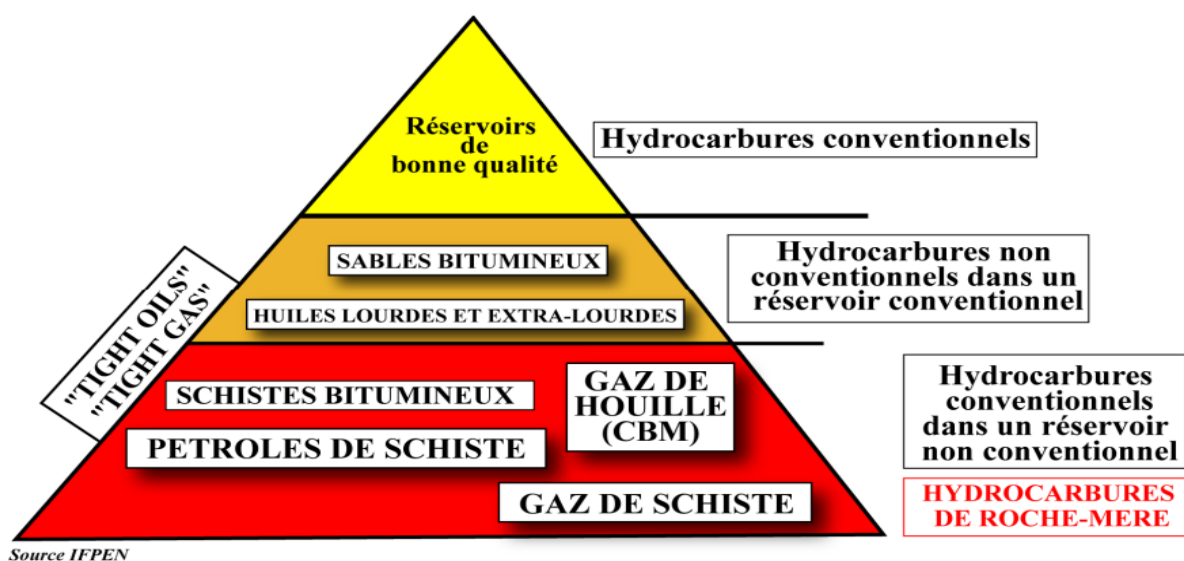


Figure II-2 : Coexistence des deux types d'hydrocarbures conventionnels et non conventionnels

Chapitre II : Les hydrocarbures non conventionnels

II.6 Les différents types d'hydrocarbures non conventionnels

Les gisements non conventionnels peuvent quant à eux être classés en deux grandes catégories (Figure II-3)



Source IFPEN

Figure II-3 : La classification des hydrocarbures non conventionnels

II.6.1 Hydrocarbures non conventionnels liquide

Sous ce terme générique, on trouve plusieurs types d'hydrocarbures (Figure II-4).

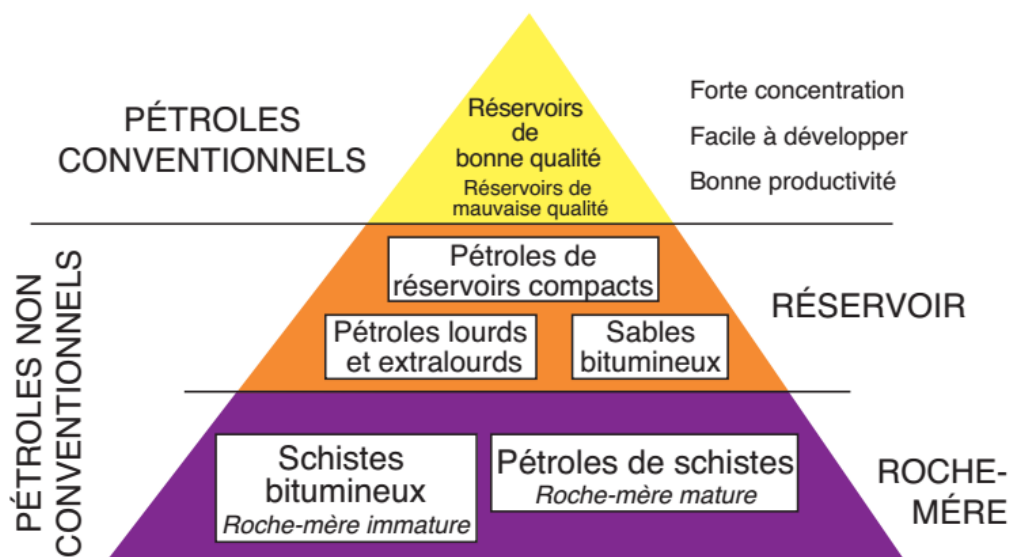


Figure II-4 : Hydrocarbures liquide non conventionnels

II.6.1.1 Les pétroles non conventionnels contenus dans une roche réservoir :

Les pétroles de réservoirs compacts (tight oils) Ce sont des hydrocarbures liquides contenus dans des réservoirs très peu poreux et très peu perméables. On parle de "tight oils" quand, pour avoir une production commerciale d'hydrocarbures, il faut "stimuler" le réservoir dès la mise en production. La production de ces "tight oils" nécessite souvent l'emploi de puits horizontaux et de la fracturation hydraulique.

Chapitre II : Les hydrocarbures non conventionnels

Les pétroles lourds ou extralourds (heavy, extra-heavy oils) Ces pétroles sont appelés lourds du fait de leur forte densité et d'une très forte viscosité (Figure II-5) qui rend impossible une extraction classique même dans des réservoirs de bonne qualité. Dans la majorité des cas, il s'agit d'anciens gisements conventionnels dont le pétrole a été altéré par une intense activité bactérienne. Au début du 20^e siècle, ce pétrole visqueux était extrait en carrières.

Aujourd'hui, on l'exploite par des puits verticaux et horizontaux mais le rendement reste faible. Dans certains cas, on utilise un doublé de forages horizontaux. De la vapeur est injectée dans un des puits. L'augmentation de température fait alors chuter la viscosité du pétrole qui est extrait par le second forage. Les principales réserves de pétroles lourds ou extralourds se situent au Venezuela et au Canada.



Figure II-5 : échantillon de pétrole lourd

Les sables bitumineux (oil sands, tar sands) Les sables bitumineux sont composés de sable (le réservoir initial) et de bitume, qui est un mélange d'hydrocarbures très visqueux (voire solide) à température ambiante (Figure II-6). Là encore, il s'agit d'un gisement conventionnel qui a été porté en surface par des mouvements tectoniques associés à une érosion. L'altération bactérienne est encore plus importante que pour les pétroles lourds ou extralourds, ce qui les rend extrêmement visqueux.

On exploite ces sables bitumineux soit en mines soit en carrières (extraction à la pelle mécanique et acheminement vers une usine de traitement). Les hydrocarbures ainsi extraits doivent être traités sur place avant d'être acheminés dans une raffinerie. Les principales réserves de sables bitumineux se trouvent dans l'État de l'Alberta au Canada.



Figure II-6 : Echantillon de sable bitumineux

Chapitre II : Les hydrocarbures non conventionnels

II.6.1.2 Les pétroles non conventionnels contenus dans une roche-mère :

Les schistes bitumineux (oil shales) Il s'agit d'une roche-mère de très bonne qualité mais qui n'a pas été suffisamment enfouie pour que la matière organique puisse être transformée en hydrocarbures (Figure II-7).

Pour "exprimer" ces hydrocarbures, il faut réaliser artificiellement ce que la nature n'a pas fait en les chauffant. Ces "oil shales" sont exploités en carrières ou en mines puis chauffés à fortes températures (450 °C) ; l'huile ainsi formée est ensuite recueillie. Le rendement énergétique de ce type de pétrole non conventionnel n'est pas bon, une grande partie de l'énergie produite servant à chauffer la roche.

La production de ce type de pétrole est très occasionnelle et ne s'est développée que dans les périodes de conflit : c'est le fameux "pétrole de guerre".



Figure II-7 : schiste bitumineux

Les pétroles de schistes (shale oil) Dans ce cas, l'enfouissement de la roche-mère a été suffisant pour transformer la matière organique en hydrocarbures liquides. Ces hydrocarbures liquides restent piégés dans la roche-mère, qui est très peu poreuse et imperméable. L'exploitation de ces hydrocarbures liquides piégés nécessite alors l'utilisation de forages horizontaux et de la technique de fracturation hydraulique pour augmenter artificiellement la perméabilité de la roche. L'exploitation de ces pétroles de schistes n'a été rendue possible que par les avancées technologiques mises au point sur les gaz de schistes.

Actuellement, seul le bassin de Williston (à la frontière entre les États-Unis et le Canada) produit ce type d'hydrocarbures non conventionnels ; sa production a commencé au début des années 2000 et se développe très rapidement.

II.6.2 Hydrocarbures non conventionnel gazeux

Dans le cas des gaz non conventionnels, le méthane est piégé dans des roches très peu poreuses et imperméables, ce qui ne permet pas une exploitation classique (Figure II-8).

Chapitre II : Les hydrocarbures non conventionnels

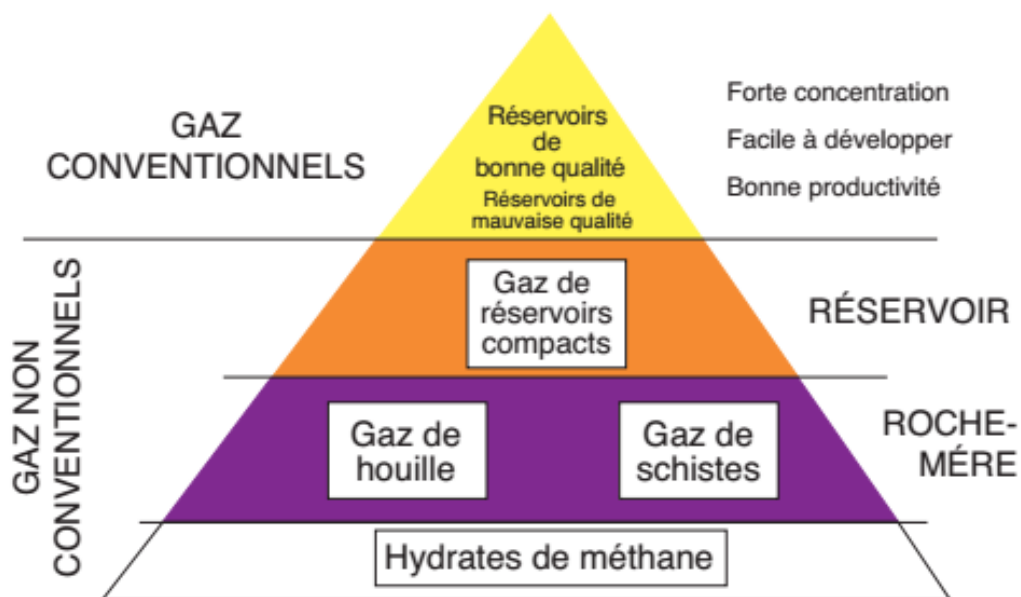


Figure II-8 : Hydrocarbures non conventionnels gazeux

II.6.2.1 Les gaz non conventionnels contenus dans un réservoir

Les gaz de réservoirs compacts Ce sont des hydrocarbures gazeux contenus dans des réservoirs très peu poreux et très peu perméables (Figures II-9). Pour les produire, il faut stimuler le réservoir par fracturation hydraulique.



Figure II-9 : roche contenant du gaz de réservoir compacte

II.6.2.2 Les gaz non conventionnels contenus dans une roche-mère

Le gaz de houille (Coalbed methane ou CBM) : Le gaz de houille est le gaz naturel absorbé naturellement dans les charbons : c'est le fameux "grisou" tant redouté des mineurs (Figure II-10).

Ce gaz est généralement produit à partir de couches de charbons qui sont soit trop profondes, soit de trop mauvaise qualité pour être exploitées en mine.

Chapitre II : Les hydrocarbures non conventionnels

La particularité du gaz de houille réside dans le fait que la majeure partie du méthane est adsorbée sur le charbon lui-même, l'autre fraction étant présente dans les fractures naturelles de la couche de charbon. La quantité de méthane adsorbé dépend du "rang" du charbon, ainsi que de sa nature. Pour exprimer ce méthane adsorbé sous forme gazeuse libre, il faut diminuer les conditions de pression. Cette dépressurisation s'effectue généralement en pompant l'eau interstitielle contenue dans les fractures du charbon.

On peut aussi produire ce gaz de houille à partir des mines de charbon actives ou abandonnées : c'est le Coal mine méthane ou CMM. Dans les mines actives, cette production de méthane en avant du front de taille permet de réduire le risque des "coups de grisou" tout en limitant l'émission dans l'air de méthane, gaz à fort effet de serre.



Figure II-10 : roche contenant le gaz de charbon ou de houille

Le gaz de schistes (shale gas) : Les gaz de schistes sont des gaz formés principalement par du méthane contenu dans des roches argileuses (Figure II-11) ayant une forte teneur en matière organique. Ces argiles (en fait souvent un mélange d'argiles, de silts ou de carbonates) ont été suffisamment enfouies pour que la matière organique ait été transformée en gaz. Une grande partie de ce gaz reste piégée dans les argiles car elles sont presque imperméables. Il faut donc les fracturer artificiellement pour produire ce gaz.

Le potentiel de production en gaz est d'autant plus important que la roche-mère est initialement riche en matière organique, que son enfouissement a été suffisant et que la composition minéralogique des argiles permet une fracturation naturelle ou artificielle efficace. Quand les couches contenant du gaz de schistes sont portées à l'affleurement, le méthane s'exprime sous forme gazeuse, créant des indices de gaz qui peuvent s'enflammer spontanément.

Depuis quelques années, dans les bassins sédimentaires américains, une forte activité d'exploration et de production s'est développée grâce aux améliorations techniques et à la baisse des coûts du forage horizontal et de la fracturation hydraulique. Ce type de gaz non conventionnel pourrait connaître un développement très important dans d'autres parties du monde.

Chapitre II : Les hydrocarbures non conventionnels



Figure II-11 : roche contenant le gaz de schiste

Les hydrates de méthane (methane hydrates) : Les hydrates de méthane sont une forme de gaz non conventionnel tout à fait différente des trois précédentes même si là encore il s'agit de méthane. Les hydrates de méthane sont un mélange d'eau et de méthane qui, sous certaines conditions de pression et de température, cristallise pour former un solide qui ressemble à de la glace.

Dans la nature, les conditions nécessaires pour se situer dans le domaine de stabilité des hydrates se trouvent dans la partie supérieure de la colonne sédimentaire des régions arctiques (très faible température - faible pression) ou dans la partie supérieure des sédiments en offshore profond (forte pression - température faible). À ce jour aucune exploitation commerciale n'est envisagée, seuls deux sites pilotes au Canada et au Japon testent les méthodes de production.

II.6.3 Relations entre schiste bitumineux, pétrole de schiste et gaz de schiste

Dans ces trois cas, les hydrocarbures sont piégés dans la roche mère. Cette dernière est généralement une roche argileuse présentant un aspect feuilleté, d'où son appellation de "schiste" et les expressions "huile et gaz de schiste" qui en découlent.

La différence entre ces hydrocarbures tient à **la maturité de la roche-mère** acquise par son enfouissement lors des temps géologiques (Figure II-12).

- **Si l'enfouissement est faible**, la matière organique n'a pas eu le temps de se transformer en pétrole (la roche mère est dite immature) : c'est le cas des schistes bitumineux.
- **Si l'enfouissement est de l'ordre de 2000 à 3000 mètres**, la roche-mère a été portée à une température suffisante pour générer du pétrole : on a alors à faire à des pétroles de schiste.
- **Avec un enfouissement plus important**, la matière organique se transforme en pétrole, puis en gaz : on a alors à faire à des gaz de schiste.

Chapitre II : Les hydrocarbures non conventionnels

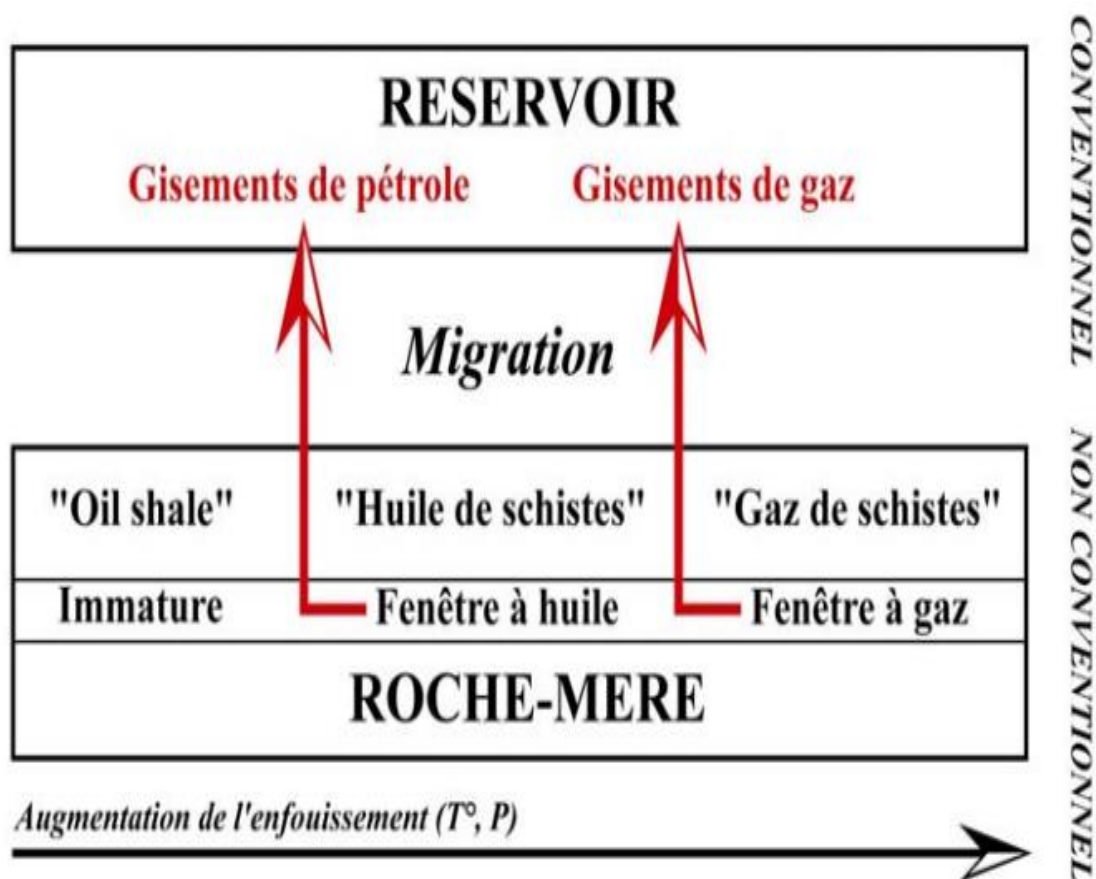


Figure II-12 : Relations entre schiste bitumineux, pétrole de schiste et gaz de schiste

II.7 Les hydrocarbures de roche-mère

II.7.1 Les roche-mères

Un milieu très hétérogène La définition d'une roche-mère diffère suivant l'échelle à laquelle on la décrit. A petite échelle (millimétrique centimétrique voir métrique) la roche-mère est le ou les niveaux qui contiennent la matière organique qui par transformation donnera les hydrocarbures. A une échelle plus grande (métrique ou décimétrique voire parfois hectométrique) on considère la roche-mère comme l'ensemble de tous les niveaux contenant de la matière organique formant une unité sédimentaire distincte : on y inclut donc des bancs qui ne contiennent pas de matière organique (Figure II-13) [10].

Chapitre II : Les hydrocarbures non conventionnels

Affleurement des Kimmeridge Clays (roche-mère au sens large) dans le Dorset



Niveau "Blackstone"
très riche en matière organique
(roche-mère au sens strict)



Petit bancs calcaires montrant une
fracturation naturelle



Figure II-13 : La roche-mère : Un milieu très hétérogène [7] [8]

Afin de calculer le volume des fluides contenus dans une roche et sa capacité à se déplacer dans cette roche, le géologue a besoin de mesurer 2 paramètres qui ne sont pas automatiquement liés :

La **porosité** : exprimée en pourcentage, qui mesure le volume de la roche rempli par les fluides (liquide ou gazeux). Dans le cas des réservoirs conventionnels, la porosité varie de 2 à 25%, dans le cas d'une roche-mère elle est de l'ordre de 1 à 2%.

La **perméabilité** : qui décrit la capacité qu'à un fluide à circuler dans cette roche. Pour les hydrogéologues cette perméabilité s'exprime en Darcy, pour les géologues pétroliers qui étudient des roches plus compactes, on utilise généralement le milli-Darcy (10^{-3} Darcy). Dans le cas des roche-mère, les valeurs s'expriment en micro (10^{-6}) voire en nano (10^{-9}) Darcy (Figure II-14).

Chapitre II : Les hydrocarbures non conventionnels

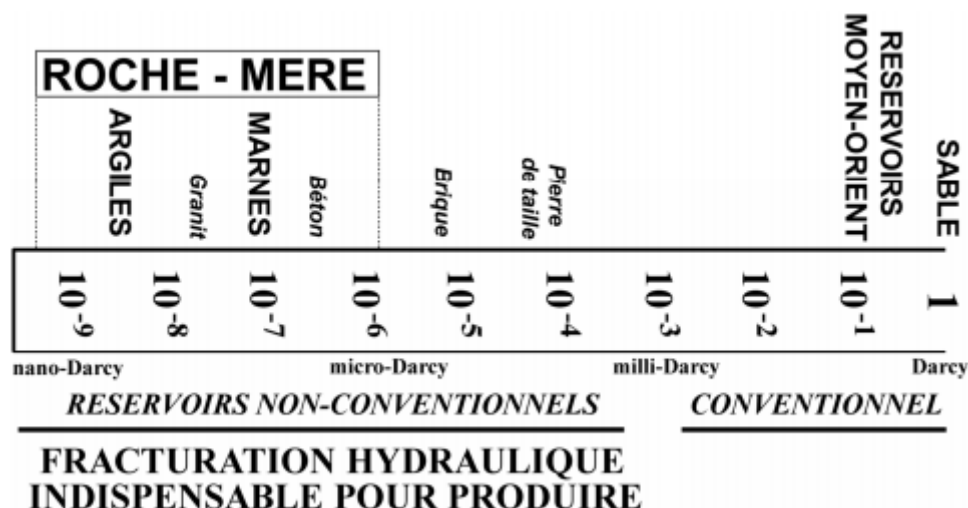


Figure II-14 : Echelle de perméabilité

II.7.2 Les hydrocarbures dans la roche-mère :

Dans la roche-mère (au sens large), les hydrocarbures peuvent se trouver piégés soit sous forme libre (porosité de fracture ou de matrice) soit sous forme adsorbés (sur la matière ou la matrice minérale argileuse).



Figure II-15 : Le piégeage des hydrocarbures dans la roche-mère

En fonction de la minéralogie et de la nature de la roche-mère mais aussi de l'histoire de l'enfouissement, de la genèse des hydrocarbures et de l'histoire tectonique, c'est l'une de ses formes qui va être prépondérante même si elles participent toutes au volume d'hydrocarbures restés dans la roche-mère. (Figure II-15).

- ❖ **Porosité de fractures** : cette porosité qui peut atteindre plusieurs % se situe surtout dans les interbank plus carbonatés ou plus gréseux (Figure II-13)
- ❖ **Porosité de matrice** : C'est la porosité directement lié à l'agencement des sédiments. Cette porosité de matrice diminue au fur et à mesure de la compaction des sédiments lors de l'enfouissement.
- ❖ **Porosité de la matière organique** (aussi appelée porosité secondaire). La transformation de la matière organique en hydrocarbures se fait avec une réduction de

Chapitre II : Les hydrocarbures non conventionnels

volume. Il apparaît donc à l'intérieur des grains de matière organique des « trous » (Figure I-16) qui constituent une porosité secondaire qui augmente au fur et à mesure de la genèse des hydrocarbures.

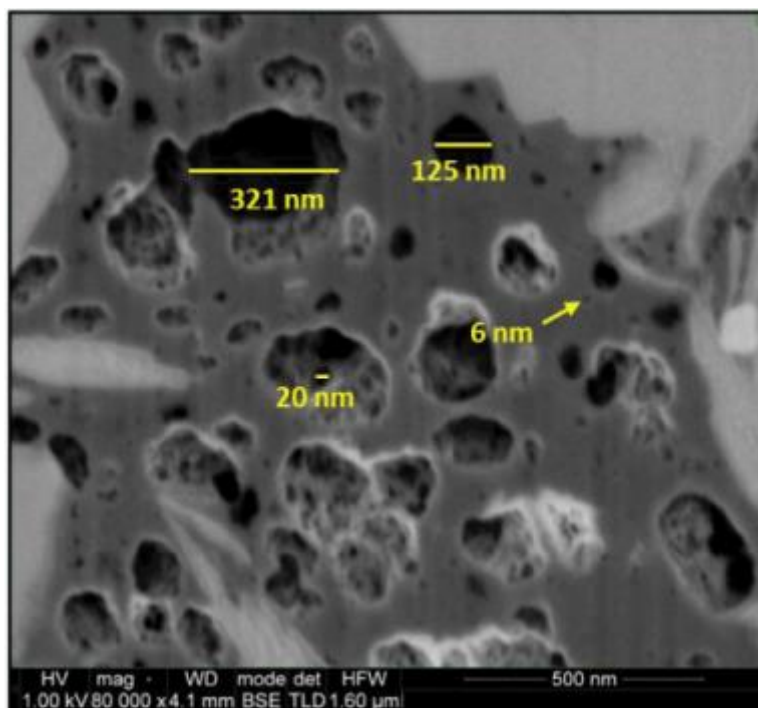


Figure II-16 : Image prise au Microscopie Electronique à Balayage (MEB) montrant la porosité secondaire au sein de la matière organique. [9], [10]

L'adsorption est un mode de piégeage sur la surface des solides à très petite échelle. Les capacités d'adsorption d'un gaz sur un solide dépendent de la température et de la pression mais aussi très fortement de la nature du gaz et de la composition du solide lui-même. En ce qui concerne la roche-mère, c'est la matière organique qui a les plus fortes capacités d'adsorption. Le charbon, en particulier, a un énorme pouvoir d'adsorption et une très grande partie du gaz de houille est naturellement stocké dans la roche via ce processus. Les argiles, qui sont à petite échelle composées de très nombreux feuillets, présentent une grande surface spécifique et donc des capacités d'adsorption. En diminuant la température ou la pression, ces hydrocarbures piégés vont pouvoir être désorbés et produits.

La quantité d'hydrocarbures restant dans la roche-mère est un facteur important pour la production de ces hydrocarbures de roche-mère mais il est encore plus important de connaître qu'elle est la connectivité de toutes ces porosités ainsi que l'importance des phénomènes de désorption. Les techniques de production vont donc avoir pour but d'augmenter la mobilité de ces hydrocarbures de la roche-mère en direction du puits de production. [11]

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

III Production des pétroles et des gaz de schiste

III.1 Introduction

Les shales sont connus depuis plusieurs décennies, pour leur capacité à renfermer du gaz naturel. Ces gaz n'ont pas fait l'objet de projets d'exploitation, car les techniques ne permettaient pas une rentabilité économique de ces projets. Cependant, plusieurs facteurs font qu'il y a maintenant une ruée pour ce type de gisements. En effet, la diminution des réserves de gaz naturel fait que le prix de la ressource est de plus en plus élevé, mais, surtout les technologies ont évolué et permettent aujourd'hui une exploitation économique des gaz de shales (Junex, s.d.). Les technologies actuelles permettent de forer horizontalement à de grandes profondeurs dans les shales et de les stimuler par fracturation hydraulique afin de faciliter la libération de gaz [12]

Les techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique sont utilisées dans les projets de prospection (exploration) et d'exploitation des gaz de shales. Afin de bien comprendre ces techniques, il est essentiel d'avoir une idée sur l'ensemble des étapes de ces deux projets. Cette section présente, dans un ordre chronologique, les étapes des projets d'exploration et d'exploitation des gaz de shales.

III.2 La phase d'exploration :

L'exploration ou la prospection est l'activité ayant pour but la découverte des gisements ou l'évaluation de leur potentiel. La phase d'exploration regroupe différents travaux géologiques, géophysiques et de forage. Ces travaux sont décrits dans les paragraphes qui suivent.

III.2.1 Études géologiques et géophysiques :

Avant d'entreprendre des études géophysiques sur le terrain, il est nécessaire de déterminer les formations géologiques susceptibles de générer et de renfermer des hydrocarbures. Pour cela, plusieurs données existantes sur le terrain en prospection seront utilisées telles que : les cartes, les photos aériennes et satellitaires,...etc. Après cette étude des données, dans le but de circonscrire avec plus de précisions les secteurs ayant une forte potentialité à renfermer des hydrocarbures, des levés géophysiques aéroportés peuvent être réalisés. Les levés géophysiques aéroportés donnent des informations sur les champs magnétiques, la gravimétrie et le rayonnement des roches souterraines de la région (Centre info-énergie (CI-É), s.d.).

Après avoir bien circonscrit les secteurs à forte potentialité gazière, des opérations de sismique réflexion (une méthode géophysique de prospection des hydrocarbures) sont réalisées sur le terrain. Des ondes sont envoyées dans le sol et se propagent dans toutes les directions. Ainsi, quand les ondes rencontrent une formation géologique, une partie est réfléchi (comme sur un miroir) et l'autre partie des ondes est réfractée et continue à se propager dans le sous-sol. Les ondes réfléchies repartent vers la surface et sont enregistrées par des récepteurs très sensibles (géophones) placés à la surface à distance de l'émetteur des ondes.

Une fois que les ondes réfractées rencontrent une autre formation rocheuse, une partie est de nouveau réfléchi vers la surface et est captée par les géophones tandis que l'autre partie est réfractée, et ainsi de suite. Les réflexions des ondes sont provoquées par l'hétérogénéité du sous-sol.

Les ondes envoyées au sous-sol sont provoquées par des vibrations générées par une masse tombant sur le sol. Pour cela, des véhicules spéciaux munis de lourdes plaques sont amenés sur le terrain. La chute de ces plaques sur le sol provoque une vibration du terrain à l'origine des ondes, qui se propagent dans toutes les directions.

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

Les ondes qui se déplacent à la surface du terrain, à la suite de la chute des plaques, sont les premières à arriver aux géophones. Elles sont suivies, par les ondes réfléchies sur la première couche géologique, puis celles réfléchies sur la suivante, et ainsi de suite. Le temps mis par les ondes réfléchies, sur une formation géologique, pour se déplacer de l'émetteur aux géophones est mesuré. La connaissance de ce temps permet de situer la position de la transition (contact entre deux couches de roches sur lequel les ondes sont réfléchies) dans l'espace. L'amplitude du signal enregistré par les géophones donne des informations sur certains paramètres physiques des milieux en contacts.

En déplaçant les véhicules générateurs des ondes et les géophones à plusieurs reprises, on arrive à dresser une image en temps et bidimensionnelle du sous-sol (profil sismique). Des hypothèses sur la vitesse permettent de construire l'image en profondeur.

La coupe géologique du sous-sol est réalisée à partir de cette image de profondeur. L'utilisation de toute la série des images deux dimensions en temps et en profondeur permet de construire les cartes du sous-sol, afin d'évaluer les pièges à hydrocarbures.

En résumé, la sismique réflexion est une méthode de prospection géophysique d'hydrocarbure. Elle permet, en produisant de fortes vibrations du sol, d'avoir une imagerie du sous-sol en deux ou trois dimensions. [13]

III.2.2 Forages d'exploration :

Après la circonscription des secteurs susceptibles de renfermer des hydrocarbures par des études géologiques et géophysiques, les forages d'exploration débutent.

Les forages d'exploration permettent de réaliser des essais de production, dans le but d'évaluer le potentiel de récupération des hydrocarbures, dans les shales. De plus, les forages d'exploration sont nécessaires pour recueillir des échantillons et des données complémentaires et précises sur le sous-sol. L'existence d'un gisement ne peut être confirmée que lorsqu'il est atteint par un forage.

Le type de forage utilisé dans l'industrie est généralement le forage rotatif. Le forage d'exploration est réalisé par des équipements mobiles, qui sont amenés sur le terrain. Pour cela, des routes d'accès temporaires sont construites et le terrain est aménagé sur une superficie suffisante pour accueillir des équipements lourds. Le terrain de forage est généralement recouvert d'une géo-membrane et de gravier, dans le but de prévenir la compaction, l'érosion ou même la contamination du sol. La surface de terrain couverte par ces travaux varie de 10000 à 20000 mètres carrés. Les sites prévus pour les forages horizontaux, suivis de la fracturation hydraulique sont ceux qui demandent le plus d'espaces.

III.3 .Phase d'exploitation : Production des pétroles et des gaz de schiste

Les pétroles de schiste ont en commun avec les gaz de schiste et les hydrocarbures de réservoirs compacts d'être prisonniers de roches très peu perméables. Lors de l'exploitation de ces hydrocarbures, on ne peut espérer qu'ils migrent naturellement vers le puits. Par rapport aux gisements conventionnels, leur extraction doit être stimulée afin de drainer efficacement la roche qui les retient, en augmentant artificiellement sa perméabilité.

Si on fore un puits classique vertical dans ce type de roche, seuls les hydrocarbures contenus dans un volume très restreint seront drainés : un cylindre limité au voisinage du puits (de faible rayon) et d'une hauteur au mieux égale à celle de la couche réservoir. La quantité d'hydrocarbures produits sera si faible que le prix du forage ne sera même pas amorti.

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

On cherche donc, d'une part, à augmenter la surface de contact entre le puits et la roche (la longueur du cylindre) et, d'autre part, à créer un chemin de migration du gaz ou de l'huile vers les parois du puits (accroître le rayon du cylindre).

Pour augmenter la surface de contact puits/roche, on recourt à des puits horizontaux qui vont traverser les couches d'argile, elles-mêmes le plus souvent horizontales, sur de grandes longueurs ; à noter que l'emploi de cette technique de "forage horizontal" permet en plus, pour une même zone drainée, de réduire considérablement en surface l'emprise au sol de l'activité liée au forage.

Pour créer les chemins de migration qui permettent à l'hydrocarbure prisonnier au sein de la roche d'atteindre le puits, on génère des microfissures dans la roche en injectant de l'eau sous pression dans le puits : c'est la fracturation hydraulique. A 2500 m de profondeur, la pression exercée pour fissurer la roche-mère est de l'ordre de 300 bars ; cette pression, élevée dans l'absolu, ne représente cependant au niveau de la roche qu'une pression relative inférieure à 50 bars, la pression de confinement (pression exercée in situ par le poids des sédiments) étant elle-même supérieure à 250 bars.

Ces deux techniques, forage horizontal et fracturation hydraulique, sont présentées ci-après. Elles sont couramment utilisées par l'industrie pétrolière dans l'exploitation de milliers de gisements conventionnels de par le monde pour en améliorer la productivité et augmenter ainsi le taux de récupération du pétrole et du gaz en place. Des millions de fracturations hydrauliques ont été réalisées depuis une cinquantaine d'années et le forage horizontal est devenu routine dans l'industrie depuis une vingtaine d'années. [7]

III.3.1 Le forage horizontal

Un forage traditionnel est plus ou moins vertical ; son objectif est d'atteindre et traverser une couche productrice (roche poreuse et perméable dont les pores sont emplis d'hydrocarbures) et de la mettre en relation avec la surface de manière à récupérer ces hydrocarbures. Dans les grands gisements, la couche productrice, classiquement située entre 2000 et 5000 m de profondeur, peut être épaisse de quelques mètres à quelques centaines de mètres. L'étanchéité du puits est assurée par des tubes en acier spécial, la zone annulaire entre l'extérieur des tubes et la roche traversée étant cimentée jusqu'à la couche productrice, au fur et à mesure de l'avancement du forage, par des opérations spécifiques dites de cimentation.

Avec la nécessité de mettre en production des gisements de plus en plus difficiles à exploiter (bien que conventionnels), l'architecture du puits est devenue de plus en plus complexe. Le forage dit "horizontal" (forage dévié ou directionnel) répond à de nombreux défis techniques :

- les couches productrices étant de moins en moins épaisses (parfois seulement de quelques mètres), la longueur utile du puits (partie qui traverse la couche productrice) devenait de plus en plus faible lors d'un forage vertical. L'emploi des forages horizontaux permet d'augmenter cette longueur utile dans de fortes proportions ;
- de la même manière, la mise en exploitation de gisements moins perméables (dont les hydrocarbures de roche-mère) nécessite une forte densité de puits. L'emploi systématique du forage horizontal permet un meilleur drainage de la roche et la réduction du nombre d'installations de forage en surface.

Un forage horizontal démarre comme un forage vertical mais, à partir d'une certaine profondeur, est progressivement dévié, en donnant à l'outil en cours de forage de légères inclinaisons qui, petit à petit et au fur et à mesure de la répétition de ces opérations, peuvent aller jusqu'à atteindre une progression horizontale du puits, voire même éventuellement en légère remontée (Figure III-1). De tels puits peuvent présenter des longueurs utiles de plusieurs

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

centaines de mètres, même dans des couches de faible épaisseur. Le record est actuellement détenu par un puits foré par Total en Terre de Feu (Argentine) avec une longueur horizontale de 11000 m.

Un forage horizontal coûte plus cher qu'un forage traditionnel vertical mais évite de devoir forer un nombre élevé de puits verticaux. Cette technique s'est considérablement développée dans les années 1980 avec l'exploitation de gisements en mer ; elle est aujourd'hui totalement opérationnelle.

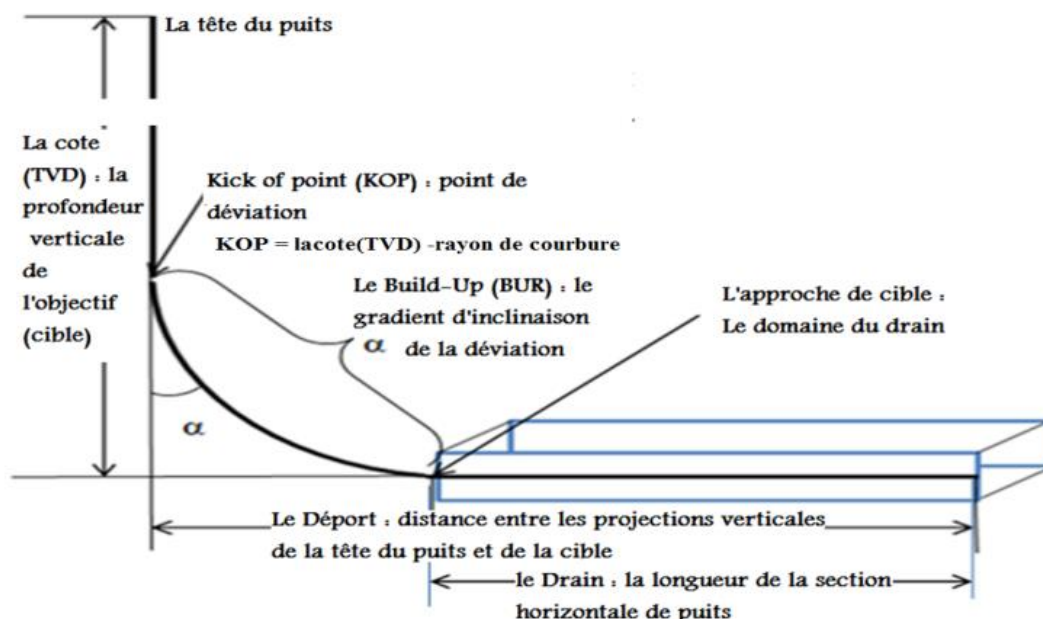


Figure III-1 : la trajectoire d'un puits horizontal

III.3.1.1 Les différents types des puits horizontaux :

Les puits horizontaux sont subdivisés en plusieurs catégories (Figure III-2) qui sont :

➤ Ultra short radius :

Ces puits ont une longueur de drain inférieure à 200 ft, avec un build up rate de 45 à 60°/ft, un rayon de tubing de 1,25 à 2,5 pouce et un rayon de courbure de 1 à 2 ft.

Ce type de puits nécessite des équipements spécifiques comme des garnitures articulées. Il est foré par water jets et généralement utilisé pour l'injection de la vapeur d'eau.

En raison de sa petite longueur et petit diamètre, il est complété comme slotted liner pré-perforé ou gravel packed. Dans ce type de puits on ne peut pas faire l'échantillonnage ou le logging.

➤ Short radius :

Ce type a un rayon de tubing de 4^{3/4} à 6 pouces et un rayon de courbure compris entre 20 et 40 ft. La longueur du drain varie entre 250 et 450 ft et son build up rate entre 2 et 5°/ft. Les premiers puits ont été forés par l'utilisation des tiges flexibles pour faciliter l'opération, mais actuellement on utilise le MWD avec un « down hole mud motor » qui permettent un meilleur contrôle de la trajectoire. Ils peuvent être déviés à partir d'un puits vertical tubé ou non tubé. Ils sont complétés comme open hole ou avec slotted liner. Dans ce cas l'échantillonnage et le logging ne sont pas réalisables.

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

➤ Medium radius :

La longueur du drain de ce puits varie entre 500 et 3000 ft avec un rayon de courbure de 300 à 700 ft respectivement et un build up rate de 8 à 20°/100 ft. Son rayon de déviation facilite la descente du casing et donne la possibilité d'intervenir sur le fond. Tous les types de complétion sont possibles, le logging, l'échantillonnage et la stimulation peuvent aussi avoir lieu.

➤ Long radius:

Ce type de puits à un rayon de courbure de 1000 à 3000 ft avec une longueur du drain de 1000 à 4000ft et un build up rate de 1 à 6°/100 ft.

Tous les types de complétion ainsi le logging, l'échantillonnage et la stimulation sont réalisables. Ils permettent l'utilisation de toutes les procédures de forage conventionnel.

Dans ce genre de puits, le forage avec des équipements standards et pour des puits sans restriction de diamètres est possible.

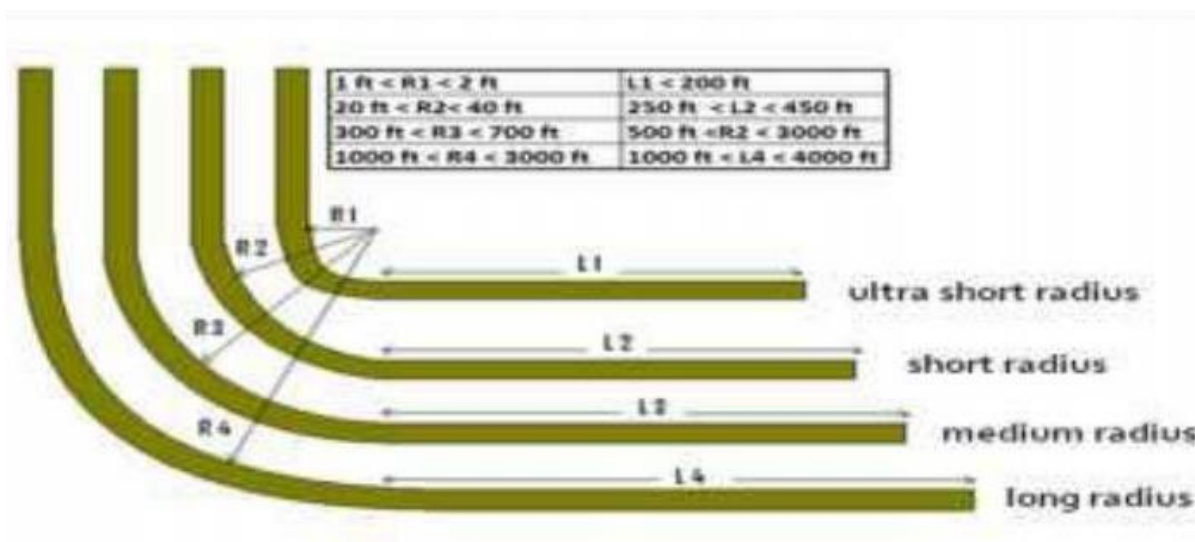


Figure III-2 : Profil des puits horizontaux

a. Les puits multilatéraux :

Ce sont un développement du forage horizontal. Ils consistent à forer plusieurs drains horizontaux à partir d'un seul drain qui peut être vertical, dévié ou horizontal.

Ces puits permettent d'exploiter plusieurs couches en forant un seul puits à la surface.

Donc ils sont applicables pour l'exploitation des réservoirs multicouches (layered).

Il existe de nombreux type des puits multilatéraux, mais on va citer que deux exemples (Figures III-3, III-4) :

1. Un puits vertical avec des branches horizontales.
2. Un puits dit « arête de poisson » ayant plusieurs branches latérales forées alternativement à partir d'un drain principal.

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

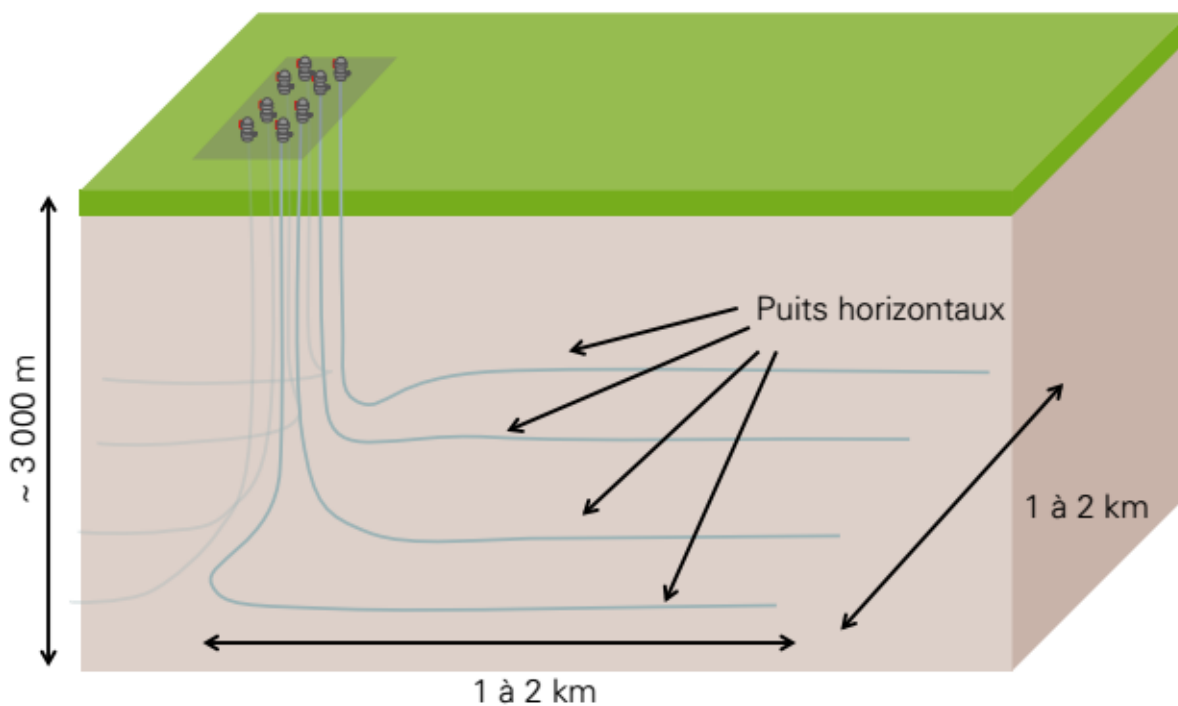


Figure III-3 : Puits multilatéraux

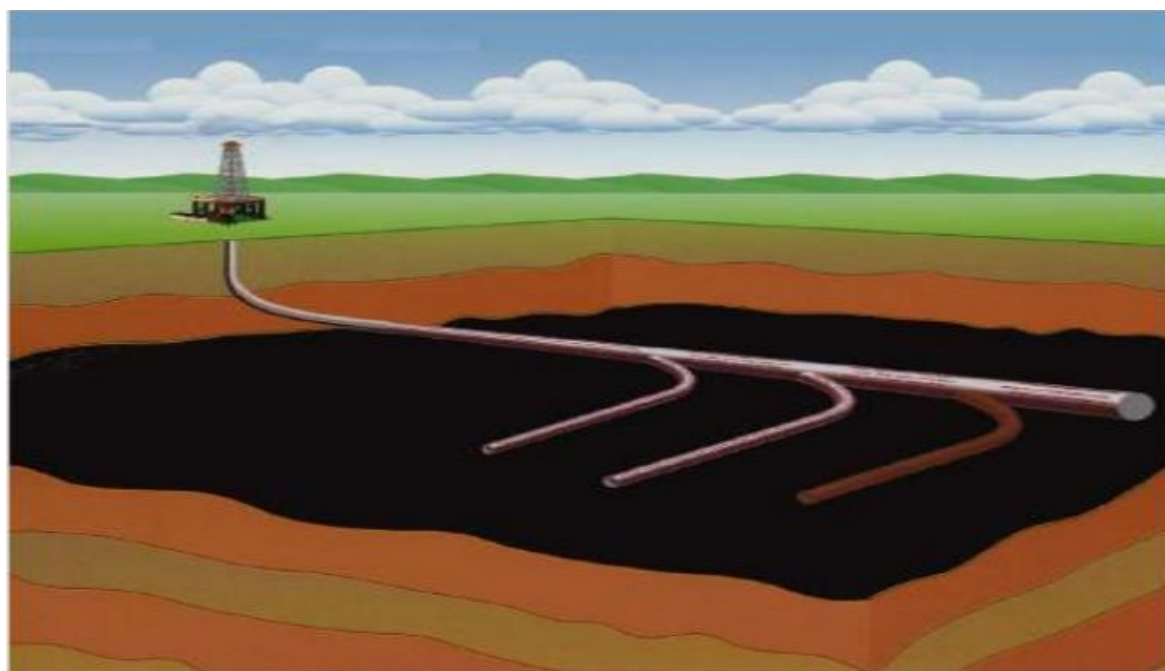


Figure III-4: Puits multilatéraux en arête de poisson

b. Le Puits incliné

C'est un puits foré avec une inclinaison dès la surface (Figure III-5) Ce type nécessite d'avoir en surface un appareil de forage spécial appelé « tilt ou slant rig ». L'angle d'inclinaison varie d'un puits à un autre et peut atteindre le maximum avec 45° . L'utilisation des puits inclinés permet d'exploiter les horizons peu profonds.

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

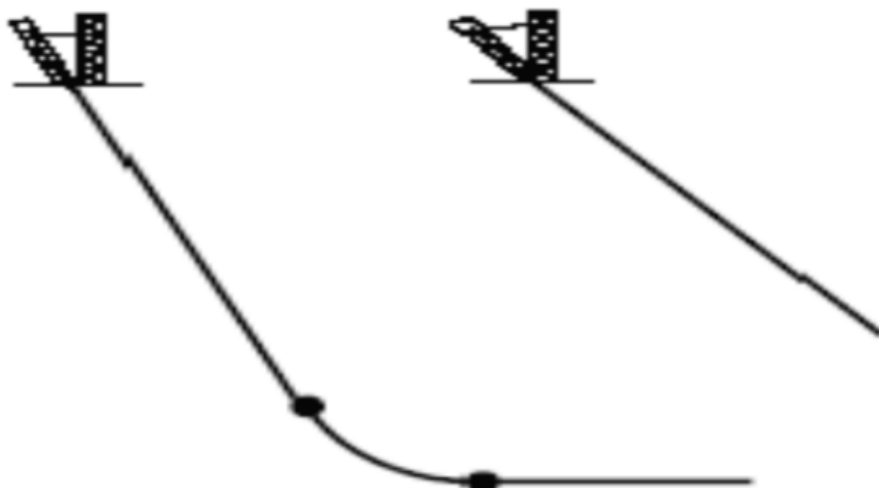


Figure III-5 : Puits inclinés

c. Les Puits en ré-entrée

Les puits en ré-entrée sont une autre séquelle forage horizontal et consistent un repartir d'un puits déjà existant, vertical ou dévié, qui est alors abandonné et bouché afin de fore un puits latéral se terminant le plus souvent à l'horizontale (Figure III-6).

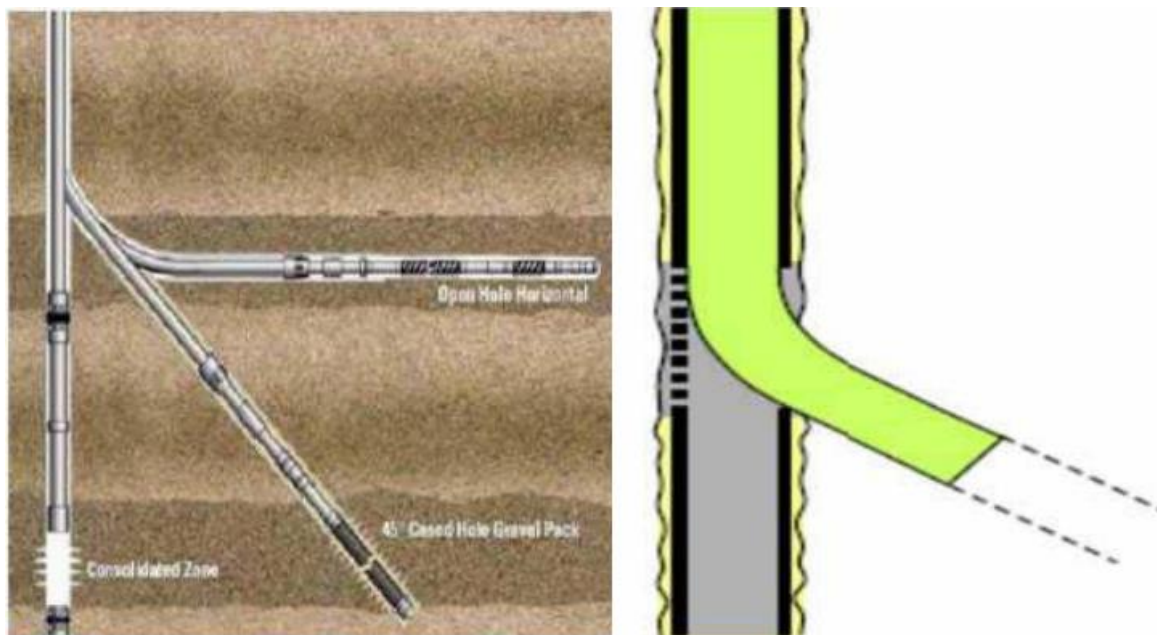


Figure III-6 : Puits en ré-entrée

III.3.1.2 Préparation d'un programme de forage d'un puits horizontal :

Une programmation d'un puits horizontal prévoit toutes les opérations à réaliser pour atteindre rapidement l'objectif, en investissant le moindre coût possible.

Cette programmation nécessite le recueil d'un ensemble des informations et des paramètres, déterminés et mesurés, afin de définir l'emplacement de surface.

Chaque phase de forage (exploration, expertise et développement) impose ses propres données et résultats, qui seront collectés en dernier lieu, pour identifier, réaliser et caractériser le puits[14].

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

III.3.1.3 Préparation du profil du puits

La détermination du profil d'un puits dépend essentiellement de nombreux paramètres et doit répondre à des exigences à la fois géométriques et parfois techniques, tel que :

Le déplacement horizontal requis au point d'entrée :

Est égal au rayon de courbures (déviation) d'un puits à un rayon de courbures simple. Un long déplacement peut rendre obligatoire le forage d'une section tangentielle et donc un kick off (KOP) relativement haut.

La longueur du drain horizontal :

Dépend essentiellement des caractéristiques de production, mais peut être du point de vue technique, est limitée. Par exemple, dans le cas d'un réservoir peu profond.

Capacité à permettre des gradients importants :

C'est la capacité du matériel de déviation (moteur de fond).

Les pertes :

Il n'y a pas mal de problèmes qui peuvent influencer sur le fonctionnement des moteurs de fond et des MWD à mud pulses. Ce sont les pertes partielles ou totales qui peuvent conduire à modifier le programme.

La nature de réservoir :

La nature du réservoir influe sur :

- La détermination de fluide de forage (nettoyage, risque d'endommagement)
- La stabilité des parois.
- La longueur du drain (la longueur optimale du drain doit être déterminée)

Le type de complétion :

Le type de complétion peut conditionner le diamètre du drain et la nécessité de limiter les gradients de montée.

III.3.1.4 Le profil théorique

Généralement, la trajectoire théorique d'un puits horizontal est composée de deux plans :

Le plan vertical :

Dans lequel on trouve la profondeur et le déplacement, Ce plan comporte généralement :

- Une partie verticale.
- Une partie courbe (build up) à partir de l'amorce de la déviation ou l'inclinaison peut atteindre 90° degrés qui va vers le drain cible : la cible (target)
- une partie horizontale : c'est le vertical section vers l'azimut choisi.

Un profil théorique vertical est défini par quatre paramètres à savoir (figure III-7) :

TVD: C'est la distance verticale séparant la tête du puits (ou la table de rotation ou encore tout autre niveau de référence), de la cible appelée côte ou « total vertical depth, 'TVD' »

Alors que la longueur de la trajectoire réellement forée par l'outil sera appelée profondeur ou « longueur forée » ou bien measurement depth (MD).

VS: le déplacement horizontal total.

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

KOP: la côte de l'amorce de la déviation (kick off point) et pour le choix, il faut tenir compte des paramètres géologiques et éviter les zones à perte ou le forage est difficile.

BUR: le gradient d'inclinaison de la déviation (build up rate) .

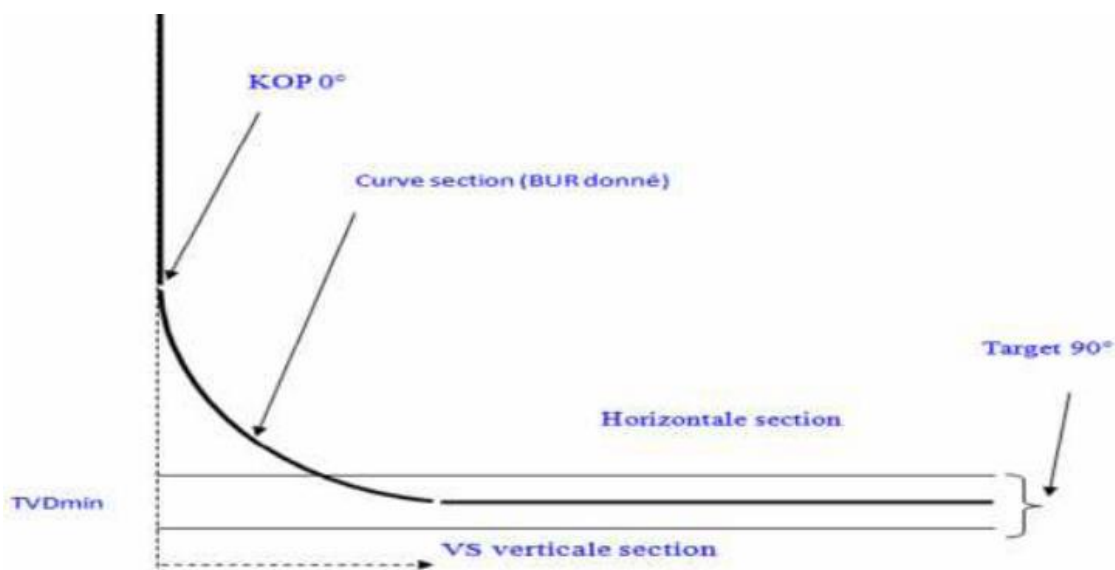


Figure III-7: Profil théorique vertical

Le plan horizontal :

Dans ce plan, on représente la position du puits dans un plan horizontal par rapport au Nord en indiquant l'azimut dans ce dernier. Exemple : un puits qui a un déplacement horizontal de 600 m, un azimut de 45° sera présenté comme suit (Figure III-8) [15].

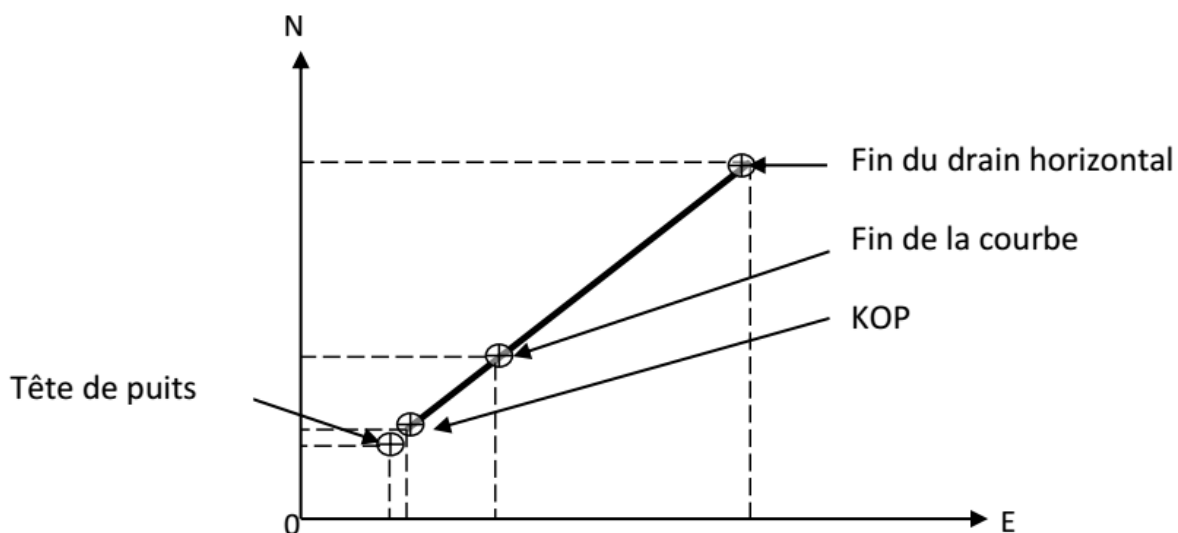


Figure III-8: Le plan horizontal pour le Profil théorique d'un puits horizontal

III.3.2 La fracturation Hydraulique :

Dans une roche suffisamment perméable, les hydrocarbures s'écoulent naturellement sous l'action de la différence de pression entre la couche réservoir et le puits. Lorsque la roche est moins perméable, cette différence de pression n'est plus suffisante pour permettre l'écoulement des hydrocarbures. La perméabilité de la roche doit être accrue. Ceci est réalisé en élargissant des fissures existantes ou en en créant d'autres.

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

Ces opérations, dites de “fracturation”, sont connues, utilisées et maîtrisées depuis plusieurs décennies pour la stimulation des réservoirs peu poreux par l’industrie pétrolière et celle de la géothermie (la première opération de stimulation d’un puits par fracturation hydraulique date de 1948). Elles consistent à injecter dans la roche un fluide à base d’eau, d’où le qualificatif d’**hydraulique** :

- la partie du puits qui traverse la roche à fracturer est isolée1 par petites zones de quelques dizaines de mètres de long, dans lesquelles on va percer le tubage pour avoir un contact direct entre le fluide et la roche. La mise en pression du fluide crée des fissures dans la roche ;
- le fluide injecté contient du sable ou de petites billes faisant office d’agents de soutènement (“proppant”), qui pénètrent dans les fissures créées et les empêchent de se refermer lorsque la pression sur le fluide cesse d’être exercée. La taille des grains de sable, et donc de l’ouverture des fissures, est de l’ordre de quelques millimètres ;
- enfin, pour l’efficacité de l’opération, la viscosité de l’eau est renforcée par addition de produits chimiques tels que des polymères (Figure III-9).

La fracturation, qui est le plus souvent opérée par plus de 2000 m de profondeur, reste limitée à une zone de quelques dizaines de mètres autour du puits. Les opérateurs ajustent les paramètres de la fracturation, en particulier la pression de l’eau et les directions d’injection, pour que seule la roche-mère soit fissurée.

La création et la propagation des fissures s’apparentent à des microséismes dont l’énergie libérée équivaut à la chute d’un livre depuis une table. Elles sont suivies par des réseaux de capteurs qui permettent d’avoir une vision très précise de la zone stimulée.

La fracturation terminée, l’eau injectée est pompée et traitée comme n’importe quelle eau industrielle, pour être réutilisable pour une autre fracturation. L’ensemble de l’opération se fait par étapes et nécessite environ 8 injections/pompage par puits et dure de un à deux jours [7].

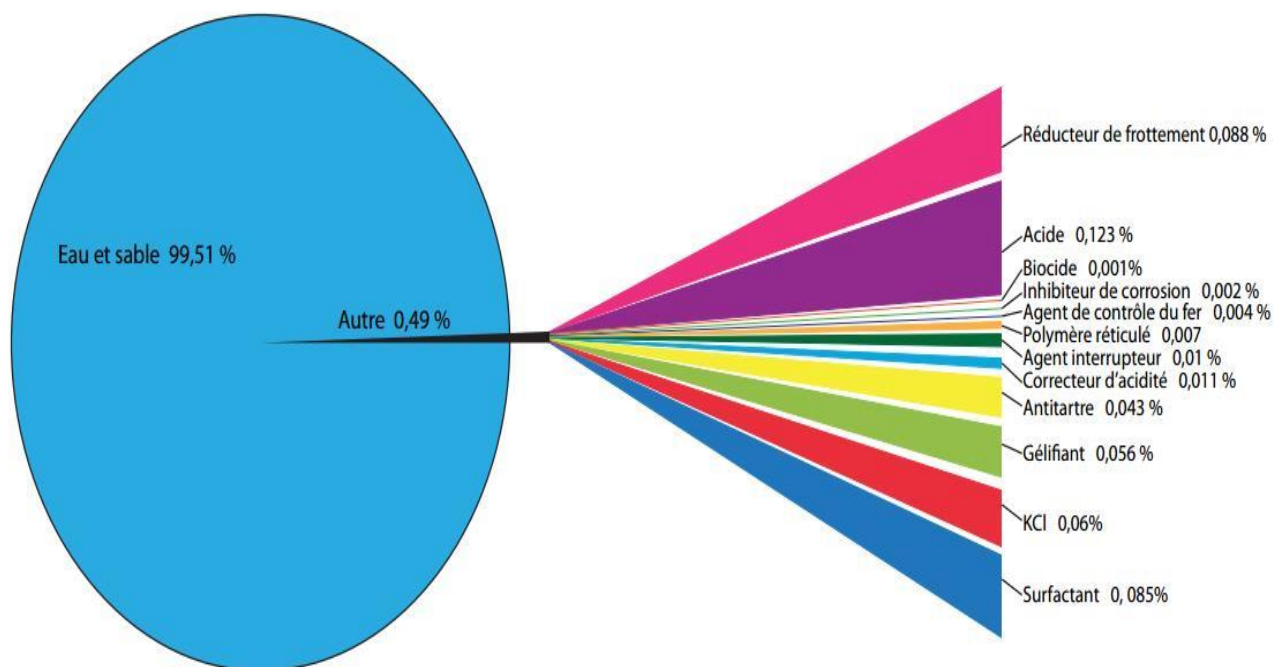


Figure III-9: composition d’un fluide de fracturation

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

La figure ci-dessous représente le schéma d'une fracturation hydraulique dans un puits horizontal (Figure III-10).

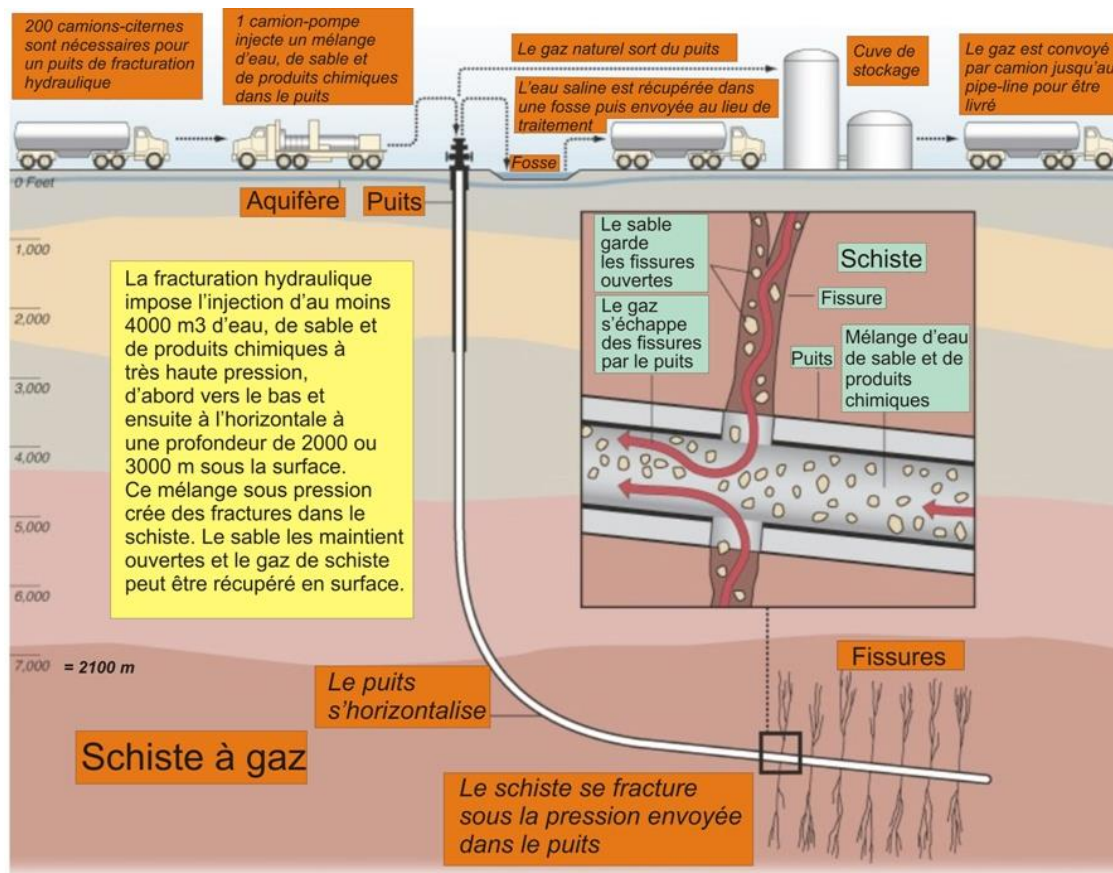


Figure III-10: schéma d'une fracturation hydraulique dans un puits horizontal

III.3.2.1 La notion de fracabilité

Pour que la fracturation hydraulique soit pleinement efficace, il faut que la nature des couches géologiques soit favorable ; on va ainsi profiter de l'hétérogénéité de la roche-mère. Dans un diagramme ternaire (Figure III-11) représentant la lithologie de la roche-mère, les hydrocarbures sont principalement contenus dans les niveaux argileux. [16]

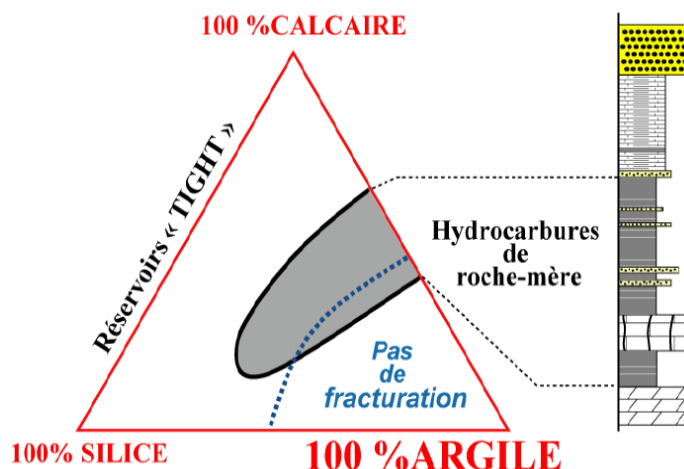


Figure III-11 : La production des hydrocarbures de roche-mère. Utilisation combinée du forage horizontal et de la fracturation hydraulique

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

Pour que la fracturation hydraulique soit efficace il faut que la zone que l'on cherche à produire contienne des bancs plus compétents qui se fissureront lors de l'augmentation de pression.

Les zones choisies pour implanter les fracturations doivent tenir compte de deux exigences parfois contradictoires :

- Une forte teneur en argile et riche en hydrocarbures mais avec une efficacité de la fracturation réduite.
- Des niveaux plus compétents mais moins riches en hydrocarbures.

Du fait de la très grande variabilité spatiale dans la composition des roches mères l'implantation des puits est donc souvent un compromis qui suivant la connaissance de ces hétérogénéités peuvent s'avérer plus ou moins judicieux et entraîne même sur de courtes distances une grande variabilité de la productivité des puits.

Les courbes de production

Du fait de la très faible perméabilité du milieu que l'on cherche à produire et d'un rayon de drainage faible (les fissures se concentrent dans un rayon de quelques dizaines de mètres autour du forage) les courbes de production des hydrocarbures de roche-mère sont très caractéristiques : elles ne montrent aucun palier de production, la production chute très rapidement dès la mise en service (Figure III-12)

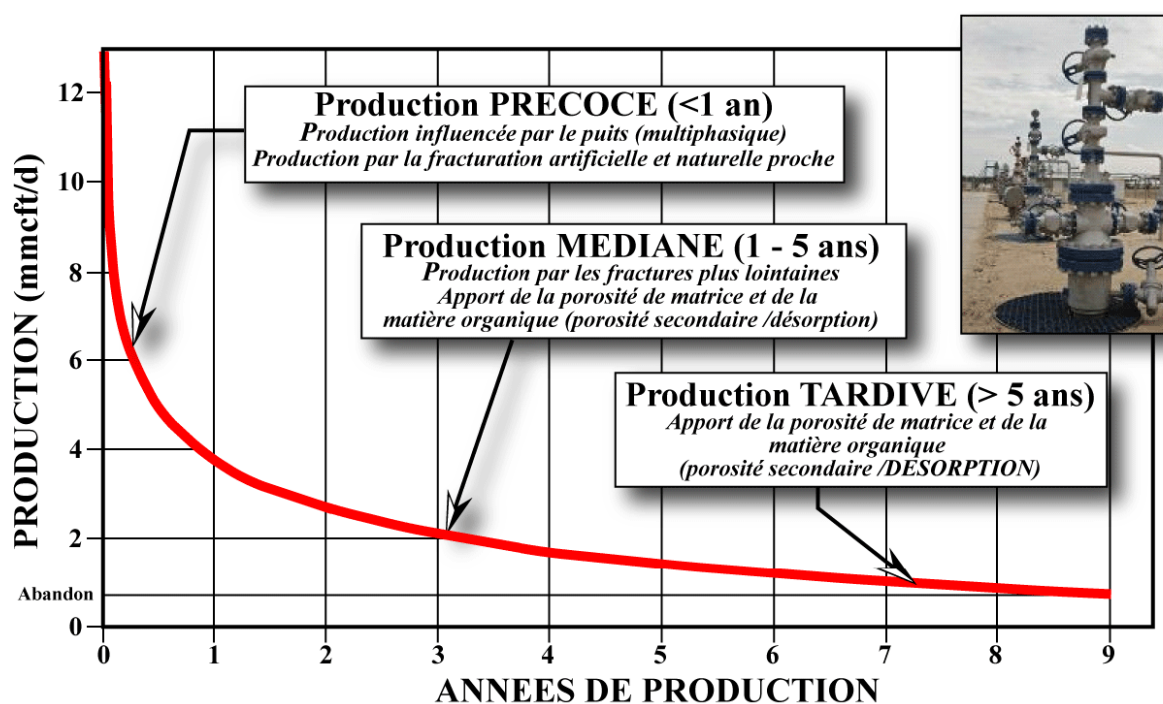


Figure III-12 : Courbe de production d'un puits d'hydrocarbures de roche-mère

Durant la première phase de production –quelques mois à 1 an – il s'agit généralement d'une production multiphasique où l'on produit à la fois les hydrocarbures mais aussi un peu de fluide de fracturation et de fluide de formation.

Cette production est directement en relation avec la fracturation proche du puits.

Dans un deuxième temps, ce sont les fractures plus lointaines ainsi que la mise en connexion des porosités matricielles et organiques qui fournissent les hydrocarbures produits et enfin dans

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

une production plus tardive, les hydrocarbures proviennent essentiellement des porosités connectés mais aussi de la désorption des hydrocarbures adsorbés sur la phase minérale ou organique. Cette production se poursuit jusqu'au seuil de rentabilité du puits qui est atteint quand les frais de maintenance des installations dépassent les rentrées dues à la vente des hydrocarbures produits. Ce seuil d'abandon dépend donc tout autant du volume produit que du prix de vente des hydrocarbures.

Ce déclin très rapide de la production unitaire du puits à une conséquence majeure sur la structure des exploitations à l'échelle d'un bassin sédimentaire.

Dans l'exemple suivant (Figure III-13), on a pris un profil de production typique d'un puits de pétrole de schiste aux USA. Compte-tenu des ressources récupérables estimées, 2 milliards de barils à produire durant les 25 prochaines années, il est nécessaire de mettre en production un puits par jour. La durée de forage et de mise en production d'un puits est de l'ordre d'une trentaine de jours.

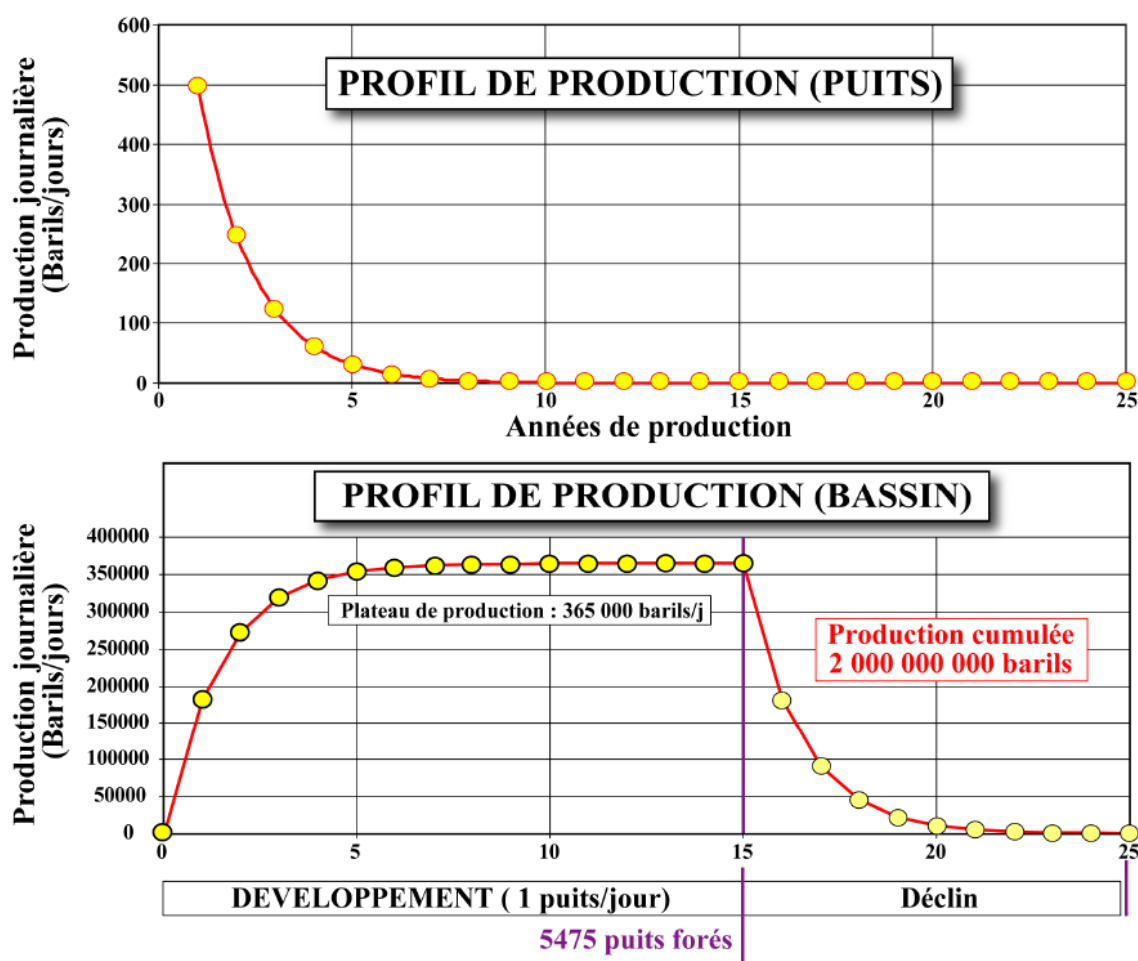


Figure III-13 : Courbe de production d'un puits d'hydrocarbures de roche-mère.

Cela implique donc que pour mettre en production 1 puits par jour il y aura donc une trentaine de chantiers de forage actif, que durant les 15 ans de développement du champ 5475 puits auront été forés sur une surface de plusieurs milliers de km². C'est cette activité industrielle lourde, plus que les techniques unitaires utilisées, qui explique que l'empreinte environnementale de telles exploitations est plus importante que pour une exploitation d'hydrocarbures conventionnels. [17]

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

III.3.2.2 Fracturation hydraulique dans les roches mères

L'objectif de la fracturation hydraulique est de créer un réseau de fracture le plus dense possible. Hormis les cas de faible profondeur ou de tectonique particulière, les puits sont idéalement forés horizontalement dans une direction parallèle à la contrainte minimale pour optimiser l'extension des fractures. Le puits est placé à la base du réservoir car les fractures ont tendance à monter. En pratique on procède à plusieurs traitements régulièrement espacés le long du puits (Figure III-14). Le nombre de sections traitées le long d'un puits est très variable (3 à 40). La longueur des clusters de perforation doit être inférieure à 4 fois le diamètre du puits pour éviter la création de fractures multiples (Ketter et al, 2006).

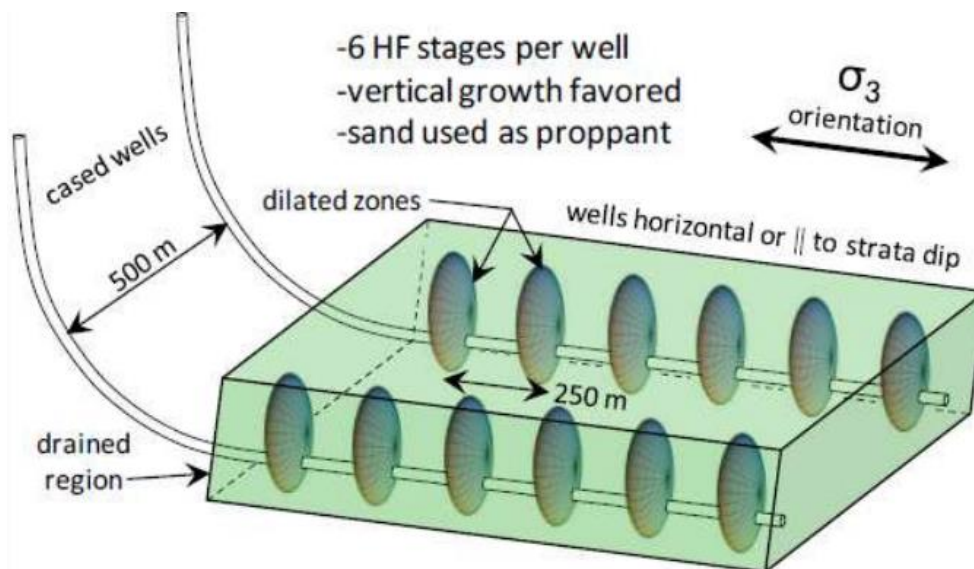


Figure III-14: Fracturation "multi-stage" couramment réalisée (Dusseault et McLennan, 2010)

Les méthodes évoluent constamment et deviennent de plus en plus sophistiquées. Elles dépendent de l'objectif (épaisseur, caractéristiques de couches,...) et aussi de l'expérience acquise par les opérateurs.

Le traitement est opéré en plusieurs séquences :

- Traitement acide pour nettoyer le proche puits et enlever la boue de forage,
- Injection d'eau pour réduire le frottement et faciliter la mise en place des agents de soutènement et ouvrir un réseau de fractures,
- Injection d'eau avec agents de soutènement en plusieurs étapes en augmentant la taille des agents de soutènements (par exemple on injectera 500 m³ de fluide avec du sable de 150 µm, puis 1500 m³ avec du sable de 200 à 400 µm et enfin 500 m³ avec du sable de 600 à 800 µm),
- Lavage à l'eau pour extraire l'excès d'agent de soutènement.

Contrairement à ce qui se passe pour une opération classique avec création de deux lobes, le réseau "endommagé et fracturé" est plus complexe pour plusieurs raisons.

Les roches mères sont souvent litées, en couches minces et ont un comportement fragile (mécaniquement),

- Les couches présentent des fractures naturelles partiellement ouvertes ou non qui constituent des éléments de faiblesse,
- L'anisotropie des contraintes horizontales est parfois faible.

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

Il n'y a pas de méthodes pour prédire le développement du réseau de fractures. Pour un réservoir donné, seule la micro-sismicité permet de bien suivre le volume du réseau complexe de fracture.

La géométrie du réseau de fractures dépend des caractéristiques mécaniques de la roche environnante, de l'état de contrainte dans laquelle elle se trouve et du fluide utilisé. Compte tenu du fait que la pression d'injection est souvent proche de la valeur de la contrainte verticale, on peut créer des mini fractures horizontales dans des zones de faiblesse au niveau litage. Le volume injecté est très important et on peut considérer qu'on crée globalement une sorte de chambre dilatée (analogue à la chambre de vapeur développée pour la production thermique des huiles lourdes). Aux limites de cette zone en dilatation, on peut créer du cisaillement, ce qui va augmenter la dilatance sans fracturation hydraulique. On ne comprend pas encore comment les différents mécanismes jouent, mais une telle approche est envisagée par **Dusseault et McLennan** (Figure III-15) Le volume d'eau dégorgé représente entre 20 et 80% du volume injecté, il est certain que cela donne une idée du volume "dilaté" au fond.

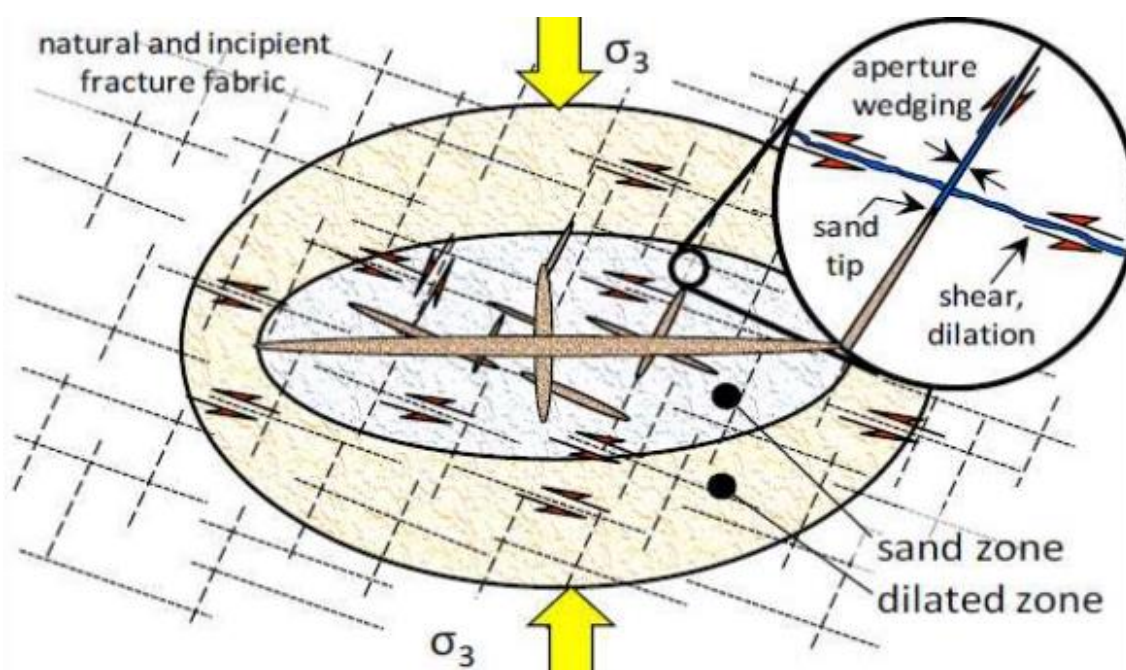


Figure III-15: Mécanismes possibles lors d'une fracturation hydraulique dans les roches mères (Dusseault et McLennan, 2011)

La production des hydrocarbures de roches mères passe par un accroissement de la capacité des puits à drainer en sécurité les formations compactes qui les renferment. A ce jour, la fracturation hydraulique apparaît comme la seule technique opérationnelle pour faire des roches mères une ressource économiquement exploitable. Cependant, la mise en œuvre de cette technique demeure mal maîtrisée en raison de l'hétérogénéité de ces formations souvent peu ou mal caractérisées. Il en résulte un succès très variable des opérations de fracturation, avec une double conséquence : un nombre d'opérations élevé d'une part, et un durcissement des conditions appliquées à la formation en termes de pression et propriétés de l'agent de fracturation, d'autre part. En résumé, par la réduction du nombre d'opérations et des volumes injectés, une meilleure maîtrise de la technique de fracturation hydraulique permettrait à la fois de minimiser l'empreinte environnementale des opérations et d'accroître la rentabilité économique des ressources de gaz de l'exploitation des roches. Par ailleurs, la recherche d'agents de fracturation alternatifs constitue une autre voie de progrès à explorer. [18]

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

III.3.2.3 Compréhension et modélisation des mécanismes de fracturation

L'usage d'un modèle couplant mécanique et transport mis au point pour le cas spécifique de l'exploitation des roches mères doit être envisagé pour optimiser les conditions de fracturation et les propriétés du fluide de fracturation et de l'agent de soutènement. De nombreuses interrogations se posent en effet à ce jour, portant :

Sur les conditions opératoires :

- Le débit optimum d'injection : lent, rapide, pulsé ;
- La nécessité ou non d'injecter du sable ;
- L'intérêt d'une eau avec réducteur de frottement ;
- Le transport et la distribution des agents de soutènement dans le réseau de fractures.

L'évaluation quantitative de l'opération :

- la caractérisation des zones traitées (dilatées), du cisaillement à la périphérie de la zone traitée ;
- la prédiction des fractures secondaires ;
- la prise en compte des hétérogénéités.

III.3.2.4 Optimisation des agents de fracturation

Sont inclus dans les agents de fracturation : le fluide porteur et ses additifs ainsi que l'agent de soutènement.

- Amélioration des formulations existantes, i.e. des additifs du fluide de fracturation et de l'agent de soutènement. Par exemple : recherche de particules ultralégères et ultra-dures pour limiter l'usage des agents gélifiants.
- Recherche et mise au point d'agents alternatifs, comme par exemple l'usage d'un fluide porteur moussant au lieu d'un fluide gélifié.
- Recherche de matériaux intelligents présentant des capacités de prise in situ et issus d'une synthèse de matériaux éco-durables offrant des propriétés de perméabilité compatible avec les transferts de gaz (ex nano-tube de silicate) et permettant la maîtrise du transfert des autres phases non désirées (ex métaux)

III.3.2.5 Techniques alternatives à la fracturation hydraulique :

Plusieurs techniques sont actuellement développées par les chercheurs et pourraient, à terme, devenir des alternatives à la fracturation hydraulique. Ces techniques de fracturation de la roche font aujourd'hui l'objet de recherches intenses.

La première est la fracturation par arc électrique. Il s'agit de faire subir à la roche de violents chocs électriques pour la fracturer. Cette technique fait l'objet de plusieurs brevets internationaux et aiguise l'intérêt des compagnies pétrolières. Elle reste toutefois à l'état de prototype à l'heure actuelle.

Une autre alternative, brevetée et développée par une entreprise américaine, EcorStep(15), consiste à remplacer l'eau par un dérivé du propane : l'heptafluoropropane. Ce gaz, injecté à haute pression peut provoquer la fracturation, sans eau et avec peu de produits chimiques.

Avantage : ce gaz est ininflammable. Gros inconvénients : c'est aussi un gaz à effet de serre important (plus de 3000 fois supérieur au CO₂) et la production d'heptafluoropropane coûte plus cher que ce qu'il pourrait rapporter avec l'extraction du méthane piégé dans la roche ! Quoiqu'il en soit, EcorStep présente sa technique comme « écologique » et l'appelle « stimulation

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

de la roche » ; et, détentrice de permis d'exploration en Suisse et en France, elle espère bien convaincre les autorités là où la fracturation est interdite.

Des alternatives, plus coûteuses, imaginent l'emploi de CO₂ supercritique, d'azote liquide ou d'hélium. Des chercheurs ont même pensé à réhabiliter une technique par micro charges explosives à l'uranium appauvri, utilisée autrefois pour casser les bunkers ou percer des tunnels.

Une dernière formule de fracturation, dite « fracturation pneumatique », consiste à injecter, non pas de l'eau, mais de l'air comprimé dans la roche mère afin de la désintégrer. Selon Gilles Pijaudier-Cabot, Ces techniques demandent des « études de laboratoire, mais aussi et surtout la mise en place de moyens de validation in situ, la création de l'équivalent des laboratoires souterrains français ou suisses pour le nucléaire» [19]

Actuellement ces techniques, présentées comme des alternatives à la fracturation hydraulique, n'en sont qu'au stade de la recherche. Il faudra compter au moins une dizaine d'années avant d'envisager leur utilisation à l'échelle industrielle. En définitive, comme le concède le directeur de Total Shale Gas Europe «La fracturation hydraulique à base d'eau est selon nous la technique fiable et éprouvée» [20]

III.4 Cadre physique et voies alternatives

L'exploitation des roches mères nécessite des technologies qui permettent l'augmentation de la vitesse de circulation et du débit d'un fluide dans une roche peu perméable. En première approche, la circulation d'un fluide monophasique dans un milieu poreux est décrite par la loi de Darcy, qui indique que le débit du fluide est proportionnel à un gradient de pression ΔP et à un indice de productivité IP qui dépend de la nature de la roche et du fluide. Par définition $IP = \mu/k$ où k (m^2) est la perméabilité intrinsèque de la roche et μ (Pa.s) est la viscosité du fluide.

La technologie actuelle de fracturation hydraulique vise à augmenter le paramètre IP de plusieurs ordres de grandeur en créant, par injection d'eau, des fissures, chemins préférentiels de circulation dans la roche par des injections de fluides, généralement de l'eau, sous pression.

Des techniques alternatives, actuellement à l'étude, visent à augmenter la valeur de l'IP par l'augmentation de k sans recourir à l'injection de quantités importantes de fluide. Cela peut être réalisé en créant de la porosité dans le milieu, soit sous forme d'une microfissuration (effet de chauffage), soit par expulsion de l'eau qu'il contient, par déshydratation des argiles ou en développant des techniques nouvelles de fissuration in-situ par exemple en utilisant des courants électriques.

Par ailleurs, on peut envisager également de favoriser la transformation de la matière organique présente par un apport de chaleur facilitant ainsi la production de gaz. [18]

III.5 Augmenter la perméabilité de la roche sans fracturation préalable par effet thermique:

III.5.1 Chauffer en profondeur est-ce possible ?

Les procédés de chauffage de l'espace souterrain existent et ont déjà été utilisés par l'industrie pétrolière pour diverses applications en particulier pour augmenter les taux de récupération des huiles et pour augmenter la maturation de la matière organique. Il s'agit de procédés utilisant soit la vapeur (sans fracturation) dans les milieux poreux ou utilisant des chauffages électriques dans les cas moins favorables rencontrés dans les roches mères.

Ces procédés (Figures III-16 et III-17) pourraient être adaptés aux cas des gaz non conventionnels. Ils pourraient en outre être associés à des barrières temporaires d'isolation

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

par réfrigération qui offre des solutions techniques possibles pour une exploitation contrôlée des gaz non conventionnels sans fracturation hydraulique.

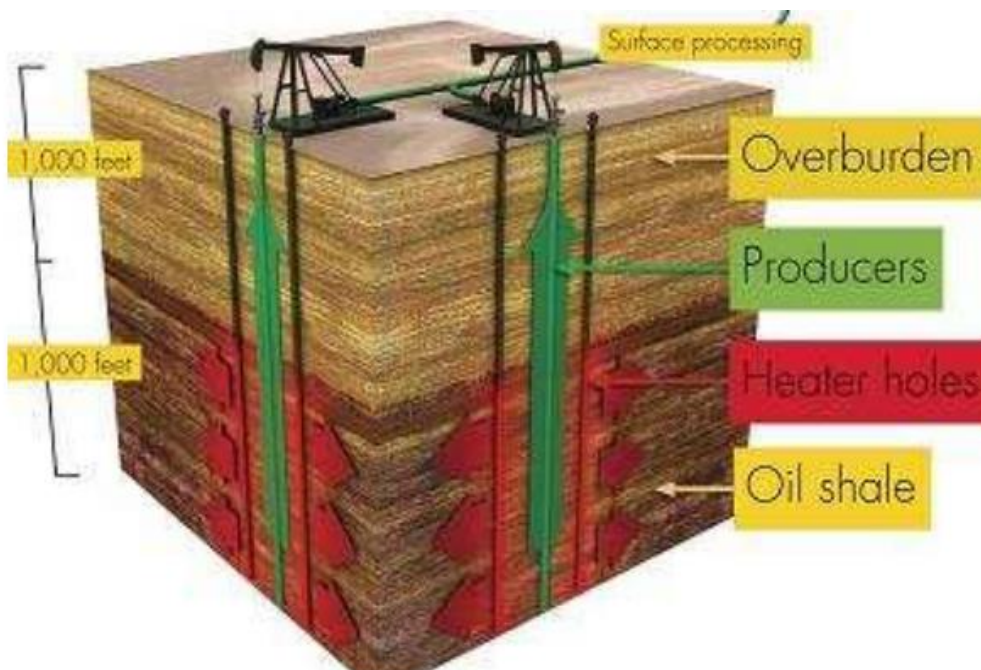


Figure III-16: schéma de la structure de chauffage dans le cadre du projet Shell Mahogany Research Project

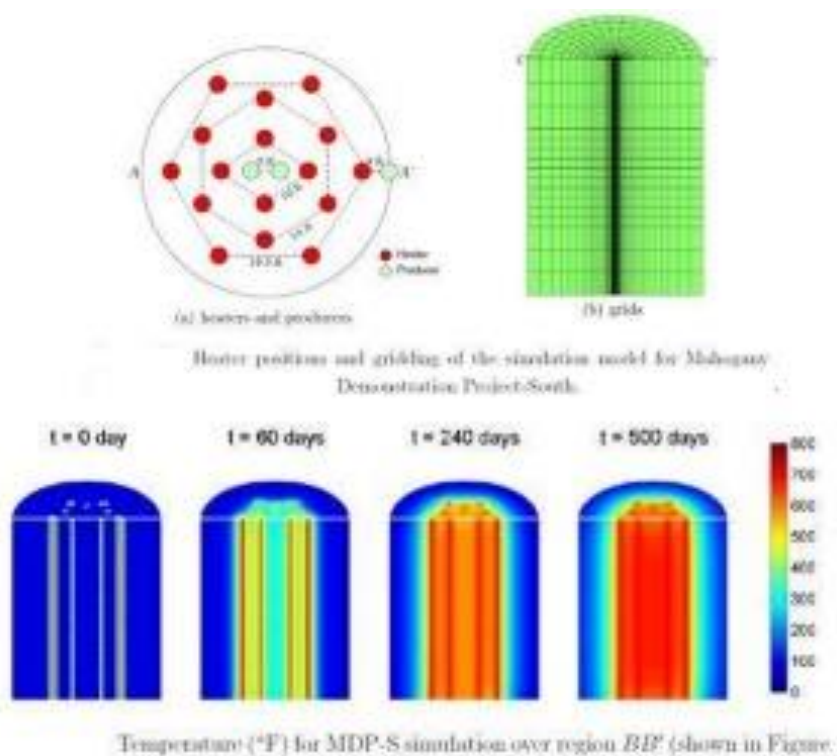


Figure III-17: extrait de deux figures de modélisation de la structure chauffée dans le cadre du projet Shell 'Mahogany Research Project'

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

donnant les dimensions et l'évolution des températures au cours du temps (d'après la thèse "Chemical reaction modelling in a subsurface flow simulator with application to in situ upgrading and CO₂ mineralization", Yaqing Fa, May 2010, Phd, Stanford University)

La compagnie American Shale Oil (AMSO) a développé, quant à elle, une technologie d'injection de vapeur afin de diminuer la viscosité d'huiles lourdes (Figure III-18), technologie qui pourrait être aussi utilisée pour chauffer l'espace souterrain.

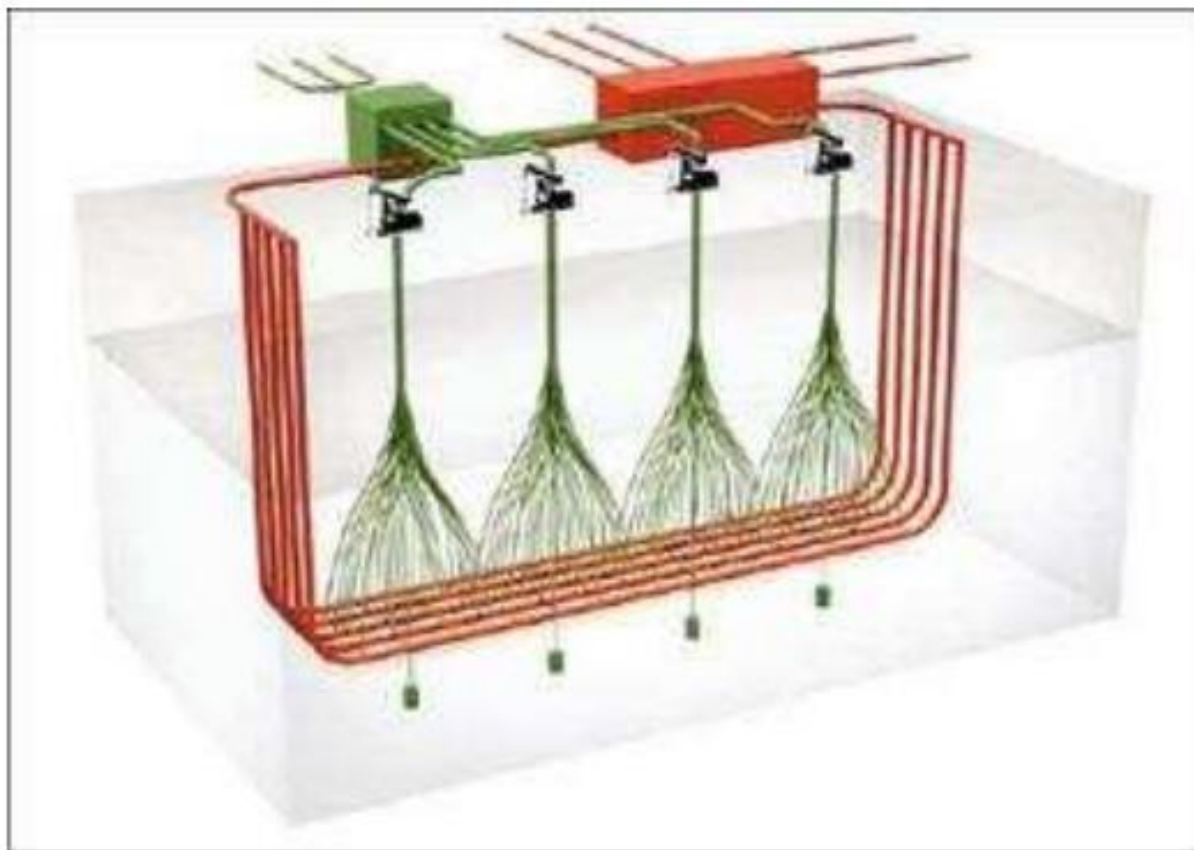


Figure III-18: Schéma d'injection de vapeur proposé par la compagnie American Shale Oil

III.5.2 Effets du chauffage

III.5.2.1 Modification minéralogique

Le premier effet escompté est la modification minéralogique induite. La déshydratation des argiles peut en effet produire jusqu'à 150 litres d'eau par m³ d'argile en place avec deux effets possibles (Figures III-20 et III-21) :

- L'espace libéré par l'eau augmente la porosité et donc la perméabilité (la phase solide se contracte jusqu'à 25%, tandis que le volume du fluide augmente de 15%) ;
- L'expulsion de l'eau aide le transport de gaz (effet lubrifiant), qui dépend de la capacité de chacun des fluides à mouiller les minéraux. Ce concept séduisant de couplage déshydratation des argiles – expulsion d'hydrocarbure relève à ce jour du domaine de la recherche académique. Mais force est de constater que c'est un processus majoritairement à l'œuvre dans la nature dans les roches argileuses et carbonées soumises à augmentation de température lors de la diagenèse ou du métamorphisme alors que la pression de confinement augmente ;
- La dilatation thermique de la roche et la modification de la perméabilité qui en résulte.

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

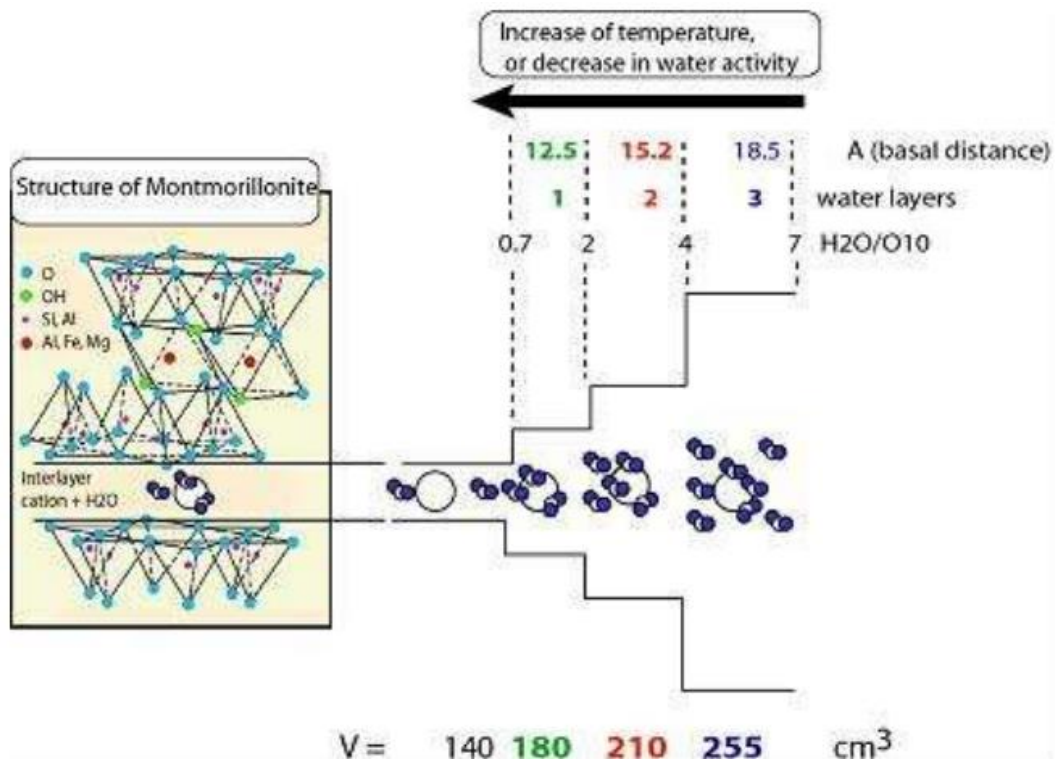


Figure III-19: Volume des argiles en fonction de leur état d'hydratation.

(La déshydratation se traduit par une forte diminution de volume de l'ordre de 25% et une expulsion d'eau de l'ordre de 15% du volume initial)

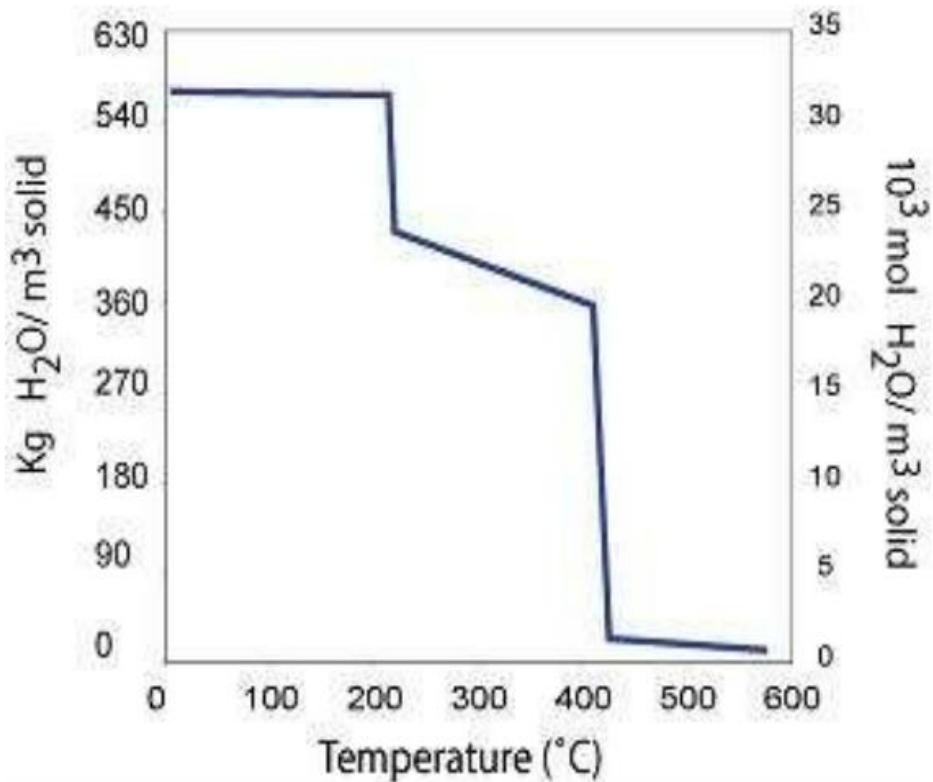


Figure III-20: Modélisation des étapes de déshydratation pour une argile de type beidellite en fonction de la température pour des pressions variant de 1 à 1300 bars (géotherme moyen) (vidal,2009)

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

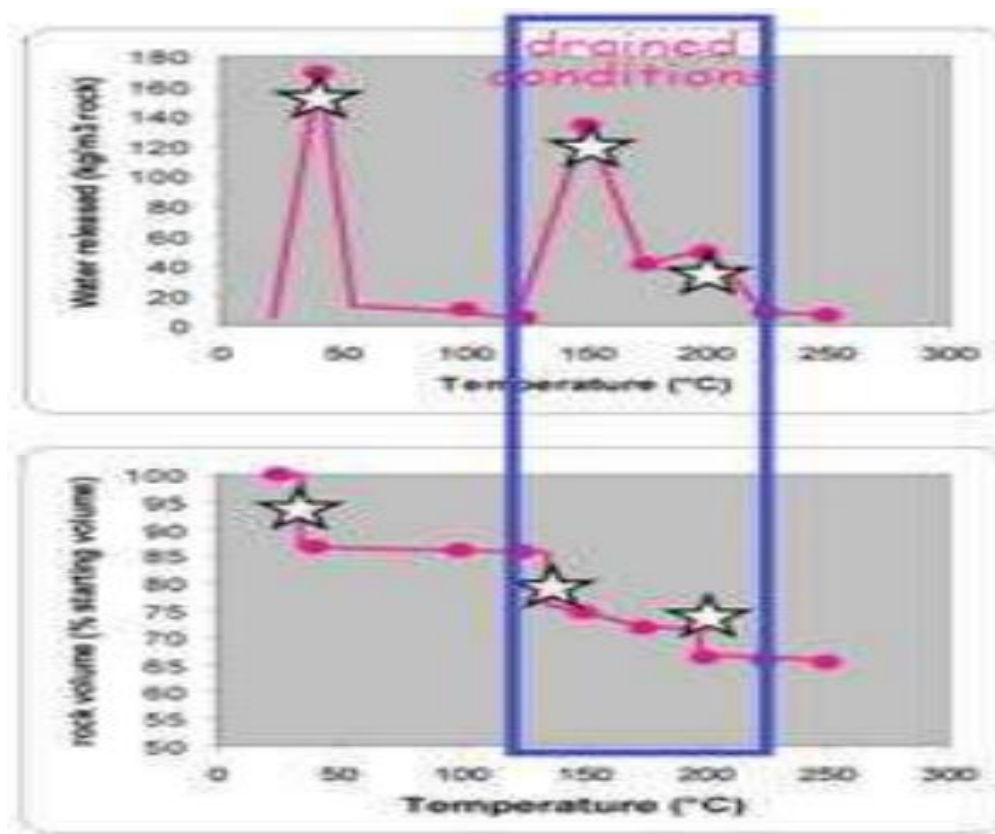


Figure III-21: Modélisation des conditions de variation de volume et de production de fluide dans un système drainé pour une argile de type beidellite en fonction de la température (vidal, 2009)

III.5.2.2 Décomposition du kérogène

Le deuxième effet escompté est la décomposition chimique du kérogène ou d'hydrocarbures lourds en hydrocarbures légers. L'augmentation de température permet en effet de dégrader certaines molécules de kérogène, dans le cas de maturation incomplète, et favoriser la transformation d'hydrocarbures liquides et visqueux en composés gazeux ou légers. Ces techniques sont surtout applicables dans le cas des huiles de schiste ou des roches peu matures où des kérogènes sont encore présents. Les fluides et gaz produits augmentent les surpressions locales et permettent d'utiliser la microfissuration existante ou d'en créer une nouvelle. L'augmentation de perméabilité s'effectue par microfissuration induite de la roche. Ici l'enjeu est de mieux comprendre comment un endommagement diffus peut devenir connecté pour créer des chemins préférentiels d'écoulement. Ceci peut être réalisé par de l'imagerie in-situ de carottes de shales durant la production de gaz (Figure III-22).

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

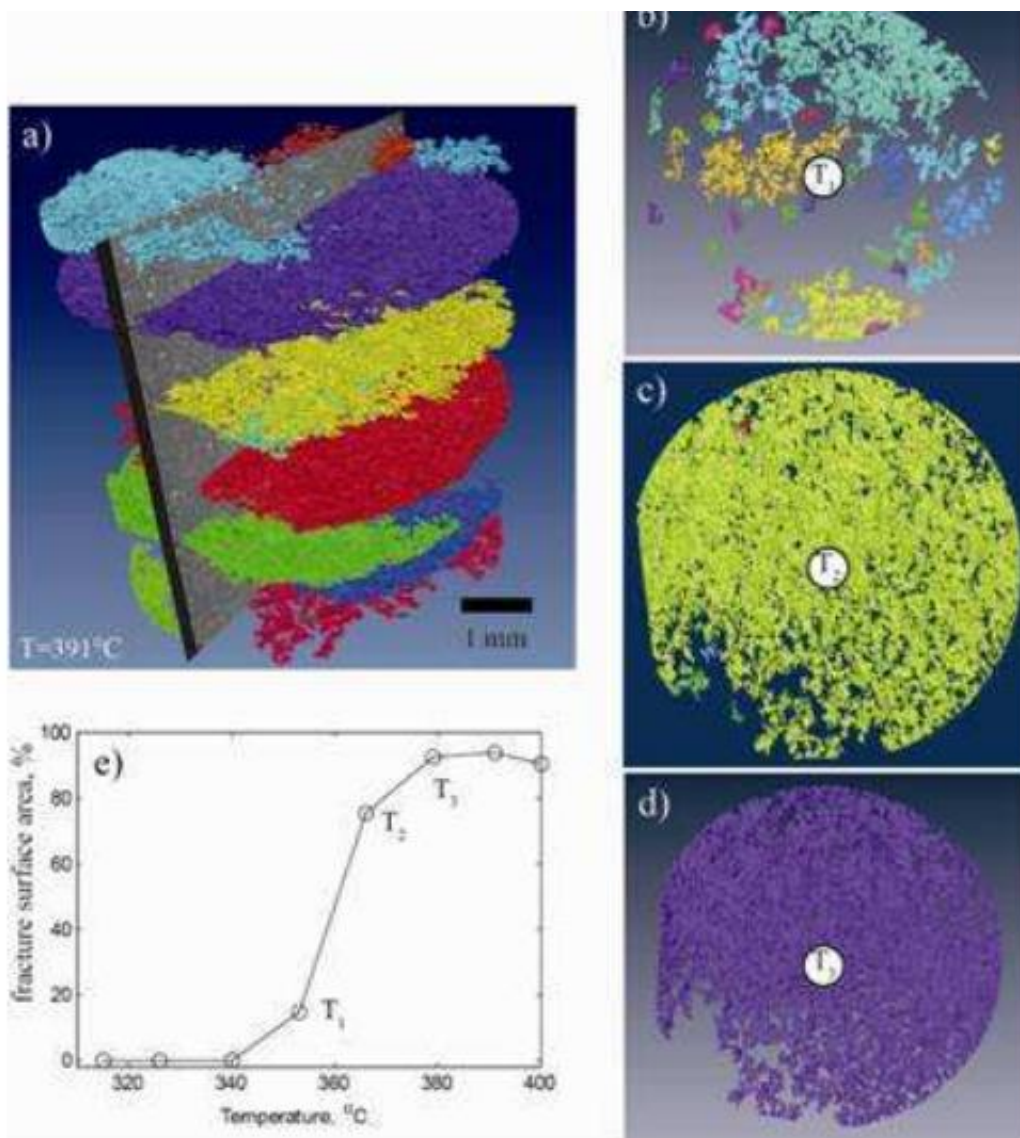


Figure III-22: Image par tomographie synchrotron d'une shale durant un traitement thermique produisant une microfissuration.

a) Formation de plusieurs plans de fracturation horizontaux.

b-d) Suivi temporel de la formation d'un chemin percolant.

e) surface d'une fracture au cours du chauffage (Kobchenko et al. 2011)

Le troisième effet escompté est l'évolution de la structure carbonée du kérogène. L'augmentation de température peut, en effet, avoir comme effet d'ouvrir la porosité des micro- et nano-structures de carbone constituant le kérogène passant ainsi de textures en oignon fermées à des textures planaires ouvertes pouvant libérer les gaz inclus. (Figure III-23)

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

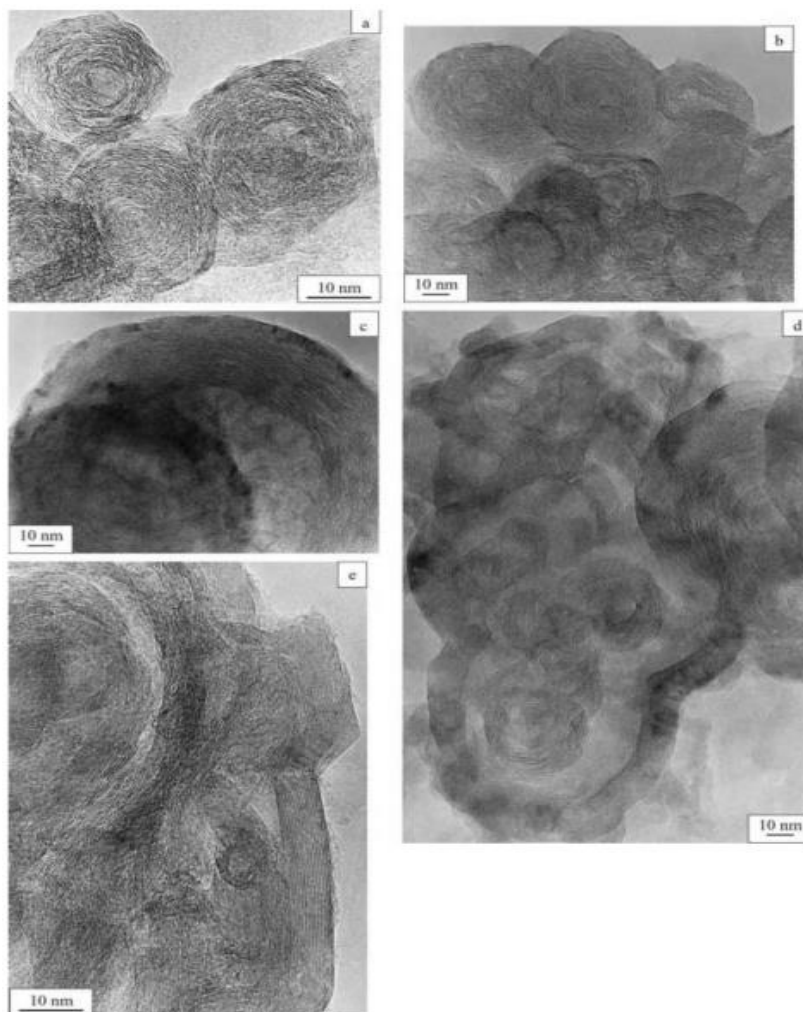


Figure III-23: Images en microscopie électronique à très haute résolution montrant la déstructuration progressive des structures en oignon(a) du kérogène avec l'augmentation progressive de la température (~300-500°C) (de b à e) dans un milieu confiné sous pression (Beysac et al. 2002)

III.6 Verrous scientifiques :

Les verrous scientifiques et techniques à lever sont considérables. Ils dépendent certainement encore plus que dans les autres technologies de la caractérisation des propriétés du milieu. Ils nécessitent un effort de recherche conséquent portant notamment sur :

- La compréhension des processus à petite échelle (maturation, déshydratation, mécanique) qui nécessite une caractérisation fine des matériaux et de leur évolution. Des techniques d'imagerie in-situ pendant la microfissuration devront être développées, par exemple sur des lignes de lumières de synchrotrons ou dans des microscopes électroniques. A cela s'ajoutera des besoins de modélisations couplées tri phasiques (eau, gaz, roche) à petite échelle. Ces expériences de laboratoire sous confinement devront aussi suivre les comportements mécaniques et analyser en continu les fluides produits.
- La modélisation des processus et analyse des paramètres de contrôle (Figure III-24) : circulation dans des milieux à double porosité (fissures et microporosité des shales), couplage entre circulation des fluides, processus chimiques et fissuration. Cela peut inclure l'effet d'ajouts d'additifs chimiques (surfactants, vapeur ou bactéries) pour modifier localement la mobilité du fluide.

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

- La compréhension des comportements mécaniques et physiques à petite, moyenne et grande échelle.

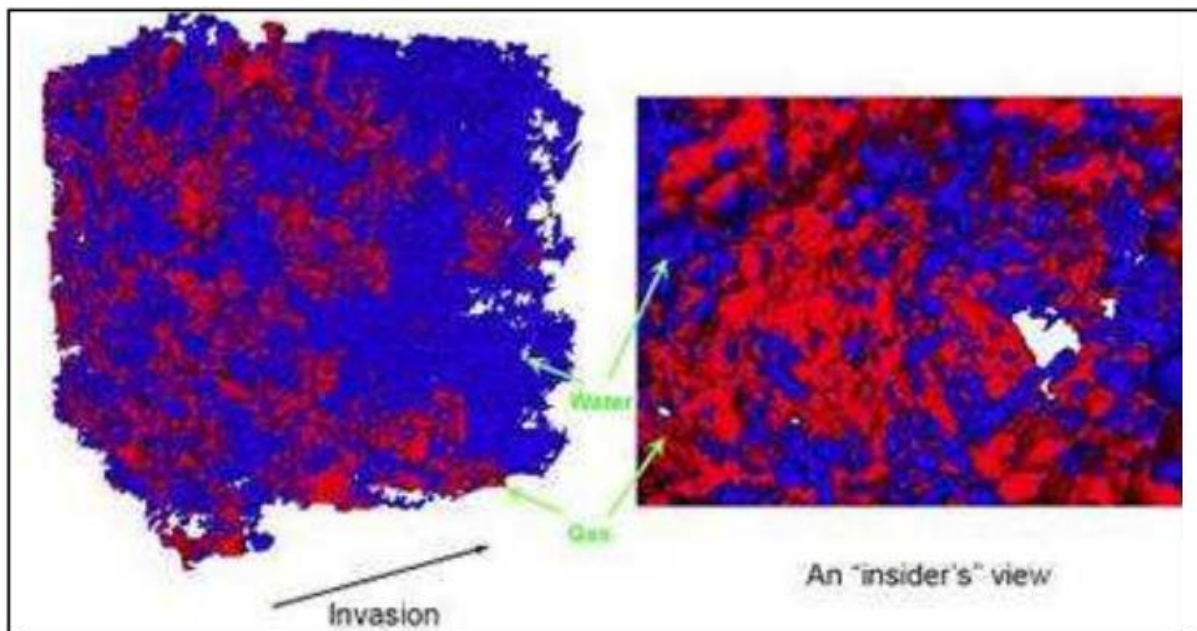


Figure III-24: Modélisation triphasique de l'équilibre capillaire dans un black shale (Silin, Lawrence Berkeley National Laboratory, 2010)

Il s'agit ici de développer des modèles conceptuels de nucléation et croissance de réseaux de fissures jusqu'à ce qu'un chemin connecté se développe. Sont ici couplées des processus de transport (température, fluides), de déformation (ouverture /fermeture de fissures au cours du temps). La dynamique temporelle s'avèrera cruciale car une même fissure peut s'ouvrir et se refermer plusieurs fois au cours du temps,

- L'expérimentation sur un site pilote, avec monitoring amont pour avoir l'état zéro avant toute action humaine, puis suivi au cours du temps ;
- La modélisation des conditions industrielles, du bilan carbone total et du modèle économique à l'échelle du réservoir, en prenant en compte les enjeux environnementaux ;
- Les enjeux environnementaux qui, à l'instar des autres techniques d'exploitation d'hydrocarbures, concernent le traitement des effluents utilisés pour la construction des puits et la réduction des fuites de gaz dans les zones de productions soit vers l'air soit vers les aquifères souterrains. Ce dernier enjeu relève d'une priorité maintenant que des mesures montrent des contaminations d'aquifères et que le débat est lancé concernant le volume des fuites de méthane dans l'atmosphère. [18]

III.7 Verrous économiques :

Un des enjeux sur des technologies utilisant un chauffage basé sur l'électricité est la rentabilité économique fortement dépendante du coût de l'électricité consommée et de l'efficacité de la production de gaz a effectué une analyse comparée du bilan énergétique en considérant un taux de récupération des huiles de 90%.(voir Figure III-16, III-17 et III-25).

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

Table 3.9: Energy ratios for the sensitivity study cases (at 90% recovery efficiency)

Pattern	Heater Temperature	Heater Spacing	Thermal Energy Input (Btu)	Chemical Energy Output (Btu)	E_{out}/E_{in}
Hexagon	700 °F	8 ft	3.346E+08	2.296E+09	6.9
Hexagon	650 °F	8 ft	3.345E+08	2.296E+09	6.9
Hexagon	600 °F	8 ft	3.367E+08	2.296E+09	6.8
Square	700 °F	13 ft	3.396E+08	2.283E+09	6.7
Triangle	700 °F	20 ft	3.646E+08	2.261E+09	6.2
Hexagon	700 °F	10 ft	5.175E+08	3.480E+09	6.7
Hexagon	700 °F	12 ft	7.560E+08	4.914E+09	6.5

Figure III-25: modélisation du bilan énergétique du projet Shell Mahogany Research

Cette analyse qui n'est pas directement applicable aux cas des gaz non conventionnels, démontre néanmoins le caractère crucial de l'évaluation des bilans en énergie et des coûts associés. Un taux de récupération de 90% est en effet excessivement optimiste. Dans la réalité, il est plus probable que les taux, en cas de succès, soient plus proches de 30% diminuant d'autant la viabilité économique du projet. C'est un point déterminant à évaluer pour lequel nous pouvons suggérer l'idée d'utiliser les énergies non utilisées des ENR (énergies renouvelables) ou du nucléaire aux coûts très bas puisque perdus, en permettant ainsi leur valorisation par récupération des gaz non conventionnel et le stockage de la chaleur. [18]

III.8 Augmenter la perméabilité de la roche par des méthodes de fracturation n'utilisant pas l'eau

III.8.1 Electro-fracturation

L'électro-fracturation est un terme qui englobe différentes techniques d'utilisation de l'électricité pour l'exploitation pétrolière:

- Utilisation de flux électriques pour compléter la maturation du kérogène ;
- Utilisation de flux électriques pour diminuer la viscosité des pétroles lourds ;
- Utilisation de chocs électriques pour aboutir à des fracturations.

Par ces techniques, l'amélioration de la perméabilité de la roche est obtenue par une série de trains d'ondes acoustiques. Ces trains d'ondes, transmis à la roche par un fluide (typiquement de l'eau), sont générés à partir de décharges électriques délivrées par un dispositif à arc (Figures III-26 et III-27). Cette technique a en particulier fait l'objet de deux brevets déposés par Total en mars 2011.

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

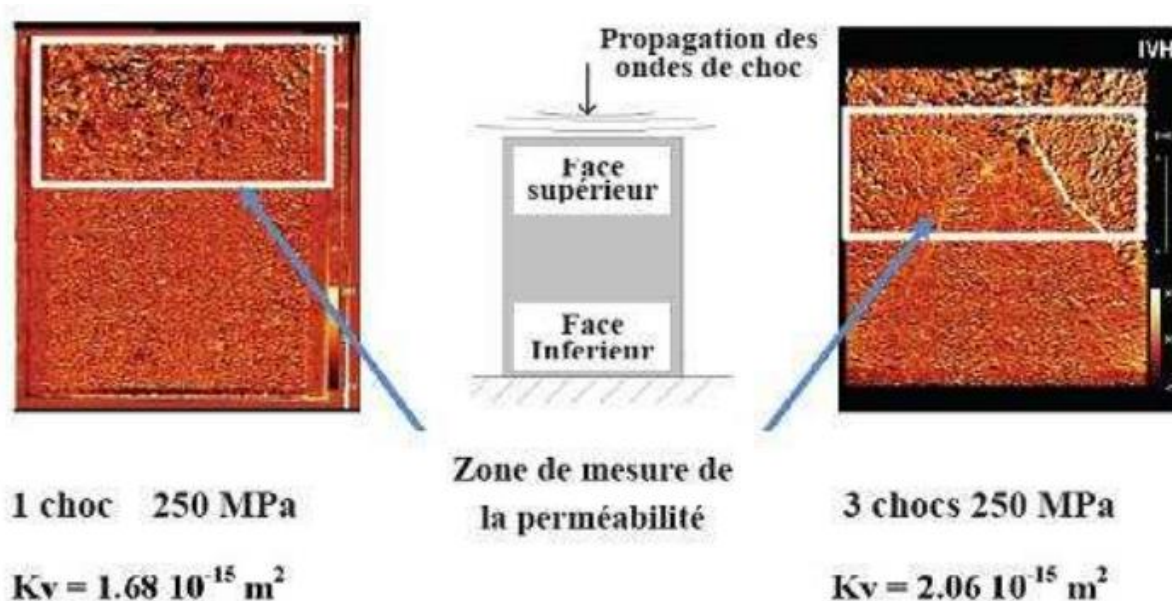


Figure III-26: Expérience de fissuration d'une roche sous l'effet d'un courant électrique (Chen, 2010)

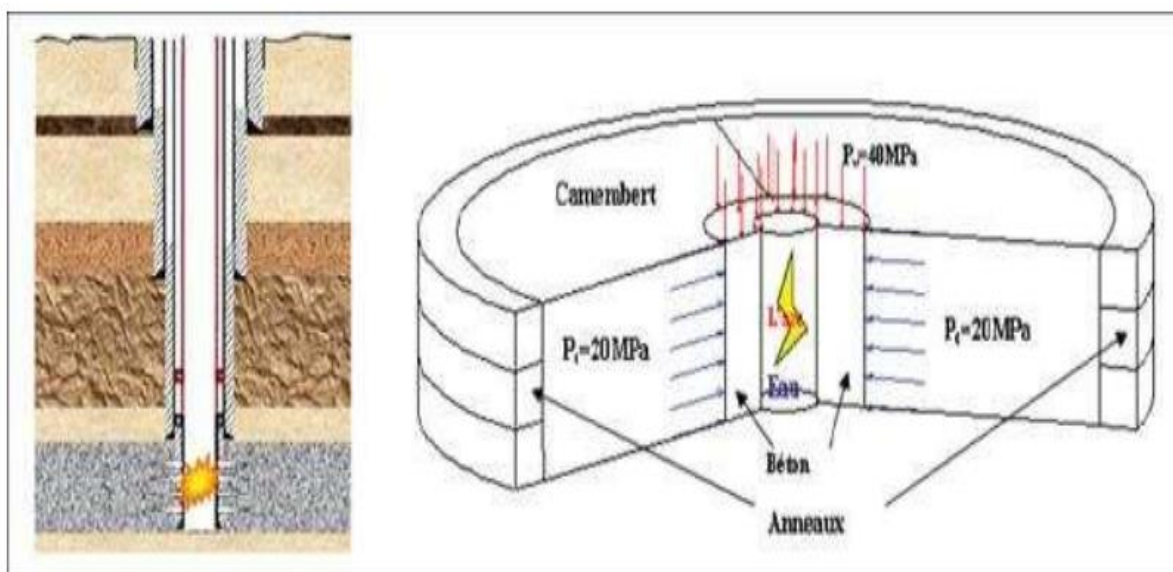


Figure III-27: Application des chocs électriques à un puits pétrolier et expérience réalisée par Chen (2010)

Cependant, la gestion de la sécurité en surface (fortes tensions électriques avoisinant des gaz inflammables) nécessiterait des dispositions particulières pour ces techniques dont il apparaît en tout état de cause qu'elles ne pourraient aboutir à des résultats opérationnellement utilisables avant une dizaine d'années.

III.8.2 Par injection d'un fluide de fracturation et de mobilisation des hydrocarbures

Il s'agit des techniques ayant recours à l'injection de solvants (GPL, propane, CO₂). Par exemple, l'injection du CO₂ qui a la propriété de s'adsorber plus facilement sur les surfaces minérales, permet un 'relargage' des hydrocarbures. Ainsi Chevron a utilisé le procédé CRUSH, couplé avec de la fracturation hydraulique, en injectant du CO₂ supercritique, chauffé, qui permettait une augmentation de la solubilisation d'hydrocarbures lourds. Un autre exemple

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

est l'utilisation du propane. Ainsi la compagnie GASFRAC au Canada a développé une technique de fracturation au propane, utilisable à l'échelle d'un pilote.

Dans le cas de la fracturation au propane, à l'instar de la fracturation par injection d'eau, il s'agit de générer des fissures au sein de la roche-mère et de les maintenir ouvertes à l'aide de sable et/ou de billes céramiques (Figure III-28 ci-dessous).

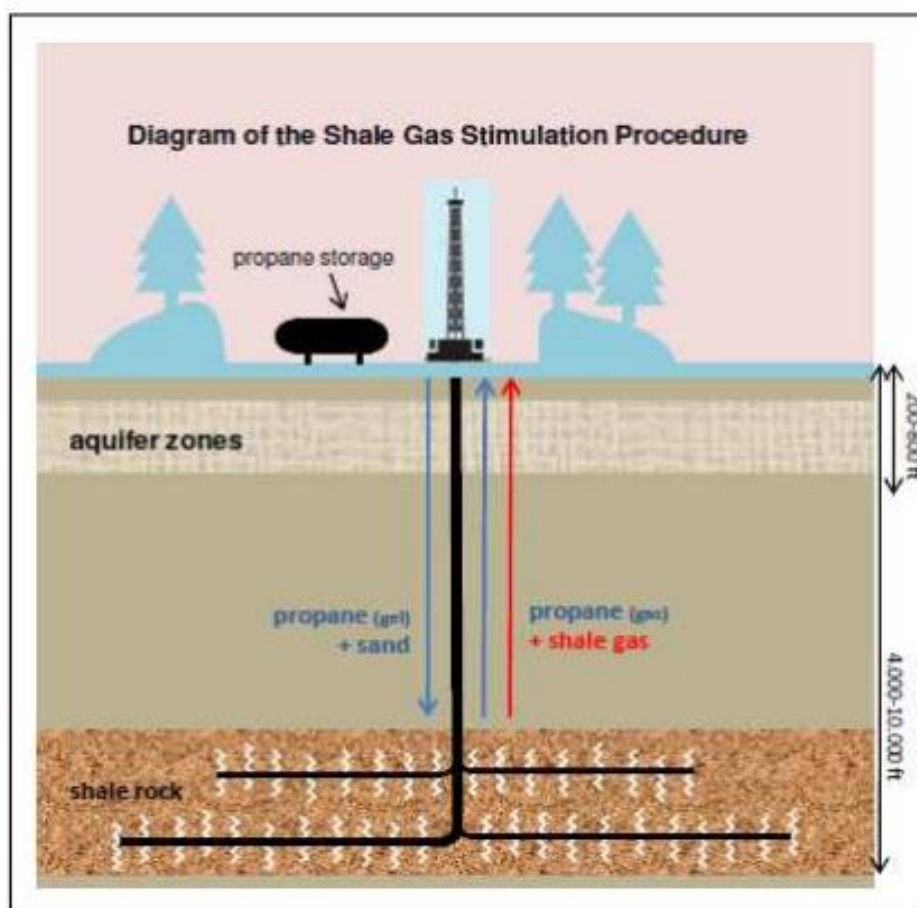


Figure III-28: un exemple schématique d'une exploitation utilisant le propane comme fluide de fracturation

Le point-clé de la technologie a été de déterminer l'agent chimique capable de gélifier le propane. On utilise un ester de phosphate, en association avec un autre additif destiné à casser ultérieurement les chaînes moléculaires à l'origine de la phase gélifiée. Par ailleurs, aucun biocide n'est nécessaire contrairement à ce qui se passe dans le cas d'une fracturation à l'eau.

Parmi les autres différences avec la fracturation à l'eau, on retiendra principalement les avantages suivants :

- Pas d'utilisation d'eau ;
- Une tension de surface, ainsi qu'une viscosité réduite, ce qui confère des taux élevés de récupération du gaz en place (meilleure pénétration du fluide et évacuation facilitée par le passage en phase gazeuse du propane) ;
- Des volumes de propane réduits (typiquement 800 m³), notamment si l'on considère que la récupération du propane injecté est quasi complète ;
- Des temps de « clean-up » réduits (~2 jours, au lieu de 5 dans le cas d'une fracturation à l'eau), ce qui réduit la perte de gaz (« venting » et/ou « flaring »).

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

Mais aussi les inconvénients suivants :

- Il s'agit, malgré l'absence d'eau, d'une fracturation hydraulique au sens d'injection d'un fluide sous pression ;
- L'inflammabilité du propane, allié au fait que ce dernier est plus lourd que l'air, ce qui retarde sa dispersion en cas de fuites en surface.

En résumé, du point de vue de l'efficacité de récupération des gaz en place, la méthode présente nombre d'avantages au regard des possibilités de la fracturation hydraulique à l'eau. Cependant, les problèmes liés à la sûreté des installations pourraient limiter l'utilisation massive de cette technique. A ce jour, plus de mille opérations de fracturation ont été menées au Canada, et deux accidents liés à l'inflammabilité du propane ont été recensés.

III.8.3 Autres techniques prospectives

Il est fort probable que les enjeux liés à la sécurisation des sources d'énergie à bas coûts vont stimuler la recherche pour l'extraction propre et sécurisée des ressources de notre sous-sol (Figure 5.1). Cela passera par une amélioration considérable de la connaissance (cf. chapitre 2, Étude des propriétés des roches mères) des propriétés des roches, de leurs comportements intrinsèques et de leurs relations dans un espace souterrain dont l'utilisation pour diverses utilisations sera croissante (réserve en eau, en ressources, en espace de stockage...).

Les solutions techniques feront certainement appels à une combinaison des techniques décrites ci-dessus, certaines anciennes à améliorer, d'autres encore à inventer. Parmi ces dernières, la simplification des procédures multiples et successives utilisées actuellement, toutes ayant un risque et un coût, est certainement

une voie à suivre avec l'utilisation de matériaux intelligents assurant en une seule opération l'ensemble des procédures nécessaires à l'augmentation de la perméabilité de la roche et la récupération des gaz: la fracturation, le soutènement, la production et migration sélective des gaz et huile, tout en limitant l'usage de l'eau, en augmentant la compatibilité environnementale et la sécurité et en optimisant notre gestion globale d'énergie.

III.9 Essais de production

Les principaux objectifs des essais de production sont d'évaluer la capacité de production d'un puits et de mettre au point convenablement, les équipements de collecte et de distribution du gaz. Généralement, les essais de production durent de 3 à 30 jours, mais certains peuvent s'échelonner sur plusieurs mois. Le Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains prévoit un maximum d'une année pour les essais de production lorsqu'il s'agit des gaz de shales.

Les essais de production font appel à une torchère ou un incinérateur, qui doit fonctionner en continu durant les essais. Néanmoins, si le puits est situé à proximité d'un réseau de distribution, celui-ci peut être connecté au réseau pour récupérer le gaz [13].

III.10 La phase d'exploitation

Une fois le puits mis en production, après la phase de fracturation et de nettoyage du puits, les hydrocarbures sont produits pendant une dizaine d'années. En général, la production est assez importante pendant les premières années, puis décroît. L'exploitation cesse quand la production d'hydrocarbures ne couvre plus les frais de maintenance.

En surface, les hydrocarbures sont séparés de l'eau qui remonte avec eux, puis traités, s'ils contiennent des impuretés, et enfin transportés. Dans les zones où l'exploration pétrolière est active, des infrastructures de transport existent auxquelles on peut se rattacher.

Chapitre III : Production des pétroles et des gaz de schiste

La durée moyenne d'exploitation des puits produisant des hydrocarbures de roche-mère est encore difficilement prévisible, de même que leur débit. Elle dépend du contenu initial en hydrocarbures de la roche, de la façon dont ces hydrocarbures sont piégés mais aussi beaucoup de la perméabilité qui a pu être créée par la fracturation.

Aux premiers temps de l'exploitation des gaz de schiste, la durée de production des puits était très faible, de l'ordre de 2 à 3 ans ; elle s'est étendue progressivement et peut atteindre maintenant la dizaine d'années. En général, après quelques années, si la production avait trop décru, on pouvait refaire une campagne de fracturation.

A ce jour, les opérations de production des hydrocarbures de roche-mère sont nombreuses et les techniques évoluent rapidement. En particulier, les stratégies de production changent ; depuis quelques années, les opérateurs, quand ils le peuvent, essaient de réaliser la fracturation hydraulique avant la mise en production en espérant n'avoir jamais à revenir sur le puits. Pour l'opérateur, le puits produit alors beaucoup plus au départ, mais avec une durée de vie plus brève. Pour le voisinage, ce schéma de développement réduit beaucoup les nuisances, les opérations de forage et de fracturation étant alors très limitées dans le temps.

Actuellement, la recherche est très active, tant dans le monde académique que dans les centres de recherche et développement, pour améliorer la compréhension de l'hétérogénéité initiale des roches (argiles comme réservoirs compacts) afin de minimiser le nombre de puits d'exploration nécessaires à la compréhension d'une zone, puis à sa mise en production. Quantifier les hétérogénéités des argiles riches en matière organique permettra aussi de mieux prédire aussi bien les quantités d'hydrocarbures en place que la fraction qui pourra en être produite. Cette meilleure connaissance du milieu géologique permettra aussi une optimisation des fracturations hydrauliques en réduisant leur fréquence, et en adaptant au mieux le volume d'eau et l'utilisation des additifs chimiques. [07]

Chapitre IV : L'empreinte environnementale

IV L'empreinte environnemental

IV.1 Introduction

Ce chapitre se focalise sur les impacts environnementaux et plus particulièrement **les ressources en eau** étant donné qu'elles sont au cœur des préoccupations environnementales qui ont émergé aux États-Unis en lien avec l'exploitation des gaz et huiles de roches mères (EPA, 2011). Outre cet enjeu majeur, les phénomènes de migration de gaz au travers des terrains jusqu'à certains aquifères, voire jusqu'en surface, sont des sources de contaminations potentielles des milieux d'expositions et sont donc susceptibles d'induire des impacts sanitaires des populations humaines, ainsi que sur les écosystèmes. [21]

L'empreinte environnementale de l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère :

L'exploration mais surtout l'exploitation des hydrocarbures de roche-mères nécessitent une activité industrielle soutenue qui peut entraîner, de par son intensité et l'étendue de la zone d'exploitation une forte empreinte environnementale (Figure IV-1).

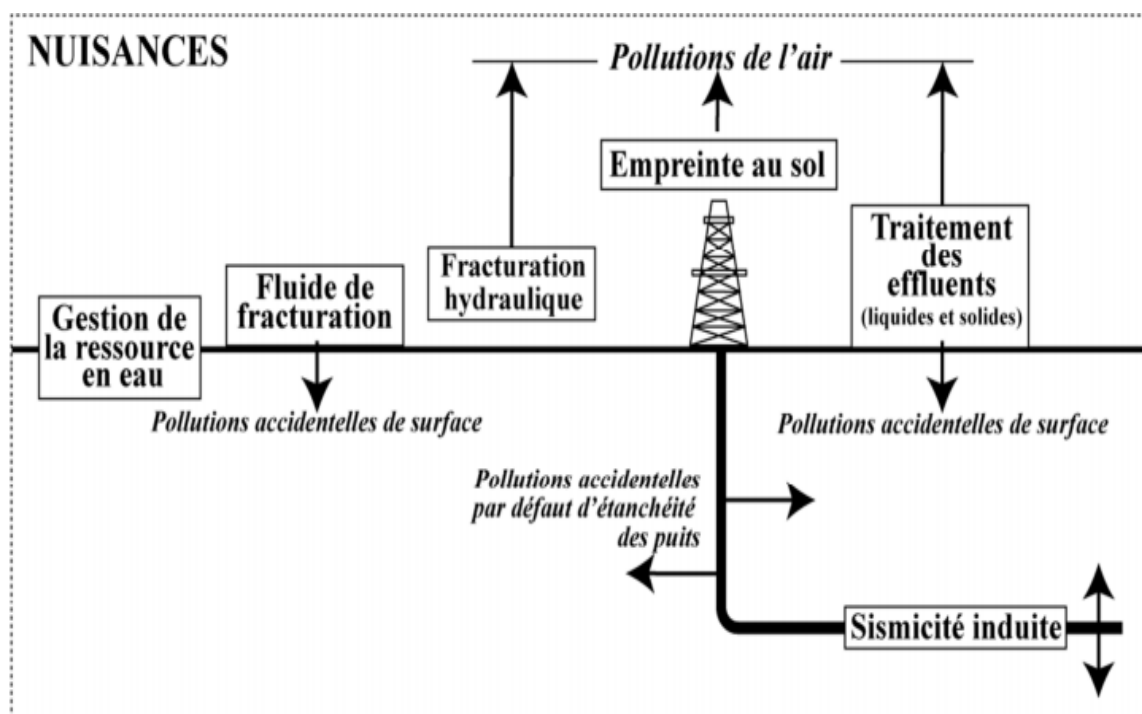


Figure IV-1: Les principaux risques de pollution liés à l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère.

IV.2 L'empreinte au sol des exploitations

L'exploitation des hydrocarbures non conventionnels nécessite la réalisation d'un grand nombre de forages pour drainer le gaz ou le pétrole contenu dans la roche mère, par nature peu perméable.

Afin de limiter les conséquences sur l'environnement et les riverains, ces forages sont dans toute la mesure du possible regroupés sur un même site sous forme de "clusters", ce qui permet d'éviter leur éparpillement et réduire par là même leurs impacts.

Le site des opérations occupe une surface au sol qui varie en fonction de l'avancement du projet. Les phases d'exploration, de développement et enfin d'exploitation occupent chacune une

Chapitre IV : L’empreinte environnementale

emprise différente en surface et génèrent une empreinte au sol ("foot print" en anglais), c'est-à-dire un impact sur l'environnement et les riverains, qui sera différent au fil de l'activité.

Les diverses conséquences de l'activité (impacts visuels, sonores ou olfactifs, intensification du trafic routier, émissions de poussières...) vont ainsi évoluer au cours du temps ; elles sont de nature et d'intensité différente selon chacune des phases. Il est à noter que chacune des phases est limitée dans le temps et par conséquent la durée des impacts générés sera également limitée à la durée des opérations. [22]

IV.2.1 Une empreinte au sol et un impact sur le paysage à prendre en compte

Lors des activités de forage et d'extraction de matière première, notamment des hydrocarbures (gaz et/ou pétrole), les phases d'exploration, de développement et d'exploitation sont à l'origine, à des degrés divers, d'effets induits sur le site ou à proximité immédiate.

Dans le cas des hydrocarbures non conventionnels, comme nous allons le voir, la phase la plus sensible est celle du développement, période où l'on assiste sur un même site à la multiplication des forages d'une part et aux opérations de fracturation hydraulique d'autre part. Cette phase nécessite l'utilisation et les transferts d'un grand nombre de matériels et de matériaux : leur mise en œuvre sur le site entraîne divers impacts sur le plan local, mais aussi au-delà de la proximité immédiate du site. [23]

IV.2.2 Durée des différentes opérations et des impacts associés

Les différentes étapes de l'activité ont des finalités et des durées de vie différentes, ce qui va déterminer directement la nature et la durée des impacts associés. Les durées décrites ci-dessous sont celles que l'on peut envisager dans un premier temps en Europe, où l'expérience américaine n'est pas directement transposable. L'un des enjeux majeurs sera d'arriver à réduire ces durées en s'inspirant du savoir-faire américain, ce qui permettra de réduire d'autant l'empreinte au sol au fil des activités.

- **En phase d'exploration**, le temps d'occupation du site est de l'ordre de quelques mois, période pendant laquelle l'appareil de forage ("rig" ou "derrick"), ne restera sur place que ponctuellement (Figure IV-2), avant d'être déplacé vers un autre site, où se renouvelleront les opérations. La surface d'un site de forage d'exploration est de l'ordre de 2 ha (20 000 m²).

Chapitre IV : L'empreinte environnementale



Figure IV-2 : Occupation du terrain pendant la phase d'exploration

- **En phase de développement**, plusieurs forages vont être regroupés sur un même site : on parle de "cluster" de forages, implantés sur un même site (ou "pad" en anglais) ; ils sont réalisés à la suite les uns des autres.

L'ensemble des travaux (figure IV-3) (forages horizontaux et fracturation hydraulique d'une demi-douzaine de puits sur un même site) durera probablement au minimum six mois dans un premier temps.



Figure IV-3 : Occupation du terrain pendant la phase de développement

Source : Présentation "Hydrocarbures de roche mère- ENSCR", SNF, janvier 2015

Ce n'est que lorsque ces travaux ont été réalisés que l'on peut passer à la phase de production.

- **En phase de production**, la durée d'exploitation d'un site est d'une dizaine à une vingtaine d'années. Durant cette phase, l'empreinte au sol est réduite (Figure IV-4), avec très peu

Chapitre IV : L’empreinte environnementale

d'impacts sur l'environnement : la surface d'une aire d'exploitation est beaucoup plus restreinte que celle de développement.



Figure IV-4 : Occupation du terrain pendant la phase de production Source : Présentation "Hydrocarbures de roche mère- ENSCR", SNF, janvier 2015

L'expertise américaine

En Amérique du Nord, qui bénéficie d'une longue expérience (de l'ordre de 40 000 puits y sont forés chaque année pour l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels), le forage d'un puits avec sa partie horizontale à 2000 m de profondeur et la fracturation d'une dizaine de segments se font actuellement aux Etats Unis en à peine plus d'un mois. En Europe, ces temps seront certainement plus longs dans une première phase d'apprentissage et, pour des raisons d'échelle, il est peu probable que l'Europe puisse atteindre rapidement une efficacité comparable à celle des Etats-Unis. [23]

IV.2.2.1 Impact en surface pendant la phase d'exploration

Cette première phase est comparable à celle mise en œuvre lors de l'exploration d'hydrocarbures conventionnels : le site de forage est de surface identique et les matériels similaires. Seul un nombre un peu plus important de sites est nécessaire dans le cadre des hydrocarbures non conventionnels – probablement de l'ordre d'une vingtaine, contre 3 ou 4 pour le conventionnel. Dans leur grande majorité, les forages sont à ce stade réalisés verticalement, une partie horizontale n'étant que rarement nécessaire à ce stade.

Pendant cette phase, les impacts sont globalement de deux ordres, visuels et sonores

- Le site est occupé par l'appareil de forage (appelé également "derrick" ou "rig"), dont le mât peut culminer à une quarantaine de mètres de haut. Cet impact visuel est provisoire puisqu'une fois l'opération de reconnaissance réalisée, il est retiré pour être installé sur un autre site. L'appareil de forage est conçu pour recueillir les tiges de forage en les stockant à la verticale, limitant de cette façon l'encombrement au sol ;
- Pendant ces quelques semaines, les opérations de forage engendrent du bruit ainsi qu'un trafic routier inhabituel, liés à l'acheminement du matériel et des matériaux nécessaires au forage.

Chapitre IV : L’empreinte environnementale

Tous ces impacts font l'objet d'une attention particulière, de façon à ce que leur effet sur les riverains et l'environnement soit le plus faible possible.

IV.2.2.2 Impact en surface pendant la phase de développement

Dès lors que la phase d'exploration a permis de mettre en évidence des réserves d'hydrocarbures exploitables, les travaux de développement du champ peuvent commencer. C'est au cours de cette phase que se déroulent les opérations nécessaires à la future mise en production : forage d'un nombre suffisant de puits comportant chacun un long drain horizontal puis opérations successives de fracturation hydraulique.

C'est au cours de cette phase que les impacts sont plus marqués :

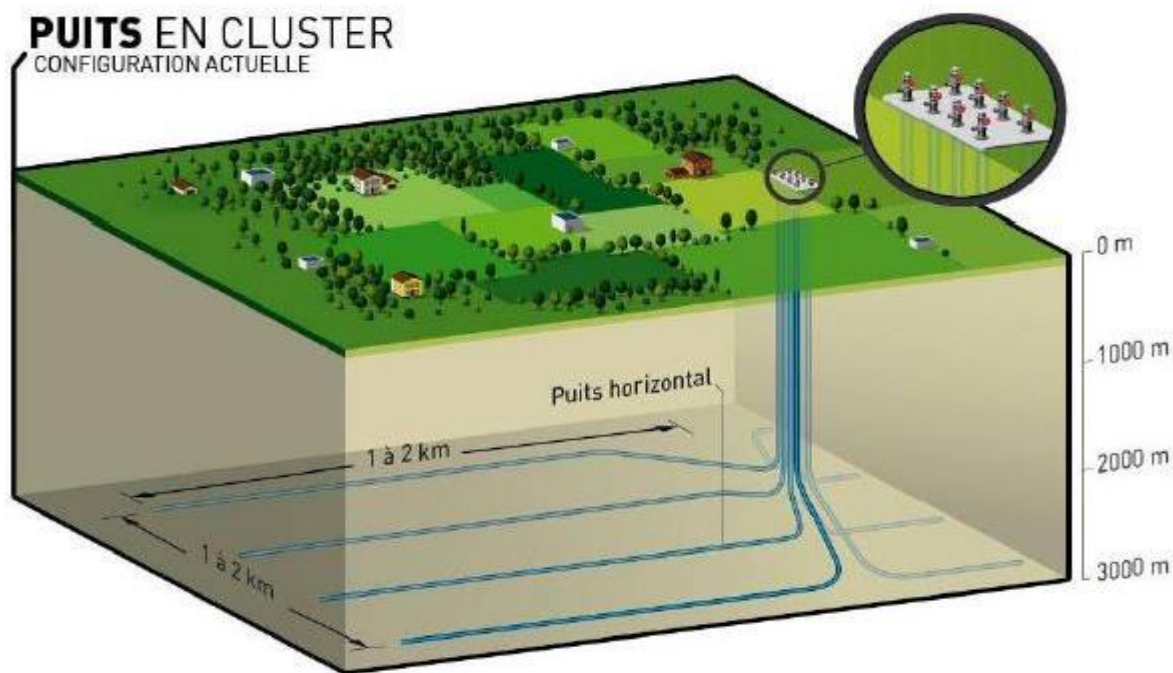
- L'emprise au sol est plus importante : du fait du nombre de forages d'une part et des équipements nécessaires à la fracturation hydraulique (stockage d'eau et de sable, utilisation de camions pompes) d'autre part, la surface du site de forage est supérieure à celle de la phase d'exploration (de l'ordre de 2 ou 3 ha – voir ci-dessus) ;
- La circulation routière pour acheminer le matériel et les produits nécessaires (eau lorsqu'elle est acheminée par camions et sable notamment) est plus intense, les risques et les impacts associés aussi. Mais nous décrivons, là encore, un aspect usuel de toute activité industrielle nécessitant un important transfert de matériel par la route : augmentation de la circulation, bruit, émission de gaz d'échappement ; il est important de noter que ces impacts sont toutefois temporaires, limités à la seule durée des opérations de développement.
- L'utilisation de grandes quantités d'eau pour les besoins de la fracturation hydraulique peut poser problème dans les régions sous stress hydrique tout comme son acheminement par camions ou par canalisations.

Forage horizontal et clusters pour un impact en surface réduit

Le regroupement de plusieurs forages en "clusters", c'est-à-dire sur un même site, est désormais une pratique courante : plusieurs puits horizontaux (de l'ordre d'une dizaine, voire davantage) peuvent être forés à partir d'un périmètre équivalent à deux ou trois terrains de football, ce qui réduit de manière significative l'emprise au sol.

L'illustration ci-dessous (Figure IV-5) montre un site regroupant 8 forages en "cluster", forés avec un impact minimal en surface.

Ainsi, un gisement qui s'étend sur quelques centaines de km² et qui nécessiterait une centaine de puits disséminés peut désormais être exploité avec une dizaine de sites ^[1], espacés entre eux d'une distance de l'ordre de quelques kilomètres et regroupant sur chacun d'eux un "cluster" de 10 forages. Cette technique désormais classique s'avère très utile d'un point de vue environnemental.



Source Total et IFPEN

Figure IV-5 : un site regroupant 8 forages en "cluster"

IV.2.2.3 Impact en surface pendant la phase de production

Une fois les fracturations hydrauliques réalisées, les puits sont raccordés et mis en production : les installations sont alors sensiblement réduites et se résument à un séparateur eau – pétrole – gaz, à une cuve de stockage des effluents liquides et à une aire de service permettant l'accès d'un camion-citerne.

Les impacts sont très réduits dans cette phase : la surface d'occupation des sols est ramenée à quelques milliers de m² ; le trafic routier est réduit au passage de l'ordre d'un camion-citerne par jour.

Lorsque la production s'achève, 10 à 20 ans plus tard, le site est remis à son état d'origine et selon les cas, nettoyé, remblayé, replanté, reconduit en terrain agricole si telle était sa nature.

IV.2.3 Surface au sol et énergies alternatives : éolien et photovoltaïque

Pour mieux comprendre "l'empreinte" environnementale des hydrocarbures non conventionnels, il est utile d'établir une comparaison avec d'autres énergies telles que l'éolien ou le solaire. Dans son étude, le professeur David McKay, chief scientific advisor, DECC ("Department of Energy & Climate Change" en Grande Bretagne), a établi que l'impact visuel des sites d'exploitation des gaz de schistes sur l'environnement était le moins intrusif, à quantité d'énergie produite équivalente. C'est en analysant un certain nombre de paramètres tels que la surface au sol, la hauteur des installations et la densité de trafic routier liés à chacune des activités que des rapprochements ont pu être établis et décrits (tableau IV-1).

On notera ainsi qu'un champ d'éoliennes s'étend sur un espace 700 fois plus grand qu'un site dédié à l'exploitation des gaz de schiste ; un "rig" utilisé par les hydrocarbures non conventionnels restera sur site seulement deux ou trois ans, à comparer avec les installations

Chapitre IV : L’empreinte environnementale

permanentes de l’énergie éolienne (mais l’espace disponible entre chacune des turbines peut être affecté à d’autres activités, telle l’agriculture). [24]

Une précision s’impose toutefois sur l’impact du "camionnage" : les chiffres donnés dans l’étude pour l’industrie des gaz de schiste la font ressortir comme étant celle faisant appel au moins de trajets de camion (2 900 trajets) lorsque l’eau est acheminée par pipelines et non par camions. Si le transport se fait par camions, le trafic devient alors le plus important de la comparaison (de l’ordre de 20 000 trajets).

Tableau IV-1 : comparaison entre l’impact au sol des différentes industries [24]

	Site HNC	Champ d’éoliennes	Parc panneaux solaires
	1 pad de 10 puits	87 éoliennes (174 MW)	1 520 000 panneaux (380 MW)
Energie produite sur 25ans	9.5 TWh	9.5 TWh	9.5 TWh
Emprise au sol (fondations, structures, voies d’accès)	2 ha	36 ha	308 ha
Surface au sol de l’ensemble des installations	2 ha	1 450 ha	924 ha
Hauteur des Installations	1 rig de 25 mètres* temporaire	87 éoliennes de 100 mètres permanentes	2,5m
Empreinte visuelle (visible de...)	77 ha alentours	5 200-17 000 ha	924 ha
Trajets de semi-remorques	2 900 ** ou 20 000	7 800	entre 3 800 et 7 600

*: les calculs ont été faits sur la base d’un rig "compact" avec un mât de 25 mètres au lieu de 40 ;

** : si transport de l’eau par pipeline.

IV.3 La consommation et gestion des ressources en eau

IV.3.1 Les quantités d’eaux nécessaires à l’exploitation des hydrocarbures non conventionnels

Les opérations de fracturation hydraulique font appel à d’importantes quantités d’eau : en moyenne, un segment de fracturation utilise entre 1 000 et 2 000 m³ d’eau, soit en ordre de grandeur, l’équivalent du volume d’une piscine olympique.

Un puits horizontal de dix segments ou "étages" de fracturation en demande donc dix fois plus, soit 10 000 à 20 000 m³ (Figure IV-6). Ceci peut se comparer à l’équivalent d’environ une heure de consommation en eau potable de l’ensemble de la population parisienne ^[1]. Sur un même site d’exploitation comprenant une dizaine de puits (regroupés en "clusters"), l’eau nécessaire à la fracturation avoisinera 100 000 à 200 000 m³, un volume qui devra être successivement acheminé vers le site, stocké, utilisé, puis évacué en partie.

Chapitre IV : L'empreinte environnementale

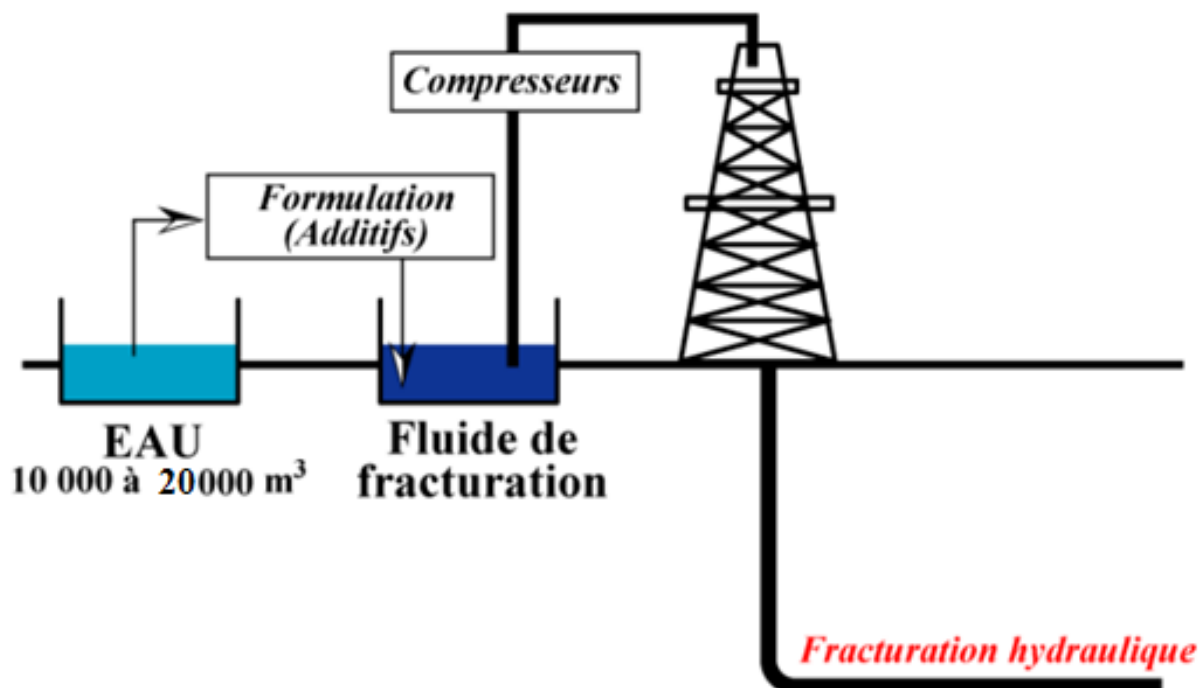


Figure IV-6: Les besoins en eau pour la réalisation du forage et de la fracturation hydraulique.

Cette consommation d'eau est ponctuelle. Elle a lieu uniquement pendant les opérations de fracturation hydraulique, qui durent de quelques jours à quelques semaines, lors de la phase de construction des installations nécessaires à la production.

Afin d'optimiser l'usage de la ressource en eau, plusieurs solutions existent pour éviter de consommer de l'eau pure : les opérations de fracturation s'accommodent d'une eau impropre à la consommation domestique ou à l'irrigation agricole, sous réserve de leur compatibilité avec les produits chimiques utilisés dans les fluides de fracturation. Il est par exemple tout à fait possible de retraiter légèrement les eaux de reflux issus du dégorgeement des puits d'hydrocarbures non conventionnels lors de précédentes fracturations et de les réutiliser pour les suivantes. A proximité des zones côtières, l'eau de mer ou encore les eaux faiblement salines des estuaires peuvent être utilisées. On peut également avoir recours à l'eau saumâtre issue des aquifères profonds ou encore à des eaux utilisées préalablement par certaines industries.

Par ailleurs, une partie de l'eau utilisée pour les fracturations hydrauliques est restituée lors de la mise en production et peut, après traitement, être réutilisée pour d'autres usages. Schématiquement, environ la moitié de l'eau injectée lors de la fracturation est reflue dès le début de l'exploitation. Le reste, généralement associé à l'eau dite "de gisement" (c'est-à-dire l'eau initialement emprisonnée dans la roche mère, au même titre que les hydrocarbures qui y sont présents) est récupéré plus tard, tout au long de la production et peut donc, une fois traité, être réutilisé à d'autres fins.

IV.3.1.1 Un usage d'eau important : quelques comparaisons

L'exploitation des hydrocarbures non conventionnels utilise de grandes quantités d'eau. Toutefois, ce constat doit être mesuré à l'aune d'autres types de consommations.

Globalement, les besoins en eau dite bleue d'une région ou d'un pays se répartissent de la manière suivante : 70% pour l'agriculture, 20% pour l'industrie et 10% pour les usages

Chapitre IV : L’empreinte environnementale

domestiques. Comparées à ces usages, les quantités d’eau utilisées par les hydrocarbures non conventionnels restent relativement marginales.

IV.4 La composition des fluides de fracturation

La formulation du fluide de fracturation varie beaucoup suivant la nature des couches géologiques mais il y a toujours une très forte proportion d’eau – de l’ordre de 95% - des agents de soutènement – de l’ordre de 4 à 4,5% - et des additifs chimiques pour que la fracturation hydraulique soit réalisable et surtout efficace. Ces additifs chimiques sont en volume faible dans le fluide de fracturation – de l’ordre de 0,5%, ce qui pour un volume de 15 000 m³ peuvent quand même représenter jusqu’à 75 m³.

Composition du fluide de fracturation (en volume)

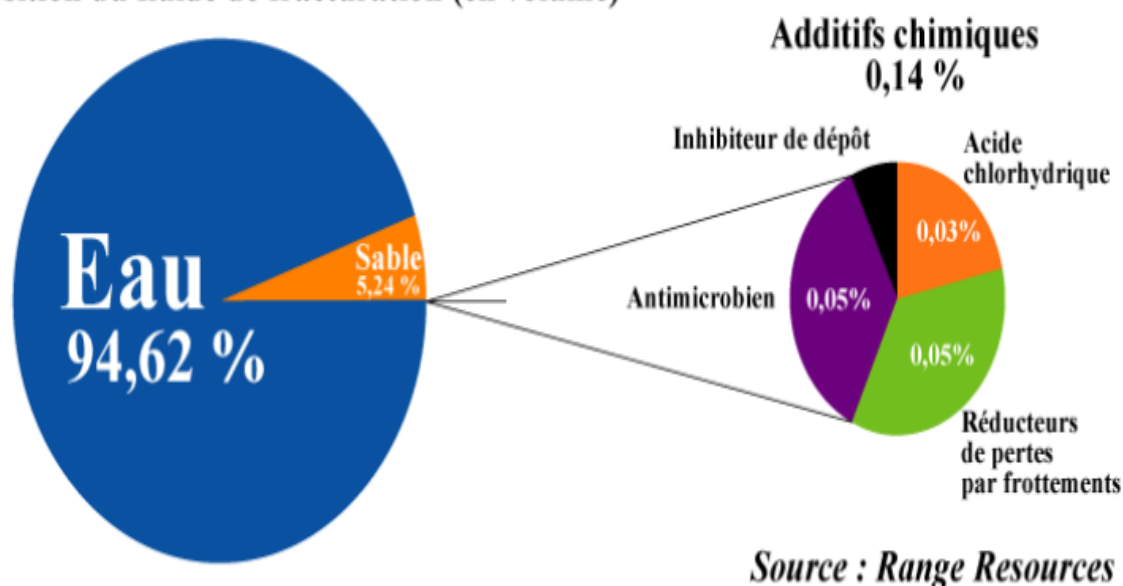


Figure IV-7: Les additifs chimiques utilisés dans la formation des fluides de fracturation

Ces additifs chimiques sont indispensables pour réaliser la fracturation hydraulique. On cherche à injecter un fluide homogène d’eau et de sable. Pour réaliser ce mélange, il est nécessaire de «gélifier» cette eau pour maintenir en suspension les grains de sable, on utilise pour cela un gélifiant naturel, la farine de guar (un haricot poussant en Inde), largement employé dans l’industrie agroalimentaire. Mais au terme de la fracturation hydraulique, il faut injecter des «breaker» qui vont détruire cette gelée pour pouvoir pomper l’eau et le sable excédentaire et produire les hydrocarbures. D’autres familles de produits chimiques seront injectés (Figure IV-7).

- De l’acide chlorhydrique pour dissoudre les ciments minéraux dans les fractures réactivées ou néoformées.
- Des polyacrylamides pour réduire la friction et ainsi les pertes en charge.
- Des antibactériens (glutaraldehyde, éthanol, méthanol) pour éviter des proliférations bactériennes dans les puits.
- Afin des inhibiteurs de dépôts (éthylène glycol, alcool et hydroxyde de sodium) pour empêcher les dépôts dans les tuyaux qui diminuerait la productivité du puits.

Il faut noter que ces produits chimiques sont d’un usage assez courant et sont utilisés avec une forte dilution. Plusieurs centaines de types de produits ont été utilisés depuis qu’on réalise des fracturations hydrauliques ce nombre de produits est en constante diminution et chaque

Chapitre IV : L’empreinte environnementale

formulation n’en contient que quelques uns. Des recherches sont menées pour utiliser des produits biodégradables issus de la « chimie verte » et l’on trouve sur le marché des formulations de fluide de fracturation n’utilisant que des produits agréés par l’industrie agro-alimentaire – CleanStim™ de la société Haliburton [25] - Il faut aussi garder à l’esprit que ces produits chimiques ne présentent une certaine toxicité ou nocivité que s’ils sont accidentellement libérés dans l’atmosphère, dans le sol ou dans les aquifères lors de leur transport, stockage ou utilisation. En Europe, l’utilisation de ces produits est soumise à la réglementation européenne REACH (*Registration, Evaluation, Authorization and Restriction of Chemicals*) [26], [27]

IV.5 Le retraitement des eaux de flow-back » et de production.

A la fin de la fracturation hydraulique et avant la mise en production du puits, on effectue une période de nettoyage (« Flowback ») pour enlever l’excès de sable et retirez une partie du fluide de fracturation. Le volume de fluide récupéré est très variable, entre 20 et 60% du volume injecté, le volume manquant restant dans les fissures (Figure IV-8).

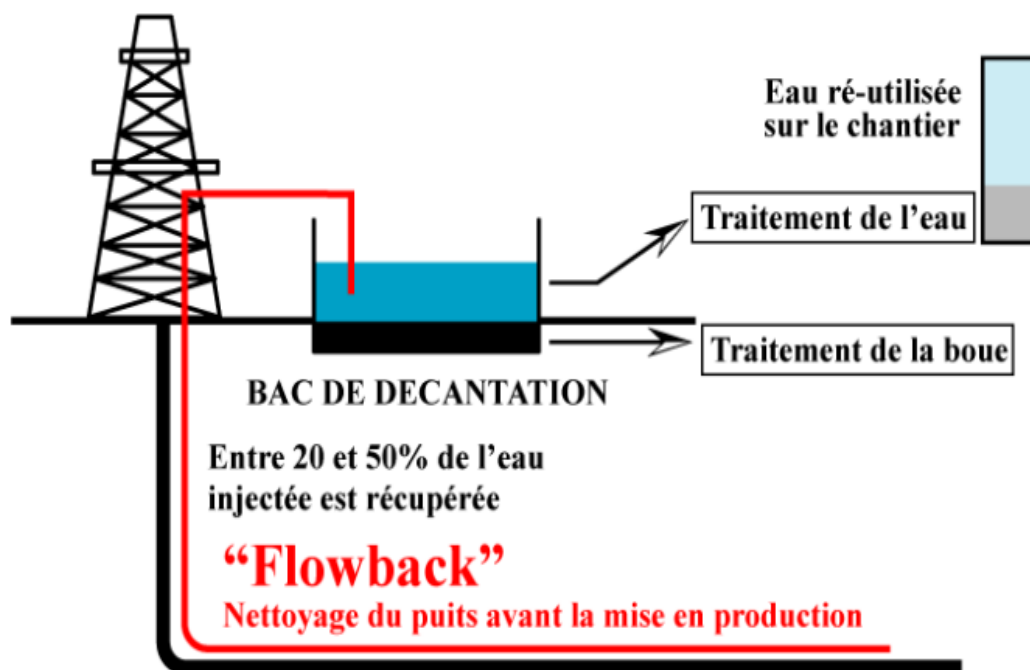


Figure IV-8: La gestion des effluents. En surface, les effluents sont généralement stockés dans des bacs de décantation

Ces effluents sont composés :

- D'une phase solide (boue) qui contient beaucoup d'argile provenant de la zone de production mais aussi le sable excédentaire. De par la nature même des argiles, elles peuvent contenir des métaux lourds et parfois parmi ces métaux lourds des radionucléides. Ces éléments sont mis en solution lors de l'injection massive d'eau sous pression par des phénomènes de lixiviation.
- D'une phase liquide qui contient le fluide de fracturation mais aussi l'eau de formation généralement très salée et des hydrocarbures.

Il est donc impératif de retraiter la boue mais aussi les effluents liquides avant soit de la réutiliser pour d'autres fracturation hydraulique soit de la remettre en circulation pour des usages qui dépendront de la qualité de l'eau après traitement. Aux USA, une grande partie de ces effluents

Chapitre IV : L’empreinte environnementale

est réinjecté dans un aquifère profond mais cette solution ne pas compatible avec notre code minier et le retraitement sera donc obligatoire. [22]

IV.5.1 Un traitement adapté

La méthode mise en œuvre pour traiter de façon efficace les eaux de reflux dépend de leur utilisation ultérieure.

- **Recyclage pour une nouvelle fracturation hydraulique**

C’est le mode encouragé actuellement. Les eaux de reflux peuvent être traitées sur place, grâce à de petites installations dédiées, stockées puis réutilisées pour les fracturations hydrauliques suivantes. Elles sont débarrassées de tous les éléments qui pourraient interférer, de façon négative, avec les nouveaux additifs utilisés lors de la fracturation suivante. Un traitement plus complet à l’extérieur du site est possible, mais il est plus coûteux puisqu’il faut transporter en camion les eaux de reflux dans un centre spécialisé.

- **Elimination par injection dans un aquifère salin profond**

Les eaux de reflux sont injectées dans des couches géologiques profondes renfermant des aquifères salins, impropres à la consommation. Elles retiennent les fluides de fracturation, qui ne peuvent pas remonter en surface. Dans ce cas, le traitement préalable consiste pour l’essentiel à retirer les éléments physiques en suspension dans les eaux de reflux, pour les clarifier. Cette méthode est utilisée fréquemment aux Etats-Unis et peut être à l’origine de secousses sismiques ressenties en surface. En France, l’injection d’eau polluée dans des aquifères salins profonds est soumise à des autorisations très strictes et est très peu utilisées en pratique.

- **Restitution dans les cours d’eau**

Le traitement des eaux de reflux est plus approfondi, dans le respect de la réglementation en vigueur, qui fixe des teneurs maximales à ne pas dépasser pour les différents composants lors d’un rejet en rivière.

- **Réutilisation dans d’autres industries**

Une réutilisation par d’autres industries commence à voir le jour : ainsi par exemple, en octobre 2014, le Ministre de l’environnement de la province de Nouvelle Ecosse ("Nova Scotia") au Canada a autorisé la réutilisation d’eaux de reflux de fracturations hydrauliques comme réfrigérant dans une cimenterie^[8], les eaux étant ainsi évaporées à 700°C.

- **Evaporation**

Dans les pays arides notamment, les fluides de production peuvent être répandus dans des bassins bien isolés pour éviter toute infiltration dans les sols. L’eau s’évapore et les résidus solides restants (environ 10% de la masse totale) sont ramassés et transportés vers des centres de traitements agréés, qui les traitent en conformité avec la réglementation. [28]

IV.5.2 Un choix dicté par le cadre réglementaire et les conditions locales

L’opérateur choisit l’une ou l’autre de ces options en fonction à la fois de la réglementation et des coûts qui dépendent eux-mêmes des contraintes techniques locales. Ainsi, réinjecter les eaux de reflux dans des aquifères salins profonds prévaut au Texas. Cet Etat compte en effet un

Chapitre IV : L'empreinte environnementale

très grand nombre de sites de réinjection de ce type. Ce n'est pas le cas en Pennsylvanie, où les distances qui séparent les sites de fracturation hydraulique des sites de réinjection sont beaucoup plus importantes. Transporter par camion les fluides de production serait très coûteux. Ils sont donc envoyés dans des centres de traitement plus proches des puits, avant d'être remis en circulation dans les cours d'eau. En Europe, la réinjection est strictement réglementée et peu pratiquée. Tout site de réinjection doit au préalable obtenir une autorisation réglementaire dont les modalités de mise en œuvre sont précisées par un arrêté préfectoral. L'autorisation, qui demeure exceptionnelle, est donnée pour une durée limitée et soumise à renouvellement. La France compte un seul site de réinjection de fluides issus d'une plateforme chimique à Mourenx, près de Lacq dans le Sud-Ouest [29].

IV.6 Les risques de pollution des aquifères superficiels

IV.6.1 Les risques de pollutions de surface

Comme pour beaucoup d'activités, le risque d'une contamination des nappes superficielles (Figure IV-9) par un déversement d'eau polluée, d'origine accidentelle, en surface est toujours possible mais il est maîtrisable.

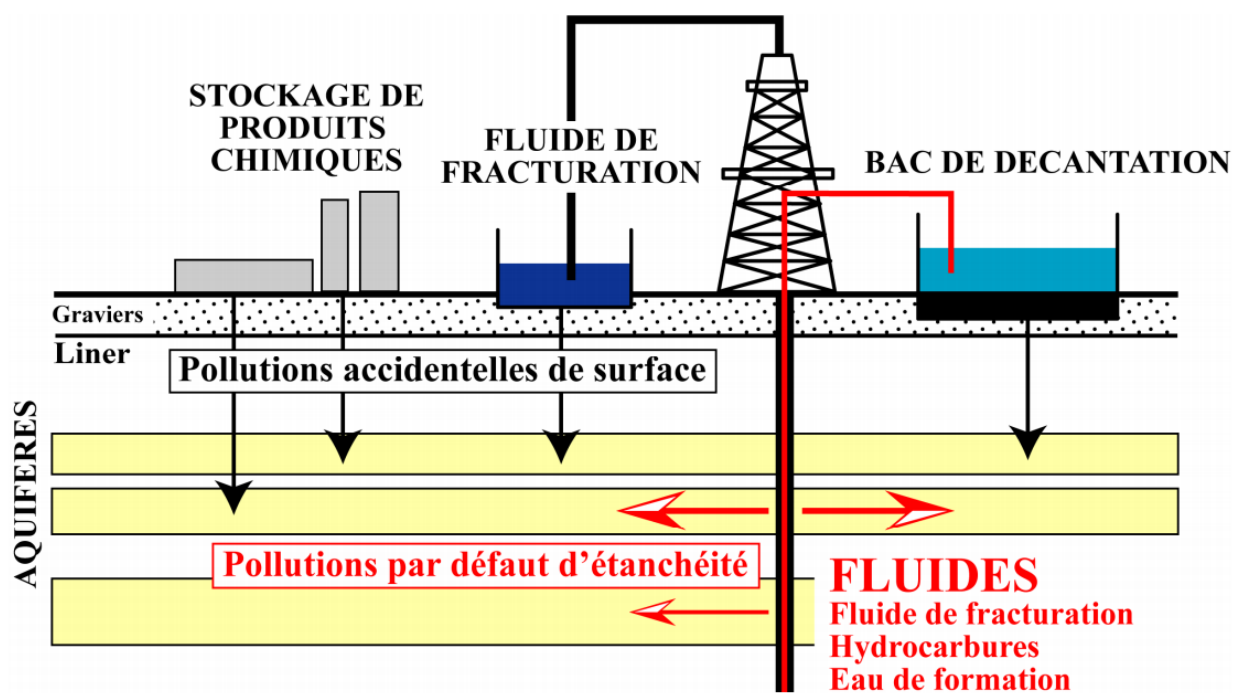


Figure IV-9 : Les risques de pollution des nappes phréatiques superficielles

Fluides de forage, additifs et fluides de stimulation, eaux de reflux et hydrocarbures peuvent être à l'origine d'une pollution. Les eaux de reflux (c'est-à-dire les eaux qui sont restituées par le puits après une opération de fracturation hydraulique sous pression) comprennent des additifs d'injection ainsi que des eaux de gisement pouvant contenir d'éventuels métaux lourds et des particules d'argiles (y compris des éléments radioactifs d'origine naturelle). Ces eaux de reflux doivent être réceptionnées en surface dans des bassins étanches, pour un traitement ultérieur ou une réutilisation partielle. [22]

Si elles n'ont pas été correctement réceptionnées et stockées, ces eaux de reflux contenant différents produits peuvent être entraînées par le ruissellement des eaux de pluie vers les cours d'eau et s'infiltrer jusqu'aux aquifères superficiels. Des procédures sont mises en œuvre pour éviter ces risques de pollution qui pourrait toucher d'une part les cours d'eau et d'autre part les

Chapitre IV : L’empreinte environnementale

aquifères par percolation. La vigilance dans la fiabilité des matériels et dans la rigueur des processus d’exploitation doit être absolue et constitue alors une réponse fiable, à l’instar des pratiques existantes dans d’autres activités industrielles.

La solution la plus efficace de réduction des impacts d’éventuels incidents réside dans l’aménagement de zones étanches sur le site et plus particulièrement autour des équipements à risque : le site est nivelé sur la totalité de son emprise pour éviter tout ruissellement et une membrane de protection, appelée "liner", est installée sur l’ensemble de la surface ; de plus, des levées de terre sont constituées sur le périmètre du site, afin d’empêcher la propagation d’un déversement accidentel. Afin d’avoir un meilleur aperçu des différentes techniques mises en œuvre, le lecteur pourra se reporter au site "Skifergas.dk"^[1], détaillant ces opérations de préparation sur le site de forage du premier puits d’exploration de gaz de schiste au Danemark.

Un autre facteur de pollution de surface concerne les risques liés aux transports routiers, qui acheminent les produits jusqu’au site. Si des accidents sont possibles, ils ne concernent pas que les hydrocarbures non conventionnels. Les pratiques opérationnelles existantes en Europe et sont bien rodées et encadrées par les procédures mises en place par les opérateurs d’une part et par une réglementation rigoureuse d’autre part. De fait, les accidents sont très rares et les éventuelles conséquences sur le plan de l’environnement limitées.

IV.6.2 Les risques liés aux opérations de forage

Pour atteindre les gisements situés à 2 000 ou 3 000 mètres de profondeur, les puits de forage traversent les nappes superficielles qui sont situées beaucoup plus près de la surface. C’est le cas des puits d’hydrocarbures de schistes, tout comme ceux des puits conventionnels de pétrole et de gaz, ou des puits géothermiques.

Les pratiques de forage existantes et l’expérience acquise depuis plusieurs décennies permettent de connaître l’emplacement des aquifères, leur épaisseur, leur profondeur ainsi que leur configuration géologique, dont la pression de l’eau dans les couches. Depuis plus d’un siècle, des précautions sont prises, en créant des puits dont l’espace intérieur est soigneusement isolé des formations géologiques qu’ils traversent par des tubages métalliques cimentés (les "casings") (Figure IV-10). [30]

Chapitre IV : L'empreinte environnementale

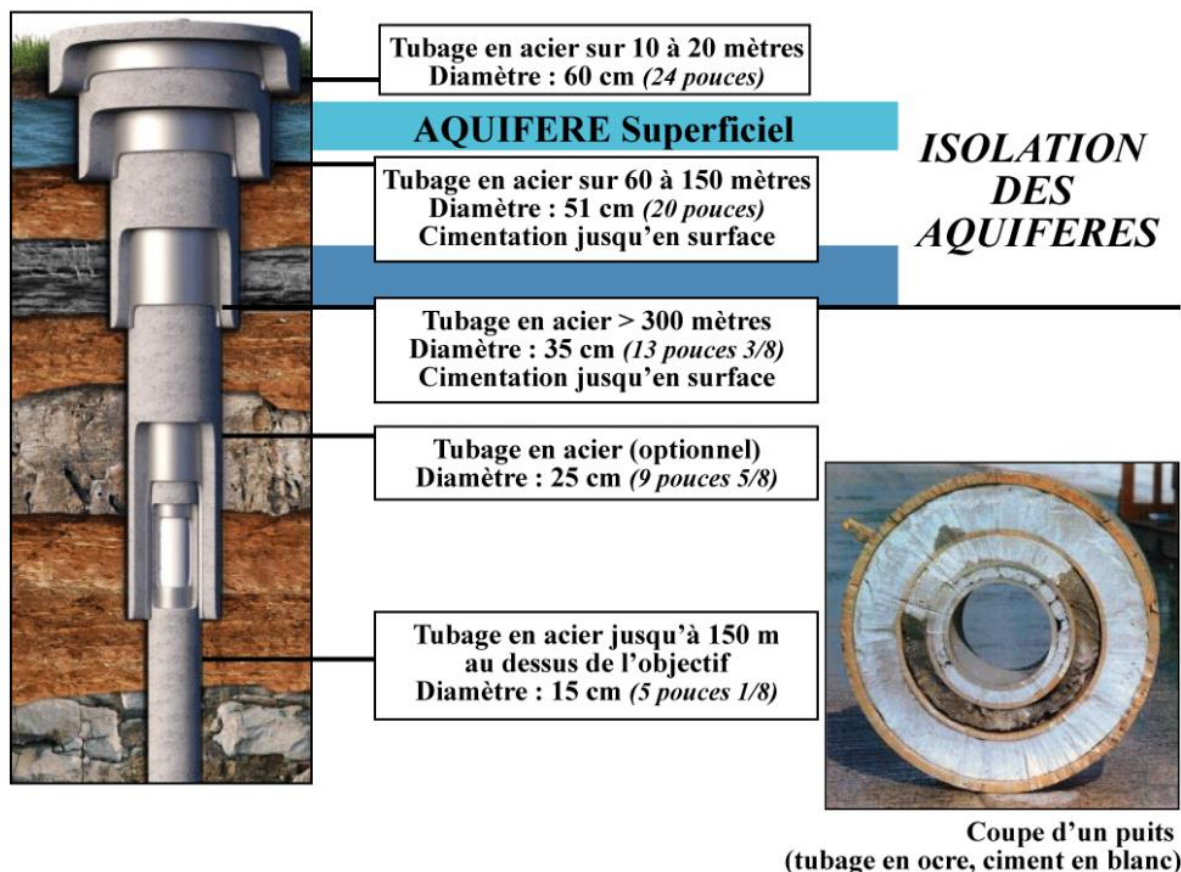


Figure IV-10 : L'architecture d'un puits. Les différents tubages (« casing »)

S'il n'est pas réalisé dans les règles de l'art et selon les réglementations en vigueur, un forage peut connaître un défaut d'étanchéité de ses tubages et une migration des fluides le long du puits vers les formations géologiques qui l'entourent. C'est là la cause principale des quelques cas de contamination accidentelle des nappes de surface observés aux États-Unis.

IV.6.3 Les risques de pollution des nappes superficielles liés à la fracturation hydraulique

Trois catégories de risques sont à examiner :

1. Les fractures directement générées par la fracturation hydraulique ne peuvent pas atteindre une nappe superficielle :

L'objectif d'une fracturation hydraulique, rappelons-le, est de rendre la roche perméable en la fissurant. Il s'agit en réalité de microfissures dont l'étendue se limite à quelques dizaines de mètres perpendiculairement au puits, voire quelques centaines de mètres tout au plus. Réalisées au niveau de la roche-mère qui est située généralement à plus de 1000 mètres de profondeur (communément entre 1 500 et 2 000 mètres de la surface du sol, voire plus), les interventions ont lieu à une profondeur telle que le risque de contaminer les aquifères de surface, situés en général à une profondeur maximale de 500 mètres, est quasi nul. Une probabilité confirmée par un rapport du Parlement européen [30] : "Sur plus d'un million de fracturations effectuées dans le monde, aucun cas de contamination d'eau potable directement lié à l'emploi de cette technique n'a pu être démontré à ce jour." Seule la rare présence d'aquifères à eau douce profonds, proches de la couche de schistes roche-mère, pourrait poser problème.

Chapitre IV : L’empreinte environnementale

2. Les opérations de fracturation hydraulique doivent être évitées à proximité d’une faille naturelle

Parmi les hypothèses de risques avancées, on évoque parfois celui lié à la fracturation hydraulique effectuée dans une zone comportant une faille préexistante. Des craintes sont exprimées que puisse survenir dans ce cas sa réactivation et l’ouverture d’un couloir de circulation, pouvant atteindre les nappes superficielles. Ceci n’est possible que s’il s’agit d’une faille de très grande taille, capable de mettre en communication des niveaux géologiques situés à une distance verticale importante (entre le gisement, situé à quelques milliers de mètres de profondeur et les nappes superficielles, proches de la surface). Cette probabilité reste faible, car des failles de cette nature sont identifiables sur les enregistrements des campagnes de prospection sismique effectuées avant le début des interventions et sont connues des opérateurs qui ont acquis ainsi une vision précise du sous-sol. [31]

3. L’intégrité des puits est primordiale

Les rares cas de contamination accidentelle des aquifères proviennent de défauts dans l’étanchéité des puits ("casings" et cimentation) à l’endroit où ceux-ci traversent les aquifères. Cette probabilité rejoint l’hypothèse évoquée précédemment de risques de pollutions liées à une remontée de fluides de fracturation le long du puits de forage, dans l’espace annulaire situé entre les "casings" et la roche. L’accident reste possible, notamment lorsque les procédures de vérification de l’étanchéité des cimentations ne sont pas respectées. Le risque est cependant très limité : Une étude des rapports isotopiques des hydrocarbures et des gaz nobles [32] (^4He , ^{20}Ne , ^{36}Ar) des gisements de Marcellus et de Barnett aux États-Unis a montré que la présence de traces d’hydrocarbures dans les aquifères superficiels était en fait naturelle. Dans quelques rares cas seulement, elle était due à des défauts d’intégrité des puits, qui ont entraîné une communication entre l’aquifère superficiel et les niveaux profonds où ont eu lieu les fracturations hydrauliques.

IV.7 Les risques de pollution de l’air

La production des hydrocarbures de roche-mère présente un risque potentiel de pollution de l’air. Deux causes principales sont invoquées (Figure IV-11)

- L’utilisation massive des compresseurs diesels durant la phase de fracturation hydraulique. Cette batterie de compresseur diesel émet du CO_2 mais aussi des oxydes de soufre (Sox), des oxydes d’azote (Nox) et des particules fines. Des compresseurs moins polluants, à gaz ou même électriques peuvent être employés afin de réduire cette pollution.
- Le stockage dans des bacs de décantation à l’air libre des effluents de flowback. Lors de la phase de nettoyage du puits, les effluents de flow-back sont généralement stockés dans des bacs de décantation à l’air libre avant d’être retraités. Ces effluents contiennent des hydrocarbures gazeux ou des hydrocarbures volatiles qui peuvent être relâchés dans l’atmosphère. Pour faire disparaître cette cause de pollution il faut employer des réservoirs fermés permettant de contrôler les rejets dans l’atmosphère des effluents. [22]

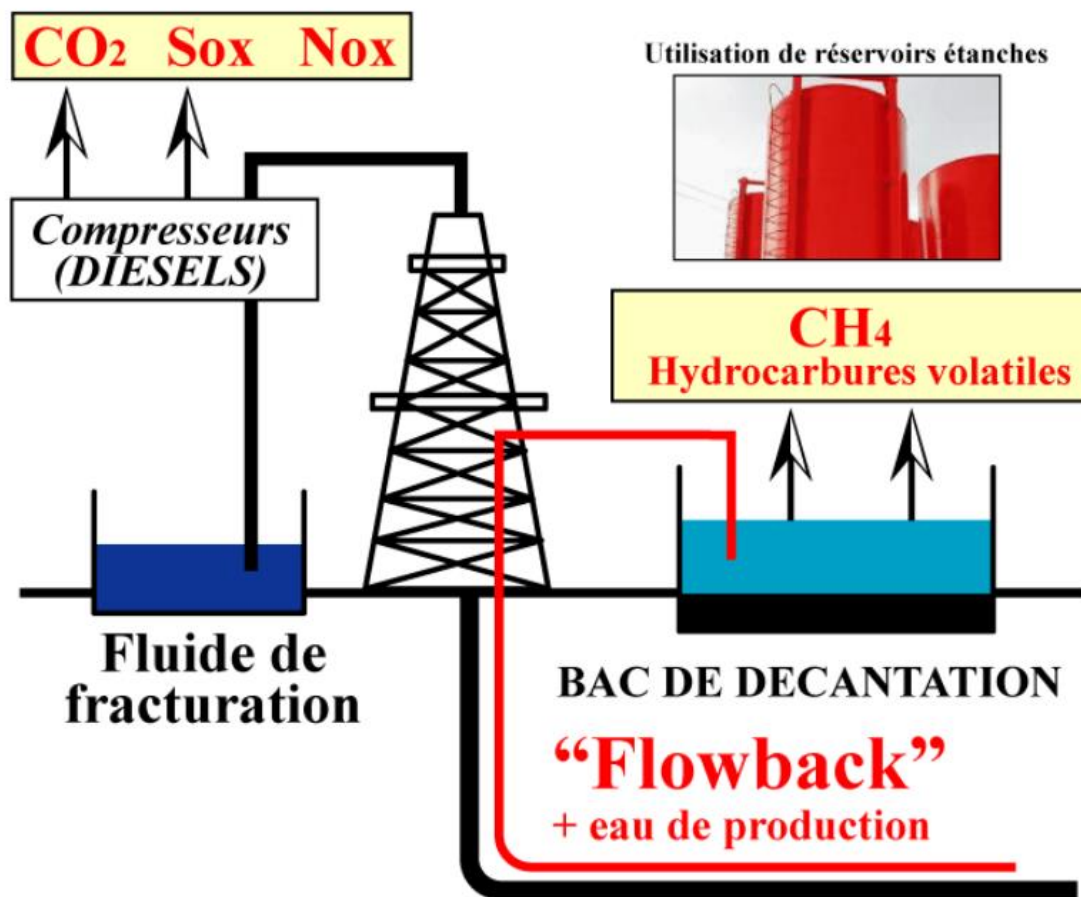


Figure IV-11 : Les risques potentiels de pollution de l'air et les moyens mis en œuvre pour réduire les émissions d'hydrocarbures dans l'atmosphère.

IV.8 Les risques de sismicité induite

Il faut distinguer la sismicité directement induite par la propagation des fissures lors de la fracturation hydraulique et la sismicité liée aux mouvements de failles tectoniques existantes en relation avec l'activité d'exploitation des hydrocarbures de roche-mère qui modifie les contraintes tectoniques locales.

- La micro sismicité induite par la fracturation hydraulique (Figure IV-12).
L'injection d'eau sous pression ré ouvre des fractures existantes ou crée de nouvelles fractures dans la zone à produire en générant plusieurs centaines de microséismes qui accompagne la progression des fractures. Ces séismes sont d'une amplitude très faible sur l'échelle de Richter [33] (de l'ordre de 10^{-3} à 10^{-1}) ne sont pas ressentis en surface et doivent être enregistrés par des sismographes placés dans les puits voisins ou en surface. Cette micro sismicité permet de suivre, quasiment en temps réel, la progression des fractures et ainsi de contrôler leur extension.

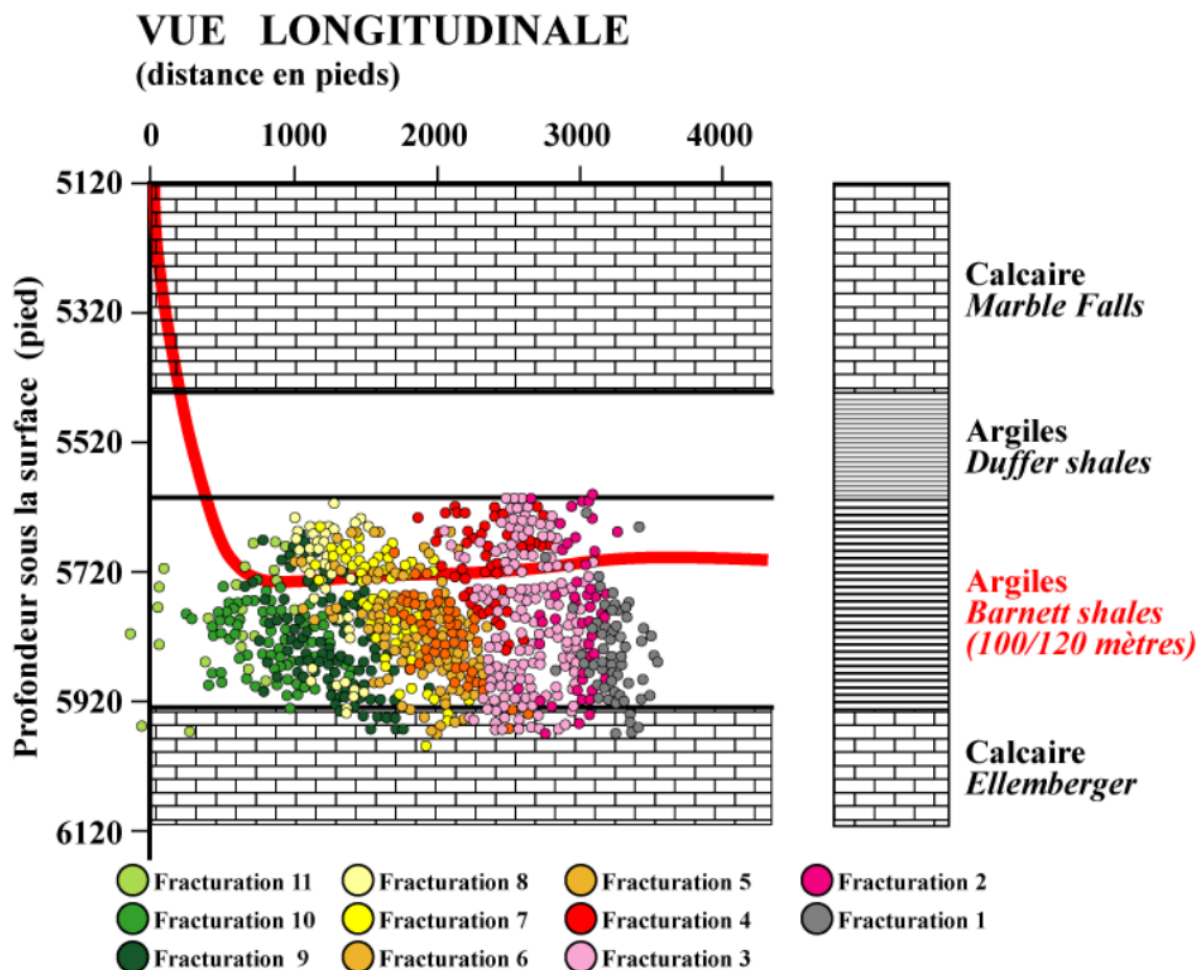


Figure IV-12: La micro sismicité induite par la fracturation hydraulique.

- L’injection d’eau sous forte pression peut modifier localement l’état des contraintes tectoniques et si on se trouve à proximité d’une faille géologique cette variation locale peut être suffisante pour faire rejouer cette faille et alors entraîner des séismes dont l’intensité est suffisante pour être ressentis en surface. Dans de cas très rares ils peuvent provoquer quelques dégâts matériels, c’est le cas du forage de Preese Hall dans la région de Blackpool. Les retours d’expérience des cas aux USA ont montré que la majorité des séismes induits par l’exploitation des hydrocarbures de roche-mère étaient en relation avec la réinjection des eaux industrielles dans des réservoirs superficiels, méthode qui serait interdite en France. En Angleterre, suite à 2 faibles séismes (1,9 et 2,3 sur l’échelle de Richter) en relation directe cette fois avec l’opération de fracturation hydraulique, un moratoire a été décrété qui n’a été levé que lorsque de nouvelles directives concernant les modes opératoires et la surveillance de ces fracturation aient été édictées [34].

IV.9 Les nuisances associées

L’exploration et l’exploitation des hydrocarbures de roche-mères est une activité industrielle et comme toute activité elle crée des nuisances. Ces nuisances sont liées au fait que le nombre de chantier sera important et se poursuivra pendant une grande partie de l’exploitation à des degrés plus ou moins élevés.

Les principales nuisances sont liées au transport des matériaux nécessaires à la réalisation du forage et de la fracturation hydraulique ainsi qu’à l’activité du chantier qui est forte durant la

Chapitre IV : L’empreinte environnementale

phase de forage et de fracturation hydraulique puis très réduite durant la phase de production proprement dite. Tout doit être mis en œuvre pour minimiser ces nuisances et privilégiant les transports en canalisation (eau, effluents) plutôt qu’un transport terrestre. Les nuisances du chantier proprement dites peuvent être largement atténuées par le choix de l’emplacement de la plateforme de forage et par l’utilisation de structures anti-bruit et des éclairages directionnels limitant les nuisances sonores et lumineuses. [35].

IV.10 Conclusions

Une des grandes causes des risques de pollution et des nuisances engendrées par l’exploitation des hydrocarbures de roche-mère est le fait de la multiplication des installations de surface. De nombreuses voies d’améliorations sont mises en œuvre pour réduire l’impact environnemental de ces exploitations et notamment toutes les méthodes qui permettent d’accroître la productivité des puits et donc de réduire le nombre d’installations de surface. Dans les paragraphes précédents nous avons vu toutes les solutions techniques qui ont pour but de réduire les risques de pollutions et les nuisances, l’augmentation de la productivité des puits passe par une meilleure adéquation entre les installations (notamment le forage) et la nature du sous-sol. De nombreuses études menées par le BRGM, l’INERIS et l’IFPEN [36.1], l’ANCRE (*Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l’Energie*) [36.2], l’OPECST (*Office Parlementaire d’Evaluation des Choix Scientifiques et Techniques*) [36.3] ont recensées les pistes d’améliorations de toutes ces techniques afin d’en réduire l’empreinte environnementale et les risques associés. Une meilleure connaissance du sous-sol tant en terme de richesse en hydrocarbures (« *sweetspot* ») qu’en terme de nature et de variations lithologiques permettra d’optimiser l’architecture des drains afin de recouper les zones les plus prospectives, d’adapter la fracturation aux conditions exactes du milieu et ainsi de minimiser les risques. Cette exigence passe par des puits de plus en plus complexes, de plus en plus technologiques et donc de plus en plus chers mais dont le surcoût est largement compensé par les gains de productivité et la diminution de l’impact environne.

Chapitre V : Evaluation des ressources récupérables

V Evaluation des ressources récupérables

V.1 Introduction

L'évaluation des ressources récupérables pour des gisements d'hydrocarbures de roche-mère est complexe même dans le cas de bassins en cours de production. Cependant dans de nombreux bassins sédimentaires une exploration classique a été entreprise et des systèmes pétroliers ont pu alors être mis en évidence même si aucune accumulation commerciale d'hydrocarbures n'a été faite.

V.2 Les techniques d'estimation des ressources :

Dans de très nombreux bassins sédimentaires, des roches-mères ont été mises en évidence et ont pu être étudiées tant en terme de contenu en matière organique ou en hydrocarbures, qu'en épaisseur ou en extension régionale. Ces données permettent de faire une première évaluation des zones potentiellement prospectives en termes d'exploitation d'hydrocarbures de roche-mère. Cette approche est une approche semi-quantitative qui est d'autant plus précise que la connaissance du bassin sédimentaire est bonne. En se fixant quelques hypothèses concernant l'histoire de la genèse et de la migration des hydrocarbures au cours du temps, il est alors possible de calculer le volume des hydrocarbures en place dans les niveaux de roche-mère. En se fixant un taux de récupération, souvent par analogie avec un autre bassin quand la production n'a pas commencé, on peut avoir une estimation des ressources techniquement récupérables. (Figure V-1)

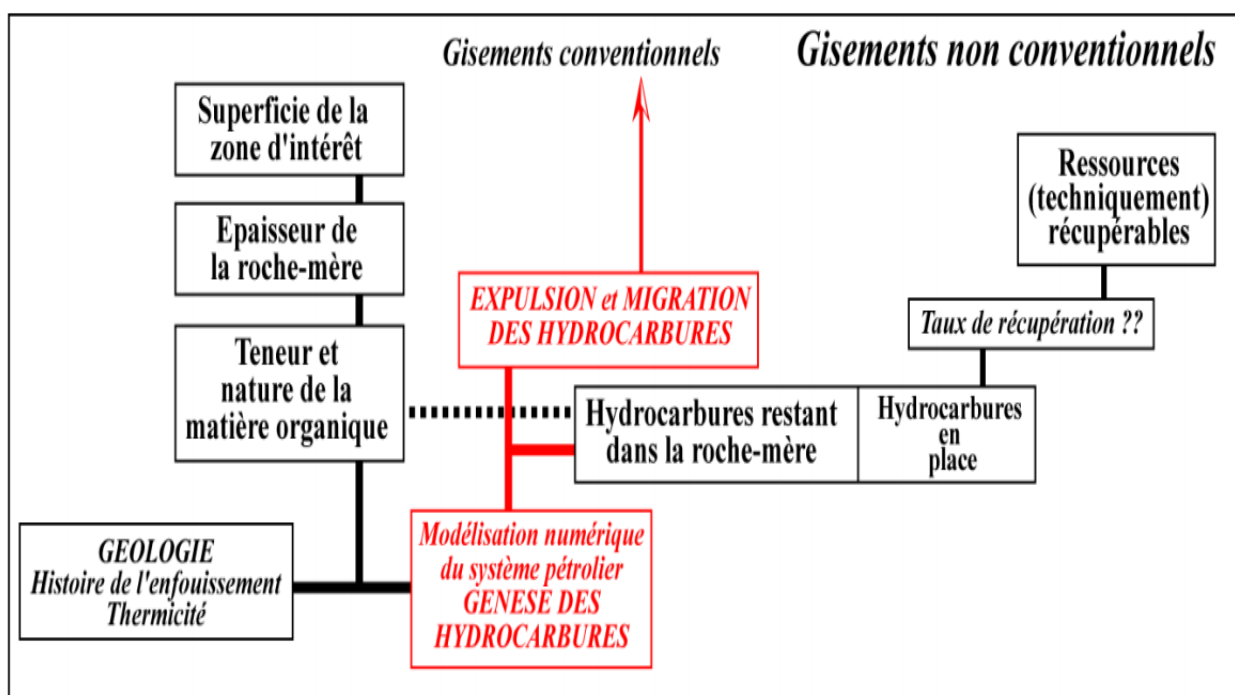


Figure V-1 : Calcul des ressources techniquement récupérables.

Ce schéma théorique s'adapte à la qualité et à la quantité des données disponibles. Dans les bassins mal connus il s'agit d'un calcul très simple en utilisant les données disponibles.

$$RR = (S \times Ep \times (TOC \times TR)) \times \text{Taux de récupération}$$

Où **RR**= Ressources récupérables, **S** la surface de la zone d'intérêt, **Ep** l'épaisseur de la roche mère, **TOC** la teneur en matière organique, **TR** le taux de transformation de cette matière organique en hydrocarbures.

Chapitre V : Evaluation des ressources récupérables

Dans des bassins où le système pétrolier a été déjà étudié du fait notamment du succès des premières phases d'exploration, des calculs sophistiqués utilisant des modélisations numériques 2D ou 3D s'appuyant sur des données nombreuses et précises peuvent être utilisées pour calculer le volume des hydrocarbures restés en place dans la ou les roches-mères. Le taux de récupération quant à lui ne peut être estimé qu'après une phase d'exploration spécifique incluant de nombreux puits d'exploration en condition de production (forages horizontaux, fracturation hydraulique et test de production de longue durée).

La validité de l'estimation des ressources d'un bassin sédimentaire dépendent donc de la disponibilité et de la qualité des données qui ont pu être utilisées pour réaliser ce calcul.

Les données publiées sur les ressources mondiales sont donc sujettes à de nombreuses incertitudes. L'USEIA [37] en Juin 2013 a publié une deuxième version de son estimation mondiale des ressources en pétrole et gaz de schiste. Ces estimations, portant sur 41 pays et 137 bassins sédimentaires, peuvent être sujettes à discussion mais la méthode d'évaluation est la même sur l'ensemble des bassins sédimentaires et les données retenues pour le calcul sont clairement précisées.

V.3 L'évaluation des ressources mondiales en gaz de schiste

Les gisements d'hydrocarbures sont classés en ressources et en réserves. Une classification plus détaillée décrit le degré de certitude géologique de la formation (spéculative, possible, indiquée, déduite, mesurée, prouvée) ainsi que les aspects technologiques et économiques.

Typiquement, 80 % du gaz en place (GEP) des gisements de gaz conventionnel sont extraits. Selon la complexité géologique, ce pourcentage peut toutefois varier entre 20 % et plus de 90%. Le taux d'extraction des champs gazifères non conventionnels est nettement moins élevé. Il ne faut donc pas confondre les ressources de gaz de schistes avec des réserves de gaz. Sur la base des expériences actuelles, il est probable qu'au cours des prochaines décennies, 5 % à 30 % seulement du gaz en place estimé pourront être convertis en réserves de gaz récupérables.

Le tableau 4-1 montre la production de gaz conventionnel («Production 2009») et les réserves («Réserves prouvées de gaz conventionnel»). Ces chiffres sont comparés avec les ressources supposées de gaz de schistes. Les données relatives aux ressources sont extraites d'une évaluation récente par l'Energy Information Agency américaine [US-EIA 2011]. Selon la définition, il doit être possible de produire les réserves de gaz prouvées au moyen des puits existants ou prévus dans les conditions économiques et techniques actuelles.

Les ressources de gaz de schistes en place sont des estimations basées sur des paramètres géologiques grossiers tels que l'étendue et l'épaisseur de la zone, la porosité et la quantité de gaz par volume, etc. Certaines de ces données ont été vérifiées par des expériences, mais il s'agit dans la plupart des cas d'estimations grossières à grande échelle. Ces données relatives aux ressources de gaz en place sont présentées à la quatrième colonne («GEP - gaz de schiste»).

Les ressources de gaz de schistes techniquement récupérables sont les quantités qui, selon les estimations, pourraient être produites au moyen des technologies existantes en cas de développement extensif du site. En divisant les ressources de gaz de schistes techniquement récupérables par le total des ressources de gaz en place, on obtient le facteur de récupération, ou rendement. Ces données sont présentées dans la dernière colonne («Facteur de récupération supposé»). En moyenne, US-EIA prend pour hypothèse un facteur de récupération ou rendement de 25 % entre le gaz en place et les ressources techniquement récupérables. Les unités américaines originales sont converties en unités SI. [7]

Chapitre V : Evaluation des ressources récupérables

Tableau V-1: Évaluation de la production et des réserves de gaz conventionnel par comparaison aux ressources de gaz de schistes (gaz en place et ressources de gaz de schistes techniquement récupérables) ;

Pays	Production 2009 (1) [bcm] 2009 (1) [bcm]	Réserves prouvées de gaz conventionnel [bcm] (1)	GEP - gaz de schistes [bcm] (2)	Ressources de gaz de schistes techniquement récupérables: [bcm] (2)	Facteur de récupération supposé (2)
France	0,85	5,7	20 376	5 094	25 %
Allemagne (données pour 2010)	15,6 (13,6)	92,4 (81,5)	934	226	24,2 %
Pays-Bas	73,3	1 390	1 868	481	25,7 %
Norvège	103,5	2 215	9 424	2 349	24,9 %
Royaume-Uni	59,6	256	2 745	566	20,6 %
Danemark	8,4	79	2 604	651	25 %
Suède	0	0	4 641	1 160	25 %
Pologne	4,1	164	22 414	5 292	23,6 %
Lituanie	0,85	0	481	113	23,5 %
Total UE-27 + Norvège	266	4202	65 487	16 470	~25 %

GEP = gaz en place ;

bcm = milliard de m³ (données originales converties en m³ à raison de 28,3 m³ par 1000 Scf)

Source : (2) US-EIA (2011), (1) BP (2010)

Pour évaluer la pertinence de ces estimations de ressources, l'analyse de certains grands schistes gazifères américains est utile, dans la mesure où l'Europe n'a encore que très peu d'expérience dans le développement du gaz de schistes.

Du fait des différentes restrictions qui limitent l'accès à la totalité des schistes, une partie seulement de la ressource de gaz de schistes techniquement récupérable sera convertie en réserve et produite au fil du temps. Ainsi, la géographie en surface, les zones protégées (réservoirs d'eau potable, réserves naturelles, parcs nationaux) ou les zones fortement peuplées limitent l'accès aux schistes. C'est pourquoi nous présentons ci-dessous une brève comparaison avec l'expérience américaine, afin de mieux comprendre quelle partie de la ressource récupérable est finalement susceptible d'être produite. Même si les activités ne sont pas encore terminées, on peut tirer certains enseignements des tendances historiques et de leur extrapolation. Sur la base de l'expérience américaine, il n'est pas improbable que la production au cours des prochaines décennies reste nettement inférieure à 10 % du gaz en place.

Les estimations de ressources récupérables mondiales de gaz de schiste « humides » (incluant l'éthane et le propane) sont de l'ordre de 250 000 milliards de m³ ce qui est plus élevé que les réserves prouvées de gaz naturel estimées par BP à 187 000 milliards de m³. Même si toutes ces ressources récupérables ne se transformeront pas en réserves cette valeur est cependant considérable. (Figure V-2)

Chapitre V : Evaluation des ressources récupérables

Les pays qui auraient les ressources récupérables les plus importantes sont :

- La Chine (39 400 milliards de m³) notamment les bassins paléozoïques du Tarim, du Sichuan et de l'Ordos.
- L'Argentine (28 300 milliards de m³) avec le bassin du Neuquen et le bassin de Magellan en Patagonie.
- L'Algérie (25 000 milliards de m³) avec de très importantes ressources dans les bassins paléozoïques de Ghadames /Berkine, D' Illizi, de Timimoun et d'Ahnet.
- Les USA avec plus 23 500 milliards de m³ n'arriveraient qu'en quatrième position.

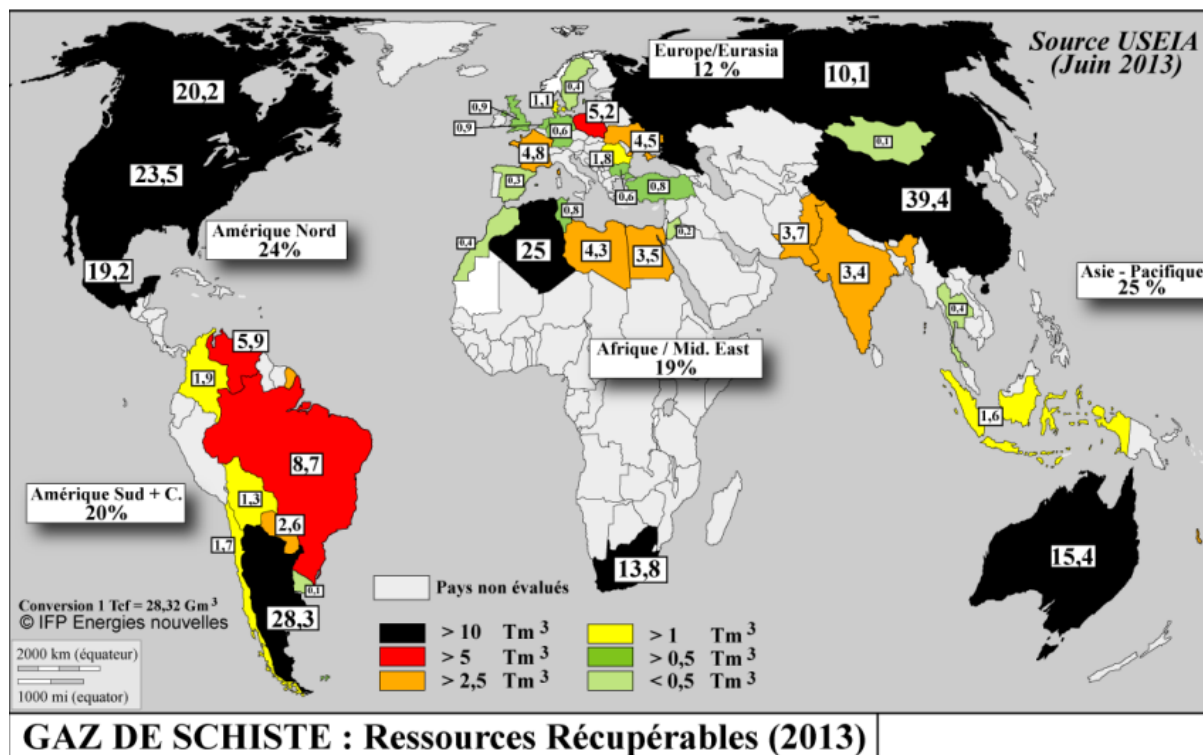


Figure V-2 : Carte des ressources récupérables en gaz de schiste (USEIA, 2013).

Avec 1 Tcf = 10¹²cubic feet et 1 Tm³= 10¹²m³– 1 Gm³= 10⁹m³

V.4 L'évaluation des ressources mondiales en pétrole de schiste

L'estimation des ressources de pétrole de schiste est encore plus récente que celle pour les gaz de schiste, de nombreux bassins sédimentaires et de nombreux pays n'ont pas encore été évalués. Cela explique que l'estimation des ressources récupérables de pétrole de schiste soit encore relativement modeste avec une valeur de 345 milliards de barils ce qui ne représente que 21% des réserves prouvées.

Parmi les pays présentant le potentiel le plus prometteur on trouve (Figure V-3)

- La Russie où le gigantesque bassin de Sibérie occidentale déjà très prolifique en hydrocarbures conventionnels pourraient receler plus de 75 milliards de barils de pétrole de schiste dans une roche-mère de très grande qualité, la formation Bazhenof. Ce bassin pourrait à lui seul permettre à la Russie d'être le pays le plus prometteur pour le pétrole de schiste.
- Les USA arrivent en seconde position avec 58 milliards de barils notamment dans le bassin de Williston dans le Dakota du nord et le Montana et au Texas.

Chapitre V : Evaluation des ressources récupérables

- La Chine avec les bordures des bassins paléozoïques du Tarim et du Jungar mais aussi les bassins mésozoïques du Songliao détiendrait plus de 32 milliards de barils de ressources récupérables.
- L'Argentine, grâce aux bassins du Neuquen et de Magellan, possède d'excellentes roche-mères dont la maturité est compatible avec toute la gamme des hydrocarbures de roche-mère depuis le gaz de schiste dans les zones les plus enfouies jusqu'au pétrole de schiste dans les zones moins matures. Les ressources sont estimées à 27 milliards de barils et d'importantes découvertes ont déjà été réalisées dans le bassin du Neuquen.

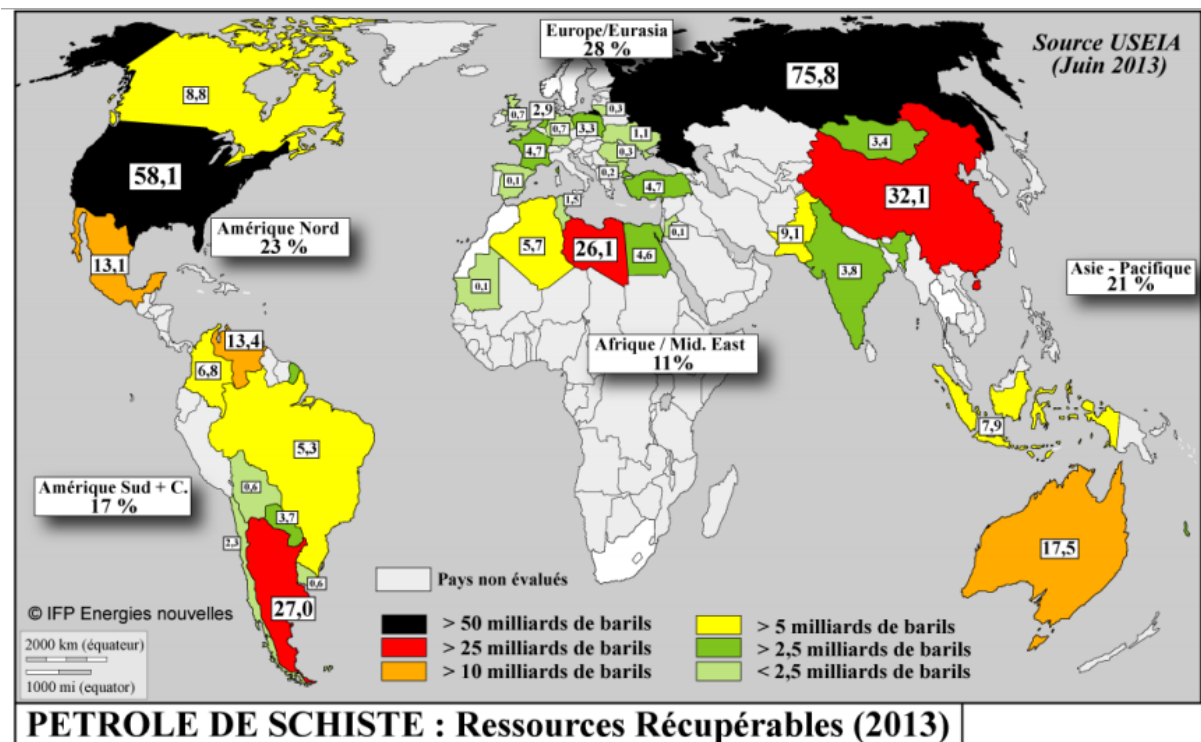


Figure V-3 : Carte des ressources récupérables en pétrole de schiste (USEIA, 2013)

Ces cartes montrent une répartition des ressources en hydrocarbures de roche-mère différentes de celles des réserves de pétrole « conventionnels » même si la distinction entre les deux types de ressources devient de plus en plus floue puisque c'est le Venezuela (avec ses huiles lourdes et extra-lourdes considérées toujours comme des hydrocarbures non conventionnels) qui possède les premières réserves mondiales devant l'Arabie Saoudite et le Canada et ses sables bitumineux eux aussi non conventionnels. [7]

Il faut garder à l'esprit que ce sont tout d'abord les pays qui n'avaient pas de ressources conventionnelles ou dont les ressources conventionnelles étaient sur le déclin (comme les USA ou l'Argentine) qui se sont les premiers intéressés aux hydrocarbures de roche-mère. Ce n'est que très récemment que la Russie a commencé à évaluer son potentiel et nombre de bassins russes n'ont pas été encore évalués. Des zones entières, comme le Moyen Orient, pourtant une des zones les plus riches en hydrocarbures n'ont pas commencé leur évaluation. Ce n'est que dans quelques années que la carte des ressources récupérables sera réellement représentative de la réalité géologique.

Chapitre V : Evaluation des ressources récupérables

V.5 .Conclusions

A l'image du marché gazier, une transformation radicale du marché pétrolier américain est en cours avec l'exploitation récente mais très rapide des huiles de schiste. Elle a induit une progression de la production américaine depuis 2009, renversant ainsi un déclin progressif et régulier depuis le milieu des années 80. Elle se situe désormais à 9 Mb/j contre 7 Mb/j en 2005. Les perspectives du DOE sont aujourd'hui relativement prudentes tablant sur une production de 9 à 11,8 Mb/j en 2020 suivant les hypothèses incertaines en termes de récupération possible de ces huiles.

Des impacts à court terme se font déjà jour. Le décrochage en 2011 des prix de certains pétroles américains, dont le WTI, résultent en partie de cette évolution, même si la hausse des exportations canadiennes semble être le facteur déterminant.

L'impact le plus spectaculaire se manifeste dans un changement de structure des échanges commerciaux de produits pétroliers. Les importations d'essence reculent fortement, tandis que les exportations de gazole sont en progression rapide. Cette inversion, si elle se confirme, aurait des conséquences significatives sur le déficit commercial américain lié pour 58 % aux achats de pétrole et de produits.

Ce contexte pourrait également renforcer la pression sur le raffinage européen qui a un besoin crucial d'exporter ses excédents d'essence. L'équilibre du raffinage européen pourrait ainsi être mis à mal par ces évolutions sur le continent américain.

Au niveau mondial, de nombreux pays, à l'image de la Chine, de la Russie, de l'Égypte ou de l'Argentine entament des programmes d'exploration. Les premiers résultats permettront d'affiner la connaissance du potentiel réellement récupérable. Il n'est ainsi pas certain que les coûts de l'ordre de 50 \$/b aux États-Unis soit reproductibles dans le reste du monde.

Il convient également d'expliquer à l'opinion publique la capacité technologique à exploiter ces huiles sans impact négatif sur l'environnement ou la santé. Une exploitation irréprochable constitue à l'évidence un enjeu à relever pour les compagnies internationales. Elle s'y emploie dans un environnement réglementaire qui devra s'adapter aux conditions spécifiques d'exploitation. La problématique de l'eau en particulier, avec une obligation de recyclage, fera probablement l'objet d'une attention toute particulière.

Une exploitation plus large des huiles de schiste au niveau mondial est susceptible de bouleverser la donne pétrolière. Cela pourrait réduire le recours aux pétroles des pays de l'OPEP dont la part devrait atteindre plus de 50 % d'ici à 2035 selon l'AIE. Cela pourrait également détendre le marché pétrolier et éviter de possibles envolées des cours à plus de 120\$/b.

Une nouvelle vision du marché pétrolier va peut-être s'imposer dans les années à venir. Les évolutions en cours aux États-Unis semblent en constituer les prémices.

Chapitre VI : Etude générale sur les gaz de schiste en Algérie

VI Etude générale sur les gaz de schiste en Algérie

VI.1 Introduction

Le département américain de l'Energie a révisé son estimation des réserves techniquement récupérables de gaz de schiste de l'Algérie qu'il situe actuellement à 19.800 milliards de m³ contre une évaluation de 6.440 milliards de m³ faite en 2011, soit plus que le triple de son estimation d'il y a deux années.

Dans son rapport mondial réactualisé sur les réserves de gaz et de pétrole de schiste de 42 pays, le département de l'Energie présente une étude technique et géologique détaillée ainsi qu'une cartographie sur les réserves des hydrocarbures non conventionnels de l'Algérie.

Cette étude indique que l'Algérie est dotée de sept (7) bassins renfermant le gaz de schiste. Il s'agit des bassins de Mouydir, Ahnet, Berkine-Ghadames, Timimoun, Reggane et de Tindouf dont il estime pour chacun les réserves techniquement récupérables. On va présenter en détail ces réserves dans ce chapitre avec une comparaison préliminaire avec les réserves aux USA [38].

VI.2 La réglementation algérienne

L'Algérie a donné son accord pour exploiter les ressources non-conventionnel officiellement dans la nouvelle Loi n° 13-01 du 19 Rabie Ethani 1434 correspondant au 20 février 2013 modifiant et complétant la loi N° 05-07 du 19 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures publier au journal officiel.

Art. 35 : Dans le cas d'hydrocarbures non conventionnels, le contrat de recherche et d'exploitation comprend deux périodes :

une période de recherche fixée à onze (11) ans maximum à compter de la date d'entrée en vigueur du contrat, sous réserve des dispositions des articles 37 et 42 ci-dessous, avec une phase initiale de trois (3) ans.

Cette phase initiale est désignée comme première phase de recherche. Elle est suivie d'une deuxième et d'une troisième phase de recherche, qui ont chacune une durée de deux (2) ans.

A ces trois phases, vient s'ajouter une phase dite pilote d'une durée maximale de quatre (4) ans qui pourra proroger l'une des dites phases de recherche. La dite phase pilote sera accordée au contractant par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

- une période d'exploitation d'une durée de :

- ✓ Trente (30) ans dans le cas d'exploitation d'hydrocarbures non-conventionnels liquides ;
- ✓ Quarante (40) ans dans le cas d'exploitation d'hydrocarbures non conventionnels gazeux.[39]

VI.3 Projet d'explorations

L'Algérie réalise son premier forage dans le bassin d'Ahnet à In Salah. Le groupe SONATRACH vient de forer son premier puits de gaz de schiste (shale gas) dans le bassin d'Ahnet, situé au sud d'In Salah, qui sera suivi de deux autres "Nous venons d'entamer le forage du premier puits gaz de schiste en Algérie, appelé Ahnet 1 qui va nous permettre d'approfondir davantage nos données sur nos réserves gazières non conventionnelles et d'établir les techniques de forage adéquates à ce type d'extraction de gaz", a déclaré M. hikhi lors d'un point de presse international, animé en marge de la Conférence mondiale du gaz le 06/06/2012.

Chapitre VI : Etude générale sur les gaz de schiste en Algérie

Une étude récente, réalisée le mois passé sur une superficie de 180.000 km² ont fait état d'un potentiel énorme de gaz de schiste dépassant plus de 600 millions m³ par kilomètre carré, ce qui signifie que plus de 2.000 milliards de m³ peuvent être récupérés.

VI.3.1 Projet d'exploitation du gaz de schiste à Timimoun

Le 27/02/2014 un projet d'exploitation du gaz de schiste de l'antique palmeraie de Timimoun (wilaya d'Adrar) sera lancé prochainement « après son adoption par les autorités algériennes » La région peuplée de 130000 habitants [40].

VI.3.2 Gaz de schiste

Forage de 4 puits en Algérie L'aventure de l'exploration du gaz de schiste en Algérie commence dès cette année.

Le groupe SONATRACH compte forer quatre puits d'exploration de ce gaz non conventionnel dans les bassins d'Illizi et d'Ahnet, au sud d'In Salah. Suite à l'autorisation accordée par le Conseil des ministres à SONATRACH de mener un programme de forage de 11 puits étalés sur 7 à 13 ans, la compagnie publique d'hydrocarbures compte forer durant cette année quatre puits d'exploration de ce gaz non conventionnel dans les bassins d'Ahnet et Illizi. Ces puits font partie des 117 puits que SONATRACH compte forer avec ses propres moyens en 2014, a appris aujourd'hui l'APS auprès du groupe pétrolier.

VI.4 Les sources d'eau au sud

Les ressources potentiellement mobilisables en Algérie sont estimées à 18 milliards de m³, dont 10 milliards de ressources superficielles, 2,5 milliards de m³ de ressources souterraines dans le Nord et 5,5 milliards de m³ (superficielles et souterraines) dans le Sud. Les réserves des nappes du Sahara sont énormes mais les apports d'eau à partir de l'Atlas saharien ne contribuent à leur renouvellement que dans une faible proportion. Le caractère «non renouvelable» de cette ressource et les contraintes physiques et géologiques qui caractérisent ces systèmes, en font un patrimoine fragile, nécessitant une gestion rationnelle pour saturabilité. Dans la perspective d'améliorer et de renforcer la Mobilisation des eaux destinées à la consommation humaine, il a été prévu la déminéralisation des eaux saumâtres dans les hauts plateaux et le sud par ordre prioritaire.

Quatorze (14) stations de déminéralisation sont en cours de réalisation. A terme, un volume global journalier de l'ordre de 205560m³/j. Sera mis à disposition de ces populations pour subvenir à leur besoins.

Ce programme centralisé délégué à l'ADE est réparti comme suit :

- ✓ Ouargla : neuf (09) stations à : 70500m³/j, volume mobilisé : 78414m³/j.
- ✓ Touggourt (Ouargla) :34560 m³/volume mobilisé : 29636 m³/j.
- ✓ El Oued : 30000 m³/j, volume mobilisé : 40000 m³/j
- ✓ Tamanrasset (projet de transfert In Salah/Tamanrasset) :50000 m³/j
- ✓ Tindouf : 10500 m³/j, volume mobilisé : 13219 m³/j.
- ✓ Illizi : 10000 m³/j.

Chapitre VI : Etude générale sur les gaz de schiste en Algérie

VI.5 Les réservoirs algériens

Les bassins de l'Algérie tiennent deux formations de gaz de schiste significatif, le Silurien Tanezrouft et le Dévonien Frasnian. Notre étude examine sept bassins de ces gaz de schiste : les bassins de Ghadamès (Berkine) et Illizi bassins en est de l'Algérie; les bassins de Timimoun, Ahnet et NOYDIR en centre de l'Algérie; et les bassins de Reggane et de Tindouf, dans le sud-ouest Algérie, (Figure VI-1)

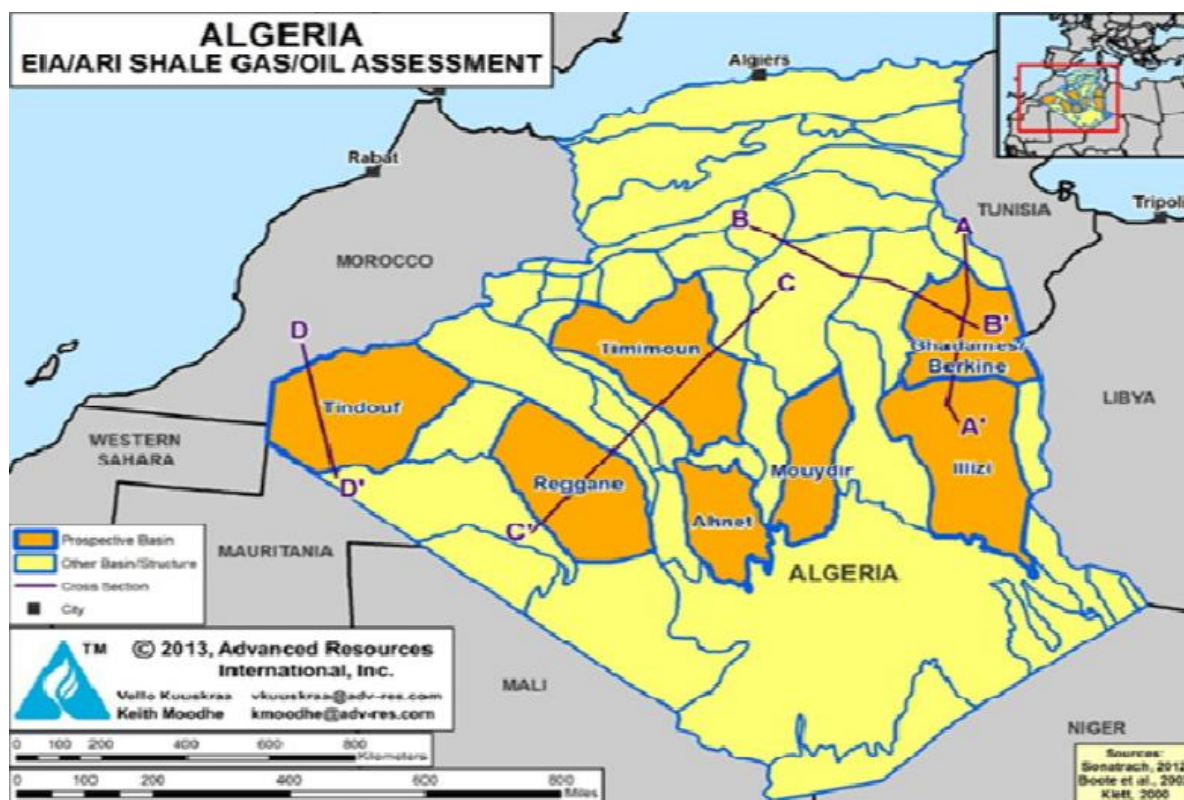


Figure VI-1: Positionnement de ressources algériennes

VI.6 Les caractéristiques des réservoirs algériens

Les réserves de l'Algérie sont estimés en 7 réservoirs contiennent environ 3419 TCF de gaz de schiste dont 707 TCF techniquement récupérable (EIA, 2013).

Les paramètres clés pour le gaz de schiste sont :

- Richesse Organique ;
 - La maturité thermique (gaz sec) ;
 - Type Kérogène ;
 - Minéralogie et argile rhéologie ;
 - Fractures ;
 - La porosité et du gaz de saturation ;
 - Matrice perméabilité ;
 - Profondeur Objectif ;
 - Pression de réservoir
- Les tableaux ci-dessous représentent les caractéristiques des réservoirs algérien [41].

Chapitre VI : Etude générale sur les gaz de schiste en Algérie

Tableau VI-1 : caractéristiques des réservoirs algérien

Basic Data	Basin/Gross Area	Ghadames/Berkine (117,000 mi ² *)					Illizi (44,900 mi ²)		
	Shale Formation	Frasnian			Tannezuft		Tannezuft		
	Geologic Age	U. Devonian			Silurian		Silurian		
	Depositions Environment	Marine			Marine		Marine		
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)	2,720	3,840	3,490	6,050	22,080	9,840	16,760	
	Thickness (ft**)	Organically Rich	275	275	275	115	115	180	180
		Net	248	248	248	104	104	162	162
	Depth (ft)	Interval	8,000-10,500	9,000-10,000	10,000-16,000	10,000-14,500	11,000-16,000	3,300-8,000	3,300-8,300
Average		8,500	9,500	13,000	10,500	13,000	5,000	5,000	
Réservoir Properties	Reservoir Pressure	Mod. Overpress.	Mod. CVerpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	
	Average TOC (wt. %)	6.0%	6.0%	6.0%	5.7%	5.7%	5.7%	5.7%	
	Thermal Maturity (%Ro)	0.85%	1.15%	1.70%	1.15%	1.90%	1.15%	1.70%	
	Clay Content	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	
Resource	Gas Phase	Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas	Wet Gas	Dry Gas	Wet Gas	Dry Gas	
	GIP Concentration (Bcf/mi ²)	35.4	111.4	133.9	42.9	54.5	50.9	60.7	
	Risked OP (Id)	48.2	213.8	233.7	129.9	601.3	100.1	203.6	
	Risked Recoverable (Tcf)	4.8	428	58.4	26 0	150.3	15.0	40.7	

* Mi² = 2,58 km²

** Ft= pied=0,30 m

Tableau VI-2 : caractéristiques des réservoirs algérien

Basic Data	Basin/Gross Area	Timimoun (43,700 mi ²)		Ahnet (20,200 mi ²)		Mouydir (22,300 mi ²)		
	Shale Formation	Frasnian	Tannezuft	Frasnian	Tannezuft	Tannezuft		
	Geologic Age	U. Devonian	Silurian	U. Devonian		Silurian	Silurian	
	Depositions Environment	Marine	Marine	Marine		Marine	Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)	32,040	41,670	1,650	5,740	11,730	12,840	
	Thickness (ft)	Organically Rich	200	100	275	60	330	60
		Net	180	90	248	54	297	54
	Depth (ft)	Interval	3,300 - 9,000	5,000-15,000	3,300 - 6,600	5,000 - 9,500	6,000 - 10,500	5,000 - 10,000
Average		6,000	10,000	5,000	7,000	8,000	6,500	
Réservoir Properties	Reservoir Pressure	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	
	Average TOC (wt.%)	4.0%	2.8%	4.0%	3.0%	2.8%	3.0%	
	Thermal Maturity (%Ro)	1.70%	2.00%	1.15%	1.70%	2.00%	2.20%	
	Clay Content	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	
Resource	Gas Phase	Dry Gas	Dry Gas	Wet Gas	Dry Gas	Dry Gas	Dry Gas	
	GIP Concentration (Bcf/mi ²)	72 9	35.5	77.6	21.6	109.0	18.5	
	Risked OP (Id)	467.1	295.5	25.6	24.8	255.7	47.6	
	Risked Recoverable (Tcf)	93.4	59.1	3.8	5.0	51.1	9.5	

Chapitre VI : Etude générale sur les gaz de schiste en Algérie

Tableau VI-3 : caractéristiques des réservoirs algérien

Basic Data	Basin/Gross Area		Reggane (40.000 mi ²)				Tindouf (77.000 mi ²)	
	Shale Formation		Frasnian		Tannezuft		Tannezuft	
	Geologic Age		U. Devonian		Silurian		Silurian	
	Depositions Environment		Marine		Manne		Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)		2,570	2,110	10,150	24,600	5,340	23,800
	Thickness (ft)	Organically Rich	330	260	130	230	60	60
		Net	297	234	117	207	54	54
	Depth (ft)	Interval	5,500-14,500	6,600-16,000	5,000-9,500	7,500-16,000	6,600-13,000	6,600-14,000
Average		10,000	11,000	8,000	12,000	10,000	11,000	
Réservoir Properties	Reservoir Pressure		Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.
	Average TOC (wt.%)		3.0%	3.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%
	Thermal Maturity (%Ro)		1.15%	1.70%	1.15%	1.80%	1.15%	2.50%
	Clay Content		Medium	Medium	Medium	Medium	Medium	Medium
Resource	Gas Phase		Wet Gas	Dry Gas	Wet Gas	Dry Gas	Wet Gas	Dry Gas
	GIP Concentration (Bcf/mi ²)		103.9	97.3	38.3	94.4	18.9	24.2
	Risked OP (Id)		53.4	41.0	77.8	464.5	20.2	115.2
	Risked Recoverable (Tcf)		8.0	8.2	11.7	92.9	3.0	23.0

VI.6.1 Bassin Ghadamès (BERKINE)

VI.6.1.1 Contexte géologique (EIA, 2013).

Le Ghadamès (Berkine) Bassin est un grand bassin intra-cratonique sous-jacente l'est de l'Algérie, sud de la Tunisie et ouest de la Libye. Le bassin contient une série de failles inverses, fournissant des pièges structuraux pour le pétrole classique et de gaz provenant de schistes Dévonien et Silurien.

La portion centrale profonde du bassin contient des blocs de défaut levés formés lors de la Cambrien Ordovicien [42]

Le bassin de Ghadamès et de ses deux formations de schiste importantes, le Silurien Tanezrouft et du Frasnien Dévonien supérieur, sont situés dans la partie est de l'Algérie. (Figures VI-2) offre le contour du bassin et de schiste contours de maturité thermique pour ces deux formations de schiste.

Dans la partie de l'Algérie du bassin de Ghadamès, la Formation Silurien Tanezrouft contient un schiste riche en matière organique marine qui augmente la maturité vers le centre du bassin. Nous avons cartographié une meilleure zone de prospection de la qualité 28130 mi² pour le schiste de Tanezrouft dans ce bassin. Les limites ouest et nord de la zone prospective de schiste de Tanezrouft sont définies par les limites d'érosion du Silurien et par échéance thermique minimale. La partie centrale de gaz sec de la zone prospective Tanezrouft de schiste dans le bassin de Ghadamès, couvrant 21 420 mi², à maturité thermique (R₀) de 1,3% à plus de 2%. La partie restante de la zone de prospection de 6710 mi² a une (R₀) entre 1,0% et 1,3%, plaçant cette zone dans la fenêtre de gaz et de condensats humide.

Chapitre VI : Etude générale sur les gaz de schiste en Algérie

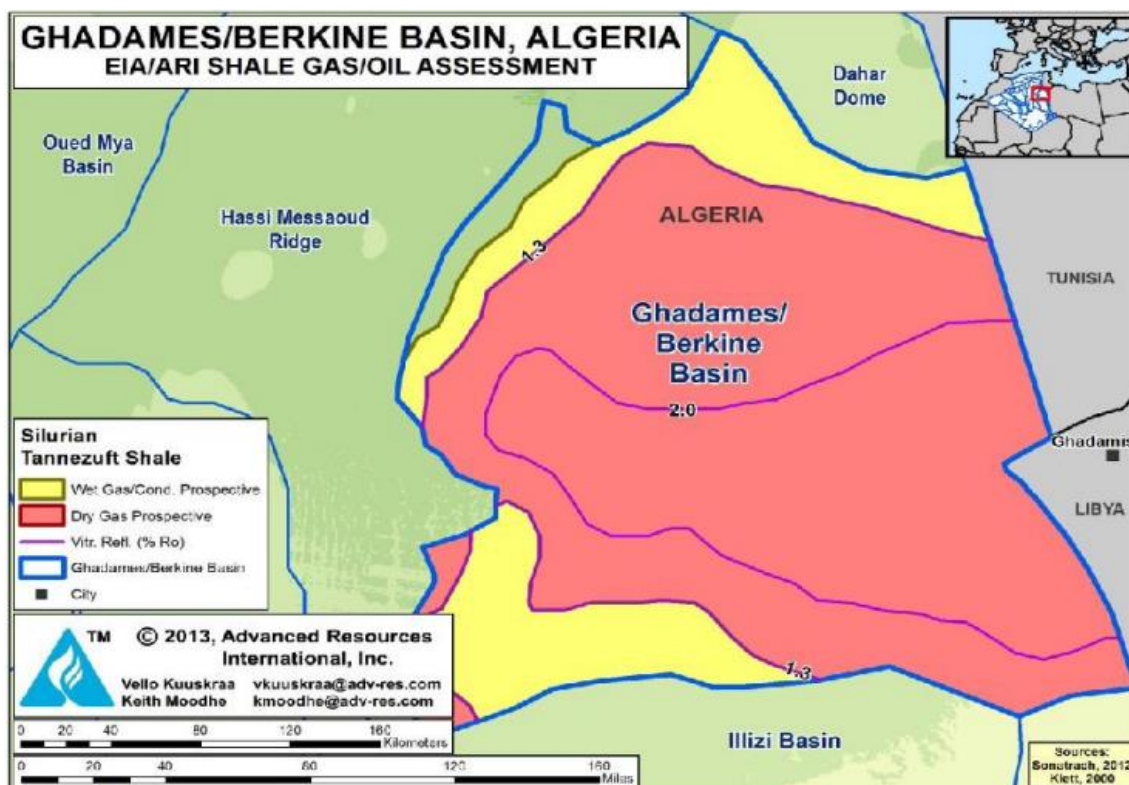


Figure VI-2 : Plan de bassin de Ghadamès (silurien Tanezrouft) et maturité thermique (EIA, 2013).

VI.6.1.2 Propriétés réservoir (zone prospective)

A-Formation Silurien Tanezrouft

La profondeur de la zone de prospection de gaz de schiste de la Silurien Tanezrouft dans le bassin de Ghadamès (Berkine) varie de 10 000 pieds le long de la limite nord et est du bassin de 16.000 pieds dans le centre du bassin, avec une moyenne de 10.500 pieds pour le gaz humide et 13 000 pieds dans la zone de prospection de gaz sec (EIA, 2013).

L'épaisseur brute de l'échelle Tanezrouft varie entre 30 et 200 pieds, avec une épaisseur moyenne nette riche en matière organique de 104pieds. La COT moyennes des schistes Tanezrouft est 5,7 %. La partie inférieure de la formation est particulièrement riche en matière organique, avec des valeurs de COT jusqu'à 15% [43].

B-Formation du Dévonien Frasnien supérieur

La profondeur de la zone de prospection de gaz de schiste Frasnien Dévonien supérieur varie de 8000 pieds à 16 000 pieds, avec une moyenne de 8500 pieds dans la zone à tendance grasse, 9500 pieds dans le gaz / zone de condensation humide, et 13 000 pieds dans la zone de gaz sec (EIA, 2013). Le schiste de Frasnien a une épaisseur brute de 50 à 500 pieds, avec une épaisseur nette moyenne de 248 pieds riche en matière organique. Le schiste Frasnien a des valeurs COT allant de 3% à 10%, avec une moyenne de 6% [44].

Chapitre VI : Etude générale sur les gaz de schiste en Algérie

VI.6.2 Bassin ILLIZI

VI.6.2.1 Contexte géologique

Le bassin d'Illizi est situé au sud de la Ghadamès (Berkine) bassin, séparées par une ligne de charnière dans la pente des roches du sous-sol. Cette ligne de charnière contrôle une grande partie des différentes générations de pétrole, de migration et d'accumulation histoire de ces deux bassins (EIA, 2013) [40].

Le bassin d'Illizi est délimité à l'est par la T'embéqua (Garoafe) Arch., au sud par le massif du Hoggar, et à l'ouest par l'axe structural Amguid-Hassi Touareg qui sépare le bassin d'Illizi dans le bassin Mouydir, (Figure VI-3). Le bassin d'Illizi se trouve sur un sous-sol élevée et donc ses formations de schiste sont moins profondes que dans le Ghadamès (Berkine) du bassin. Nous avons cartographié un gaz de schiste globale et huile futur domaine de 26 600 mi² pour le bassin d'Illizi (EIA, 2013).

VI.6.2.2 Propriétés réservoir (zone prospective) (EIA, 2013)

Seul le schiste de Silurien Tanezrouft est évalué comme prospective dans le bassin d'Illizi. (Le schiste Dévonien Frasnien supérieur de bassin d'Illizi a été exclu en raison de l'épaisseur insuffisante et faible maturité thermique.) La profondeur du schiste Tanezrouft va de 3000 à 8000 pieds, avec une moyenne de 5000 pieds de la future zone nord du bassin. L'épaisseur brute du schiste Tanezrouft comprise entre 30 et 330 pieds, avec un net moyen de 162 pieds. Le COT de ce type II kérogène gammes de schiste marine de 2% à 10%, avec une moyenne de 5,7%. Le bassin a une maturité thermique (R₀) de 1% à plus de 2%. Cela place le schiste Tanezrouft dans la fenêtre de gaz et de condensats humide (R₀ de 1% à 1,3%) dans la partie centre-nord du bassin et lieux le schiste dans la zone plus profonde autour du bassin d'Illizi dans la fenêtre à gaz sec.

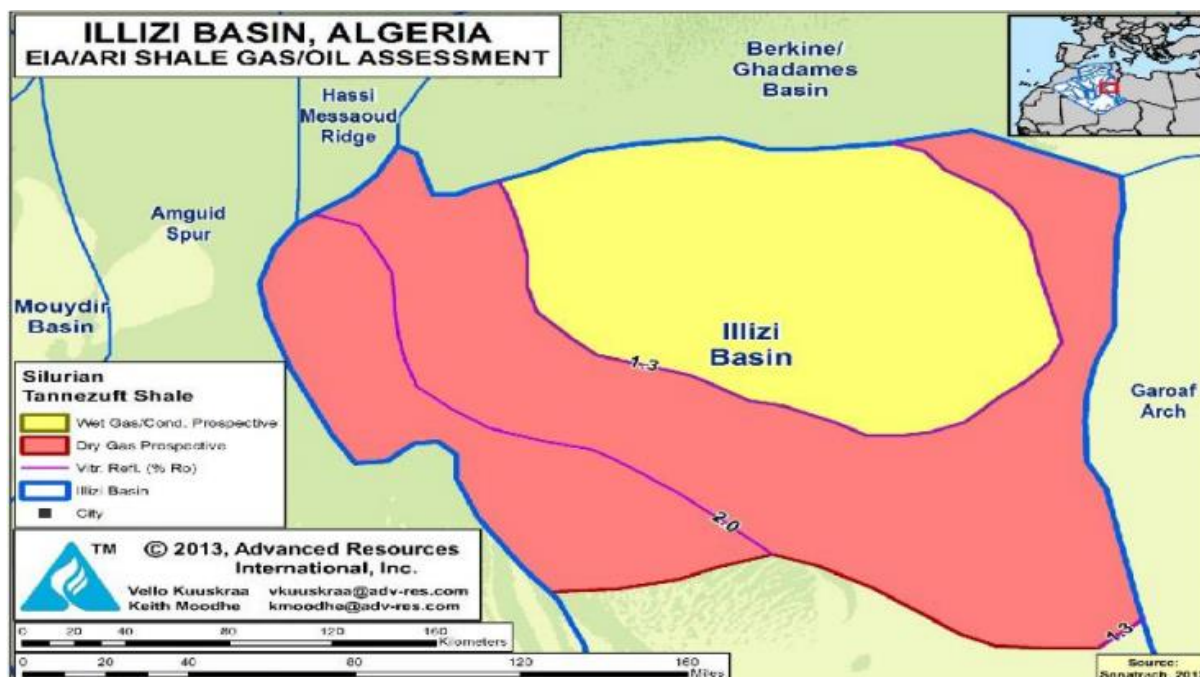


Figure VI-3 : Plan de bassin d'Illizi (le schiste de Silurien Tanezrouft) (EIA, 2013).

Chapitre VI : Etude générale sur les gaz de schiste en Algérie

VI.6.3 BASSIN Ahnet

VI.6.3.1 Contexte géologique

Le bassin de l'Ahnet est situé dans la plate-forme Saharienne, au sud du bassin de Timimoun à l'ouest du bassin Mouydir, et le nord du Bouclier Hoggar. Le bassin d'Ahnet est un bassin de direction nord-sud qui contient (plus de 3 000 pieds) de sédiments du Paléozoïque y compris les schistes du Silurien et du Dévonien organiques riches. Les structures dans le bassin prennent la forme des grands anticlinaux et dômes formés à la suite de la compression tectonique, comme indiqué sur le nord à la section sud, figure (EIA, 2013). [40]

VI.6.3.2 Propriétés de Réservoir (zone prospective).

A-Formation Silurien Tanezrouft

La profondeur des schistes de Tanezrouft varie de 6000 à 10,500ft, en moyenne 8 000 pieds. L'épaisseur du schiste varie de 150 à 500 pieds, avec une moyenne de 330 pieds avec une nette élevée au taux brut. La COT du schiste varie de 1,5% à 4%. La maturité thermique de schiste Tanezrouft du bassin de l'Ahnet dans la fenêtre de gaz sec ($R_0 > 1,3\%$).

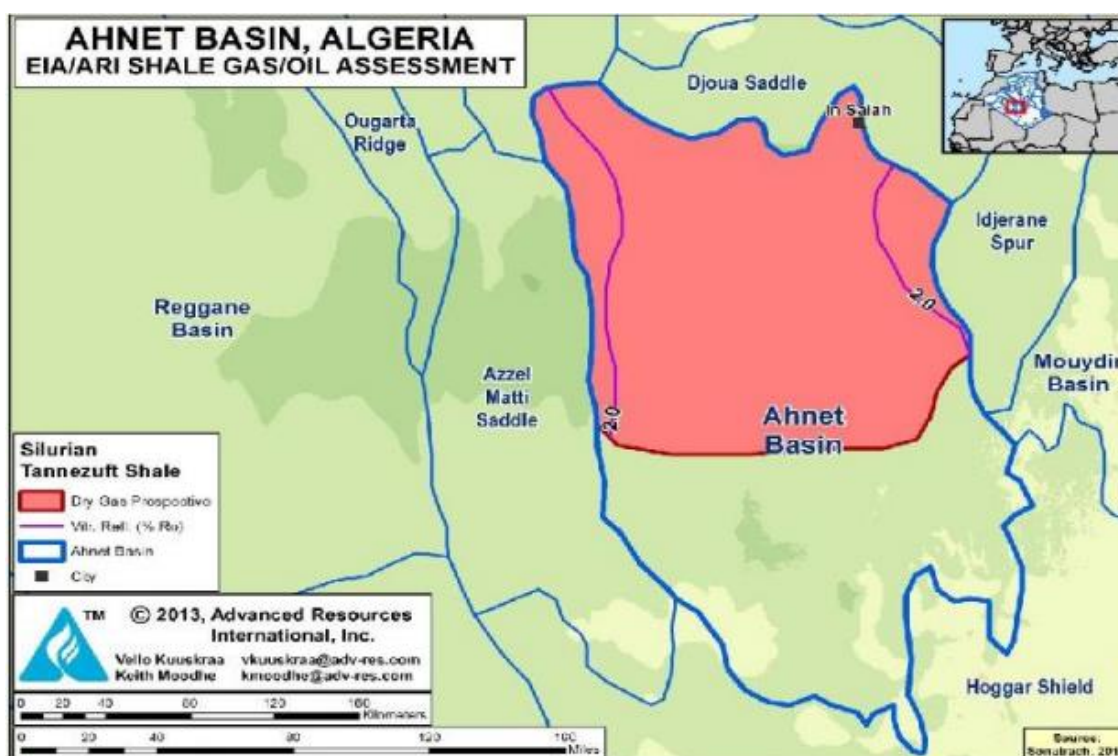


Figure VI-4: Plan de bassin d'Ahnet (le schiste de Silurien Tanezrouft) (EIA, 2013).

B-Formation Frasnien Dévonien.

La profondeur des schistes Frasnien varie d'environ 3300 à 9500 pieds, en moyenne 6000 pieds, avec le gaz mouillé / condensats zone moins profonde et la zone sèche de gaz profond. L'épaisseur brute du schiste varie de 60 à 275 pieds, avec un net d'environ 54 pieds de la zone de gaz sec et 248 pieds du gaz condensats zone humide. Le TOC va de 3% à 4% et est principalement de type III sujettes gaz kérogène (EIA, 2013).

La maturité thermique de la zone prospective de schiste du Frasnien est sur le mouillé gaz / condensats et de gaz sec fenêtres ($R_0 > 1,0\%$). Évaluations pétro-physiques du Schiste Frasnien indiquent porosité de 6% et une faible saturation en eau dans le quartier prospective approfondie de la Bassin d'Ahnet.

Chapitre VI : Etude générale sur les gaz de schiste en Algérie

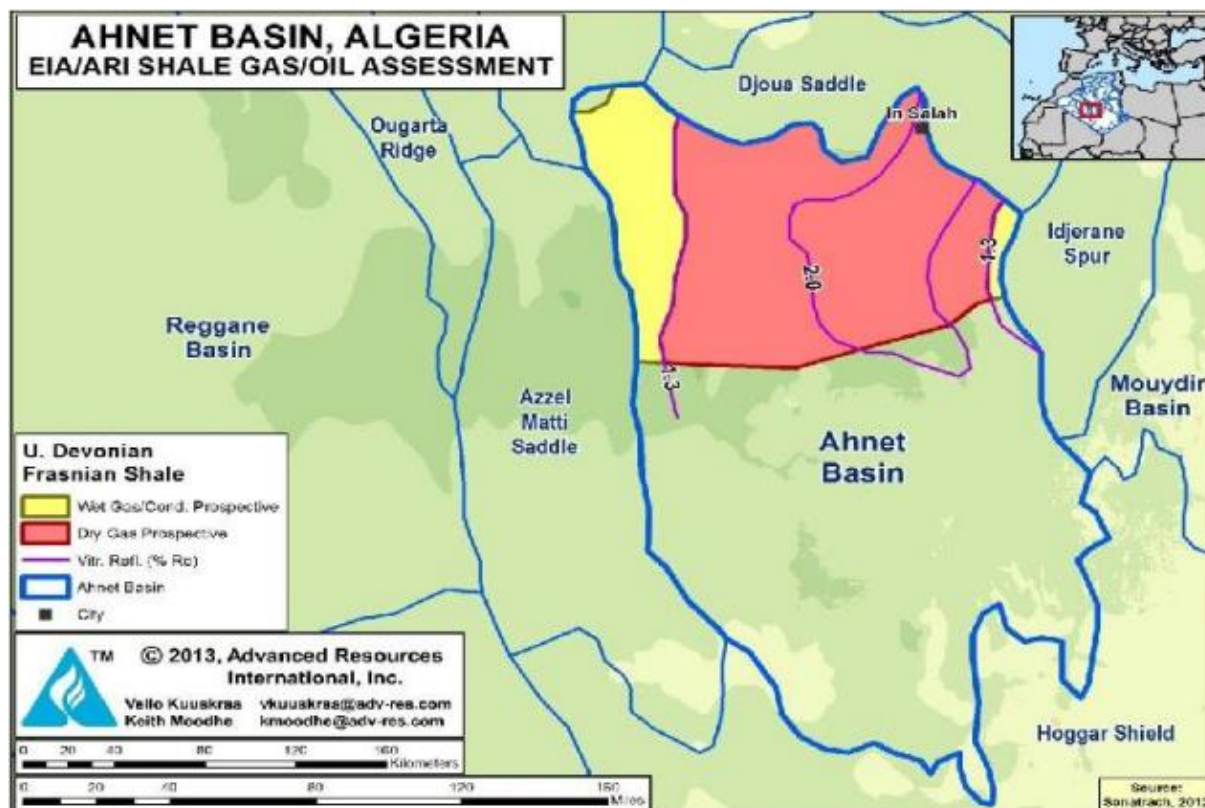


Figure VI-5: Plan de bassin d'Ahnet (le schiste de frasnien) (EIA, 2013).

VI.7 Comparaison du gaz de schiste Ahnet Frasnien (Algérie) avec les principaux US Shales Gas (résultats préliminaires)

Selon SONATRACH Une enquête préliminaire a été réalisée sur toutes les données disponibles dans certains nouveaux puits forés dans les zones prospectives visant à la fois le schiste Silurien et Frasnien. Ces puits (3 zones) ont été principalement mises en œuvre pour les objectifs conventionnels dans les réservoirs de grès afin d'évaluer les Formations Silurien et frasnien de gaz de schiste de puits dans le Gourara et Ahnet bassins indiquent que la bonne qualité du réservoir est présente sur une grande surface et la comparaison peut être faite pour les gisements de gaz de schiste aux États-Unis (le schiste de Barnett et Haynesville) (Mohamed, 2012). Selon les estimations préliminaires du total GIP dans les schistes chaudes frasnien d'un puits du bassin d'Ahnet indiquent un potentiel de 65 milliards de pieds cubes / mi² (25 milliards de pieds cubes / km²) et l'épaisseur du réservoir net 230 m, perméabilité moyenne 292 ND (Mohamed, 2012).

Chapitre VI : Etude générale sur les gaz de schiste en Algérie

Tableau VI-4 : Comparaison préliminaire des gaz de schiste algérien et US (Mohamed, 2012)

	Net Ft. Pay	Avg. Eff. Phi %	Avg. TOC (wt%)	Avg. Sw%	Avg. K(nd)	Total GIP (Bct/mi ²)
Marcellus Shale (Wash Co)	76	8.1	3.6	19	567	59
Barnett Shale (core)	133	8	3.3	24.5	299	139
Wood Shale (Arkoma)	66	6.8	6	26.4	285	59
Atoka Shale	21	9.6	2.6	48	191	55
Fayetteville Shalle	84	7.2	3.6	29.1	288	53
Haynesville Shale	112	8.4	2.2	39	270	129
Eagle Ford Shale	105	6.6	2.7	23	284.5	90
Algeria (area A)	108	7.0	2.7	18	350	65
Algeria (area B)	250	8.6	4.1	23.2	360	122
Algeria (area C)	248	9.0	4.0	22	354	122

Net Ft Pay : l'épaisseur

TOC : Total Organic Composition

K (nd) : perméabilité

SW : Saturation Water

Eff phi : la porosité Effective

GIP : Gas In Place

VI.8 Conclusion

La revue présentée sur les réservoirs des gaz de schiste en Algérie selon des études réalisé par SONATRACH et EIA, révèlent des potentialités importantes.

Des ressources estimées à 20 000 Gm³ de gaz de schiste et à 5,7 milliards de baril de pétrole de schiste ;

Déclin de la production conventionnelle et demande intérieure croissante.

Ce qui nécessite le développement du non-conventionnel afin de maintenir les exportations de gaz et la contribution des hydrocarbures à l'économie du pays.

VII Évaluation budgétaire

Le programme proposé est envisagé sur une période de 3 à 5 ans. **Son budget**, en première estimation pourrait être de l'ordre de **25M€**. [45]

L'étude des propriétés des roches mères requiert un budget de 3,3M€. Les études proposées, visent à répondre aux 4 enjeux suivants :

1. améliorer la modélisation des mécanismes de rétention et d'expulsion des hydrocarbures de roches mères ;
2. améliorer la modélisation du transport du gaz au sein de la roche mère et lors de sa migration ;
3. rendre la simulation de bassin plus quantitative ;
4. réaliser des études d'analogues, des analyses d'échantillons de fluides et de roche et à produire des modèles sédimentologiques plus pertinents.

L'exploitation des roches mères par fracturation hydraulique demande un budget de l'ordre de 3M€ consacré essentiellement à l'amélioration de la modélisation géomécanique des matériaux hybrides (roche + matière organique) que sont les roches mères.

Le suivi et le contrôle de l'impact de la fracturation hydraulique est le volet qui requiert le budget le plus important. De 9M€, ce budget représente à lui seul plus du tiers du budget global. Dans ce volet, on se propose de résoudre les points suivants :

1. amélioration de l'écoute microsismique et de son interprétation ;
2. le suivi géochimique des aquifères profonds et superficiels ;
3. l'amélioration des méthodes de prélèvement en conditions de fond ;
4. le suivi de la qualité de l'air ;
5. la mise en place de barrières de prévention et de protection pour minimiser les risques environnementaux.

Les alternatives à la fracturation hydraulique se décomposent en quatre voies qu'on se propose de d'aborder, pour un budget de 4M€ :

1. l'injection de propane dont il est nécessaire d'améliorer la modélisation thermodynamique pour mieux la maîtriser et améliorer les performances ;
2. la modélisation de l'injection de CO₂ ;
3. la mise en œuvre de procédés thermiques dont il est nécessaire de mieux comprendre l'impact induit sur les argiles (déshydratation, structure), la production d'eau in situ, la modification des perméabilités qui en résulte, la modification des propriétés du kérogène ;
4. la compréhension des phénomènes mis en jeu lors de l'utilisation de procédés électriques.

L'étude des impacts sanitaires et environnementaux nécessite un budget de 5,4M€ portant sur :

1. la caractérisation hydrogéologique et modélisation hydrodynamique des aquifères sus-jacents et latéraux ;
2. la modélisation des transports réactifs en milieu poreux (dissolution/re-précipitation) biosphère profonde, processus biogéochimiques et impacts environnementaux ;
3. l'optimisation des fluides de fracturation ;
4. l'amélioration du traitement des effluents en surface ;

Chapitre VII : Evaluation budgétaire

5. la valorisation des effluents en surface.

Le dernier volet, dont le budget n'est pas établi, porte sur la **perception par le public des questions d'exploitation des roches mères**. Il devrait renvoyer notamment à quatre objectifs :

1. l'identification des ressorts des controverses ;
2. la réalisation enquêtes d'opinion publique ;
3. l'organisation de débats, de séminaires ;
4. l'amélioration de la communication auprès du grand public (site web, livre blanc, etc).

Conclusions : Les hydrocarbures de roche-mère évolution ou révolution ?

L'irruption sur le devant de la scène des hydrocarbures non conventionnels et plus particulièrement des hydrocarbures de roche-mère a fait que ce sujet a largement dépassé le simple cadre technique ou même énergétique pour devenir un véritable sujet de société. S'agit-il d'une évolution ou d'une révolution ?

Evolution

Depuis que la notion de système pétrolier a été développée mais surtout popularisée dans le monde de l'exploration pétrolière par la parution de l'ouvrage de Leslie B. Magoon « *The Petroleum System : From Source to Trap* » [36], au début des années 1980, la nature et la qualité de la roche-mère apparaissent comme des facteurs clé dans la valeur d'un système pétrolier. Mais la roche-mère n'est considérée que comme un des « ingrédients » nécessaire à la réalisation de la recette qui aboutit à un gisement.

Dans le cas des hydrocarbures de roche-mère, cette dernière est placée au centre du système pétrolier, elle devient l'objectif de l'exploration puis de la production. Dans certains cas même, la roche-mère constitue un système pétrolier à elle seule. C'est tout à la fois la roche qui génère les hydrocarbures, celle qui les contient (jouant le rôle de « réservoir ») et qui par son imperméabilité joue le rôle d'une couverture. Les hydrocarbures étant diffus dans la roche-mère et non plus concentrés comme dans le cas des gisements conventionnels, la notion de « pièges » n'a plus de raison d'être. Tous les cas de figures intermédiaires peuvent exister entre des hydrocarbures de roche-mères au sens strict et des gisements plus conventionnels – c'est notamment le cas quand des niveaux contenant une certaine porosité (« *tight reservoirs* ») qui sont inter-stratifiés avec la roche-mère. Il s'agit donc plus, pour l'explorateur, d'une évolution que d'une véritable révolution.

La production de ces hydrocarbures de roche-mère (pétrole et gaz de schiste) résulte de l'amélioration de techniques déjà existantes depuis de très nombreuses années : les premières fracturations hydrauliques datent de la fin des années 1940 et les forages déviés ou horizontaux sont des techniques employées systématiquement dans les gisements de l'offshore profond où le nombre de plate-forme de production sont limitées. Du fait du nombre très important de forages à réaliser pour une production significative d'hydrocarbures de roche-mères, les évolutions de ces techniques (et notamment celle de la fracturation hydraulique) ont été particulièrement rapides ces dernières années. Cette évolution s'est traduite par des architectures de puits et de complétions de plus en plus sophistiquées mais aussi par une caractérisation de plus en plus fine de la nature du sous-sol par l'utilisation plus systématique de mesures sismiques de plus en plus sophistiquées permettant de définir les zones présentant le potentiel le plus important. Cette « course technologique » se traduit par des coûts opérationnels plus importants qui ont été largement compensés par une très forte augmentation de la productivité des puits.

Pour le producteur aussi, la production en grande quantité des hydrocarbures de roche-mère représente plus une évolution rapide qu'une véritable révolution.

Révolution

Alors comment expliquer que la production des hydrocarbures de roche-mères soit ressentie par la majorité de l'opinion comme une véritable révolution ? Si les causes sont certainement multiples et complexes, on peut cependant proposer quelques pistes de réflexion.

- Depuis le début des années 1990, les questions énergétiques sont abordées dans nos pays principalement sous un aspect environnemental et plus particulièrement sous l'aspect du changement climatique. Le changement climatique, avéré depuis de nombreuses années, apparaît alors comme un problème qui ne peut être résolu qu'en diminuant les rejets de CO₂ dans l'atmosphère provenant de la combustion des énergies fossiles. Ce déclin des énergies fossiles est donc acté dans les esprits et d'autant plus facilement admis qu'il est censé coïncider avec un épuisement rapide de la ressource (le fameux « peak-oil »). L'irruption d'une « nouvelle » ressource fossile alors que la transition énergétique vers des énergies décarbonnées est affichée comme un objectif prioritaire apparaît dès lors au mieux comme un combat d'arrière garde au pire comme un non-sens.
- Alors que l'énergie occupe une place centrale dans notre civilisation et que son libre accès constitue un des marqueurs des pays développés, son mode de production est souvent mal connu. C'est aussi vrai pour les hydrocarbures que l'on produit pourtant de façon massive depuis plus de 60 ans. Les techniques d'extraction, les mesures de sécurité et la prise en compte des risques associés ne sont pas connues du grand public. L'apparition des hydrocarbures de roche-mère et la mise sur le devant de la scène de techniques pourtant utilisées depuis fort longtemps dans l'extraction du pétrole conventionnel apparaissent alors comme une source de risques.
- Les deux premiers items auraient dus inciter les opérateurs pétroliers à expliquer la nature des travaux qu'ils allaient entreprendre avant même que les permis d'exploration n'aient été demandés. Ce manque d'explication avant même que le public ne s'empare de ce sujet aurait peut-être permis d'avoir une réflexion plus sereine où les problèmes avérés de l'exploitation massive des hydrocarbures de roche-mère auraient pu être spontanément abordés au même titre que les avantages qu'on pouvait attendre d'une telle production.

Faute de cette indispensable étape, l'attribution de permis d'exploration (qui n'implique nullement une découverte !) a été très négativement ressentie par la population locale. Très rapidement l'aspect passionnel et émotionnel a pris le pas sur une analyse rationnelle des avantages et des risques à explorer et éventuellement produire ce type de ressources.

Si on peut regretter que le débat sur l'exploitation des hydrocarbures de roche-mère n'ait finalement jamais eu lieu en Algérie, il a cependant permis de remettre sur le devant de la scène la question centrale de l'énergie. Tout le monde s'accorde à penser que la demande en énergie mondiale va croître au moins durant les 25 prochaines années du fait de l'augmentation de la population mondiale et du développement des pays émergents. Chaque pays a cependant une vision particulière de l'énergie suivant des critères qui lui sont propres mais qu'on peut classer en 3 grandes catégories :

- Pour la plupart des pays émergents une énergie abondante, disponible et peu chère est synonyme de développement économique.

- Pour d'autres pays, l'accès à une énergie extraite ou produite dans le pays est un gage d'indépendance énergétique et si cette énergie n'est pas chère un atout pour la compétitivité économique, c'est notamment le cas des USA.

Pour ces deux premières catégories de pays, une énergie produite localement, peu chère est donc un atout certain, la prospection et le développement éventuel des hydrocarbures de roche-mère s'intègre bien dans leur mix énergétique.

- Enfin pour de nombreux pays notamment les pays européens, le mix énergétique doit répondre aux critères de transition énergétique compatibles avec une réduction des émissions de gaz à effet de serre. Or dans ces pays, il est communément admis que cette transition énergétique est incompatible avec la production d'énergies fossiles et donc le développement de nouveaux gisements d'hydrocarbures. Or, même dans les scénarios les plus ambitieux en termes de réduction de la consommation d'énergie fossiles comme en France le scénario Négawatt [37], la consommation de gaz à l'horizon 2030 est identique à celle de 2010. Ce gaz, nécessairement consommé il faudra l'importer ou le produire sur place. Il n'existe donc pas d'incompatibilité entre la production d'hydrocarbures quels qu'en soit la nature et le mode de production et la réussite de la transition énergétique.

La production des ressources non conventionnelles sera certainement le défi majeur du XXIème siècle, c'est le dénominateur commun de toutes les activités humaines. Si le mix énergétique mondial reste à définir, il est évident que les modes de consommation et les modes de production devront être très différents de ce que nous avons connu durant ces dernières décennies.

Recommandations

Devenant l'opération des activités pétrolières et gazières non conventionnelles, certaines recommandations ont trait aux enjeux environnementaux. En ce qui concerne les besoins en eau, les actions suivantes sont recommandées :

- Opter pour des techniques d'exploitation requérant des quantités d'eau moins importantes que la méthode traditionnelle de fracturation ;
- Éviter les conflits d'usage en hiérarchisant de manière régionale les usages à privilégier préalablement aux opérations d'exploration ou d'exploitation des hydrocarbures.

En ce qui concerne les eaux usées découlant de la fracturation, les actions suivantes sont recommandées :

- Éviter le rejet des eaux usées vers les usines de traitement municipal, lesquelles ne sont pas adaptées à plusieurs des contaminants, notamment les solides totaux dissous ou les radionucléides ;
- Éviter l'injection en profondeur dans les formations géologiques étant donné les risques de contamination et de secousses sismiques ;
- Privilégier le recyclage des eaux usées pour une seconde opération de fracturation ;
- En dernier recours, opter pour les unités mobiles de traitement afin d'opérer un réel traitement *in situ* et non pas une simple dilution, puis rejeter les eaux dans le milieu naturel.

En ce qui concerne la vulnérabilité de l'eau souterraine et de surface, l'action suivante est recommandée :

- Obliger les entreprises à caractériser la géologie profonde des sites afin de diminuer l'occurrence d'une contamination à court terme ;
- Développer, par le biais d'un organisme indépendant, des standards visant à améliorer les méthodes de scellement des puits et établir un programme de surveillance de l'eau adéquat.

En ce qui concerne les événements sismiques associés à la fracturation, les actions suivantes sont recommandées :

- Mettre en place une surveillance des puits en temps réel pour intervenir rapidement en cas de séisme induit ;
- Éviter de mener des opérations de fracturation à proximité de vieilles formations géologiques comportant plusieurs fractures naturelles.

Références

- [1] - World Energy Outlook (2010), International Energy Agency
- [2] - World Energy Outlook (2012), International Energy Agency
- [3] - BP Statistical Review of World Energy (June 2013).
http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statisticalreview/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf
- [4] - M.King HUBBERT (1956) - Nuclear Energy and the Fossil Fuels – Drilling and Production Practice (American Petroleum Institute, 1956).
- [5] - G. HUREAU et R.VIALLY (2014) – Le renouvellement GUA (des réserves de pétrole et de gaz – Fiche Panorama 2013 – <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/publications/notes-desynthese-panorama/panorama-2014>).
- [6] - EIA. (2013). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries outside the United States. U.S. Energy Information Administration, P: XV.
- [7] - 2013_01_22_IFPEN_Hydrocarbures-de-roche-mere_etat-des-lieux
- [8] - http://docnum.univ-lorraine.fr/public/DDOC_T_2013_0291_CHADOULI.pdf
- [9] - <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/Espace-Decouverte/Les-cles-pour-comprendre/Les-sources-d-energie/Les-hydrocarbures-non-conventionnels/Hydrocarbures-non-conventionnels-definitions>)
- [10] - IFPEN_Les_hydrocarbures_non_conventionnels.pdf
- [11] - Hydrocarbures de roche-mère Hydrocarbon source-rock par Roland VIALLY Ingénieur de Recherche IFP Energies nouvelles (Direction GEOSCIENCES, Rueil-Malmaison, France)
- [12] - Ministère des Ressources naturelles et de la Faune (MRNF) (2006). L'énergie pour construire le Québec de demain : Stratégie énergétique du Québec 2006-2015. In MRNF. Accueil, L'énergie, Stratégie énergétique, [En ligne]
<http://www.mrnf.gouv.qc.ca/publications/energie/strategie/strategie-energetique-2006-2015.pdf> (Consulter le 30/07/ 2010)
- [13] - Diallo_A__24-02-2011_pdf
- [14] - Bernard ASTIER , Guy BAON, réalisation des forage dirigés et contrôle des trajectoire, Edition technip, paris, 1985
- [15] - Jean-Paul NGUYEN, Techniques d'exploitation pétrolière le forage, édition TECHNIP 1993
- [16] - R. VIALLY, G. MAISONNIER, T. ROUAUD (2013) -Hydrocarbures de roche-mère – Etat des lieux. <http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/publications/etudes-disponibles>
- [17] - J.D. HUGHES (2013) – Drill, baby, drill. Can unconventional fuels usher in a new era of energy abundance? – Post Carbon Institute. <http://www.postcarbon.org/drill-baby-drill/>
- [18] - Rapport ANCRE (*Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Energie*) (GP2) Programme de recherche sur l'exploitation des hydrocarbures de roches mères – Juillet 2012

[19] - Gaz de schiste : quelles pistes alternatives à la fracturation hydraulique ? Paris techReview, 14 janvier 2014 <http://www.paristechreview.com/2013/01/14/fracturation-hydraulique/>

[20]-<http://www.actu-environnement.com/ae/news/fracturation-hydrauliquealternatives-gaz-schiste-houille-geothermie-18344.php4>

[21] - [EPAThe 2011 Report from the Environmental Protection Agency's](#)

[22] - Hydrocarbures de roche-mère, par **Roland VIALLY**, Ingénieur de Recherche, IFP Energies nouvelles (Direction GEOSCIENCES, Rueil-Malmaison, France)

[23] - <http://www.chnc.fr/analyse-documentation#empreinte-au-sol-au-fil-de-lactivite>

[24] - David JC MacKay, conseiller scientifique en chef - "Shale Gas In Perspective" - Department of Energy and Climate Change (DECC), Royaume-Uni – Août 2013 - 5 p.

Tableau IV-1 : Source : David Mc Kay - "Shale gas in perspective : How would the footprint of a shale gas operation compare with the footprint of other ways of delivering a similar quantity of energy?" - Blog : withoutorair - 12 août 2014.

[25] - Site internet de la société Halliburton

http://www.halliburton.com/public/projects/pubdata/Hydraulic_Fracturing/CleanSuite_Technologies.html

[26] - La réglementation REACH

http://fr.wikipedia.org/wiki/Enregistrement,_%C3%A9valuation_et_autorisation_des_produits_chimiques

[27] - Réglementation REACH sur le site du ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie. <http://www.developpement-durable.gouv.fr/REACH,30375.html>

[28]-<http://www.chnc.fr/analyse-documentation#additifs-et-gestion-des-fluides-de-production-additifs-et-gestion-des-fluides-de-production-une-necessaire-prise-en-compte>

[29] - Arrêté préfectoral du 27/02/06, N° 06/IC/62 autorisant la société TOTAL E&P France à poursuivre l'injection d'effluents dans la structure géologique dite "Crétacée 4000"- C4000

[30] - Richard J. Davies, Simon Mathias, Jennifer Moss, Steinar Hustoft et Leo Newport - "Hydraulic Fractures: How Far Can They Go?" – 2012 - Durham Energy Institute, Department of Earth Sciences, Durham University, Royaume-Uni - 2012 - 21 p.

[31] - Livre Blanc - "Committee on the Environment, Public Health and Food Safety" - Union Française des Industries Pétrolières (UFIP) - Avril 2012 - 20 p.

[32] - Thomas H. Darrah, Avner Vengosh, Robert B. Jackson, Nathaniel R. Warner, et Robert J. Poreda - "Noble gases identify the mechanisms of fugitive gas contamination in drinking-water wells overlying the Marcellus and Barnett Shales" - Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America (PNAS) - 2014 - 6 p.

[33] - M. ZOBACK, S.KITASEI, B.COPITHORNE (2010). Addressing the Environmental Risks from shale Gas Development. Worldwatch Institute. Natural gas and sustainable energy initiative. <http://www.worldwatch.org/files/pdf/Hydraulic%20Fracturing%20Paper.pdf>

[34] - Shale gas extraction in the UK : A review of hydraulic fracturing – The Royal society and Royal Academy of engineering.

http://www.raeng.org.uk/news/publications/list/reports/Shale_Gas.pdf

- [35] - Modern Shale Gas Development in the United States : A primer (2009). U.S. Department of energy. Office of Fossil Energy National energy Technology Laboratory. <http://energy.gov/fe/downloads/modern-shale-gas-development-united-states-primer>
- [36]: [36.1] BRGM – IFPEN – INERIS (2011) – Maîtrise des impacts et risques liés à l’exploitation des hydrocarbures de roche-mère : enjeux, verrous et pistes de recherche. http://www.developpementdurable.gouv.fr/IMG/pdf/Note_GHRM_Maitrise_des_risques_et_impacts.pdf
- [36.2] ANCRE (2012) – Programme de recherche sur l’exploitation des hydrocarbures de roches-mères. http://www.allianceenergie.fr/iso_album/ancre_rapport_ghrm_%5B2012-07-20%5D.pdf
- [36.3] OPESCT (2013) – Rapport final sur le gaz de schiste. http://www.senat.fr/fileadmin/Fichiers/Images/opesct/Rapport_final_gaz_schiste.pdf
- [37] - USEIA/ARI (2013) - EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment [http://www.advres.com/pdf/A_EIA_ARI_2013 World Shale Gas and Shale Oil Resource%20Assessment.pdf](http://www.advres.com/pdf/A_EIA_ARI_2013_World_Shale_Gas_and_Shale_Oil_Resource%20Assessment.pdf)
- [38] - Portail Algérien des Energies renouvelables <http://portail.cder.dz/spip.php?article3330>
- [39] - Loi_13-01_modifiant_loi_hydro_05-07-2013.pdf relative aux hydrocarbures publier au journal officiel.
- [40] - A_EIA_ARI_2013 World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment
- [41] - U.S. Energy Information Administration (EIA), juin2013: Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, Washington, DC 20585. www.eia.gov consulter December 2013
- [42] - Yahi, N., Schaefer, R.G., and Littke, R., 2001. “ Petroleum Generation and Accumulation in the Berkine Basin, Eastern Algeria”
- [43] - Acheche, M.H., M’Rabet, A, Ghariani, H. Ouahchi, A., and Montgomery, SL, 2001. “Ghadames Basin, southern Tunisia : Areappraisal of Triassic Reservoir and future Prospectivity.” American Association of Petroleum Geologist, Bulletin, vol 85, no.5, p 765-780
- [44] - Rahman, A., Kaced, M. and Arab, M. 2012. “The potential of Shale Gas Plays in Algeria.” Sonatrach Amont/International Gas Union Shale Gas Workshop, Oran, Algeria, February
- [45] - Rapport ANCRE (GP2) Programme de recherche sur l'exploitation des hydrocarbures de roches mères – Juillet 2012