

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche
Ecole Nationale Polytechnique
Département Génie Minier



Projet de Fin d'Etudes
Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Génie Minier

Filière : Génie Civil, Génie Minier et Hydraulique

Spécialité : Génie Minier

Présenté par :

Mansouri Mohamed Rafik & Haddad Yamanda

Intitulé

Etude comparative entre la fracturation hydraulique dans les réservoirs conventionnels et les réservoirs non-conventionnels

Proposé et encadré par :

Mme Souad Bentaalla-Kaced (Maitre assistante A-ENP).

Mr Réda Tarabet (NAG Manager des ressources non conventionnelles -Schlumberger).

Membres du jury :

Présidente du jury : Mme Karima Deramchi (Professeur-ENP).

Examineur : Mr Rezki Akal (Docteur-ENP).

Remerciements :

Il nous est particulièrement agréable, avant d'entrer dans le vif du sujet, d'exprimer toute notre gratitude envers les personnes qui ont contribué, de près ou de loin à réaliser ce travail.

Nous tenons à exprimer notre plus grande gratitude à nos promoteurs :

Mme Souad Bentalaa, enseignante à l'école nationale polytechnique (ENP) de nous avoir proposé ce sujet de fin d'études (PFE). Nous la remercions également pour la confiance qu'elle nous accordée, pour son aide précieuse à tous les niveaux, ainsi que pour les nombreuses opportunités qu'elle nous a offertes au cours de ces mois.

Mr Réda Tarabet, responsable des ressources non conventionnelles à Schlumberger de nous avoir patiemment et généreusement accompagnés tout au long de ce projet, mais aussi pour sa disponibilité, son savoir et son expérience qu'il a bien voulu nous transmettre. Nous le remercions également de nous avoir procuré les documents utiles à notre projet.

Nous remercions Mr Tayeb Khetib, field engineer à Schlumberger et notre montor qui durant notre stage pratique chez Schlumberger à Hassi Messaoud au niveau de la base MD2, nous a été d'une aide précieuse. Ses conseils, ses directives nous ont permis de mener à bien notre travail.

Nous remercions Mr Zouhir Mechden engineer incharge à Schlumberger, qui tout au long du stage a été présent et disponible, il nous a permis d'accomplir notre travail dans les meilleures conditions et il a examiné notre travail.

Sans oublier, notre gratitude à Mr Hamza Ferdjellah et Mr Achraf Djawida, field engineer à Schlumberger pour le temps qu'ils nous ont consacré pour répondre à toutes nos questions, pour avoir examiner et apporter les corrections nécessaires à notre travail.

Nous remercions vivement les membres du jury d'avoir accepter de juger notre travail.

Nos sincères remerciements à :

Mr Lotfi Aoul et Mr Zineddine Benkadem, coordinateurs des opérations à Schlumberger.

Mr Badreddine Gurziz, superviseur à Schlumberger.

Mr Oussama, Mr Messaoud, Mr Mabrouk et Mr Hadj Aissa, opérateurs à Schlumberger.

Mme Samia Zidi et Mr Hachmi responsables du laboratoire à Schlumberger.

Mr Aida Ben Aicha et Mr Adams ingénieurs chez Haliburton.

Dédicace :

Aujourd'hui, ici rassemblés auprès du jury, je prie dieu que cette soutenance sera signe de persévérance, de réussite et de fierté pour mes parents.

Je dédie ce projet de fin d'études à...

La mémoire de ma grand-mère maternelle Nadjia Bouaite enseignante de profession, qui m'a inculquée les bonnes valeurs et choyée durant toute sa vie. Mon bonheur aurait été comblé si elle était encore parmi nous. Que dieu te garde dans son vaste paradis.

Mes parents :

C'est aussi avec une immense joie que je dédie ce modeste travail à mes chers parents; ma mère Lynda Bouaite, mon père Saad-Eddine pour leur amour et le soutien qu'ils m'ont apporté tout au long de ma vie.

Mon frère Mehdi, son épouse Meryem et mon petit frère Mallik, qui n'ont cessé d'être pour moi des exemples de persévérance, de courage et de générosité.

Mon binôme Rafik Mansouri et toute sa famille.

Ma très chère tante Dalila Khellaf, mes très chers oncles Mokhtar, Sidou Bouaite et leurs épouses Nassima et Katia ainsi que mes cousins et cousines.

Tous les membres de ma famille, petits et grands, veuillez trouver dans ce modeste travail l'expression de mon affection.

Mes chères ami(e)s, Rafik Mansouri, Soumia Haddad, Mancef Zebireche, Yasmine Deeya Rabahi, Mhammed Hafez, Karim Kadem, Khirou Wafi, Farah Ibrahim, Fella Alioua, Nabil Ghouzali, Iman Malek, Chacha Malek, Imene Badreddine, Sarah Badreddine, Asma Chelha, Meriem Dib, Amina Abdellaoui, Halima Abdellaoui, Bessma Badreddine, Sabrina Belaidouni, Nazim Khider, Iness Afelfiz, Kawtar Lerari, Tayeb Khetib, Hamza Ferdjellah, Achraf Djawida, Wassila, Hidayette, Bouchra.

Toute ma promotion de l'école nationale polytechnique spécialité génie minier 2014/2015.

L'ensembles de mes enseignants de l'école nationale polytechnique (ENP) et l'école préparatoire sciences et technique d'Alger (EPSTA).

Yamanda Haddad

Dédicace :

Je dédie ce projet de fin d'études à...

Mes parents qui ont œuvrés pour ma réussite, merci pour les valeurs nobles, l'éducation et le soutien permanent. Je les remercie pour tous les sacrifices consentis et leurs précieux conseils, pour toute leur assistance et leur présence dans ma vie, recevez à travers ce travail aussi modeste soit-il, mon éternelle gratitude.

Amayas, mon petit frère.

Mon binôme Yamanda Haddad et toute sa famille.

Mon très chère oncle Abdelkrim et son épouse Dihia.

Mes très chères tantes Saliha, Karima, Fadila et Rosa.

Mes très chères cousines Amel Mansouri, Zahra Mansouri ainsi que toutes mes cousines.

Mes très chers cousins Mahdi Mansouri, Drissi Mansouri, Anis Telhaoui ainsi que tous mes cousins

Tous les membres de ma famille, petits et grands, veuillez trouver dans ce modeste travail l'expression de mon affection.

Mes chères ami(e)s, Haddad Yamanda, Mancef Zebireche, Karim Kadem, Nabil Ghouzali, Khirou wafi, Mhammed Hafez, Fella Alioua, Iman Malek, Chacha Malek, Shmissou, Hcinou Amrah, Asma Chelha, Nazim Khider, Tayeb Khtib, Hamza Ferjdellah, Oussama Zitouni, Hidayette, Bouchra.

Une personne qui m'est très chers Amar Ait Zai (Amar Ezzahi).

Toute ma promotion de l'école nationale polytechnique spécialité génie minier 2014/2015.

L'ensemble de mes enseignants de l'école nationale polytechnique (ENP).

Mansouri Mohamed Rafik

Table des matières :

Résumé.....	9
Introduction générale.....	11
Chapitre I : Généralité sur la fracturation hydraulique et son fonctionnement technique...	13
I.1 Historique.....	13
I.2 Définition de la fracturation hydraulique.....	15
I.3 Fonctionnement technique de la fracturation hydraulique.....	18
I.3.1 Description du processus.....	18
I.3.2 Diagramme de pression.....	21
I.3.3 Les différents types de pression.....	22
I.3.3-1 Pression d'injection P_{inj}	22
I.3.3-2 Pression hydrostatique P_h	22
I.3.3-3 Pression de friction des tubages $P_{pipe\ friction}$	22
I.3.3-4 Pression au fond du puits P_{iw}	22
I.3.3-5 Pression de friction dans les perforations ΔP_{pf}	22
I.3.3-6 Pression de tortuosité ΔP_{tort}	22
I.3.3-7 Friction autour du puits $\Delta P_{near\ wellbore}$	22
I.3.3-8 Pression de fermeture instantanée P_{isi}	22
I.3.3-9 Pression de fermeture P_c	22
I.3.3-10 Pression d'extension P_{ext}	22
I.3.3-11 Pression du fluide de fracturation P_f	23
I.3.3-12 Pression nette P_{net}	23
I.3.4 Orientation de la fracture.....	23
I.3.5 Equipement spécifique à la fracturation.....	24
I.3.6 Equipement de surface d'une fracturation hydraulique.....	25

I.3.6-1 Frac tanks.....	25
I.3.6-2 PCM "Precision Continuous Mixer"	26
I.3.6-3 Super POD.....	26
I.3.6-4 Missile.....	27
I.3.6-5 Pompes.....	28
I.3.6-6 TCV "Treatment control vehicul"	28
I.3.6-7 Sand Chief.....	29
I.3.7 Les fluides de fracturation.....	31
I.3.7-1 Fonction du fluide de fracturation.....	31
I.3.7-2 L'initiation de la fracture.....	31
I.3.7-3 L'infiltration des fluides de fracturation.....	31
I.3.7-4 Les pertes de charges.....	32
I.3.7-5 Les types de fluides de fracturation.....	32
I.3.7-5/1 Fluides à base d'eau.....	33
I.3.7-5/2 Fluides à base d'huile.....	34
I.3.7-5/3 Les émulsions.....	34
I.3.8 L'agent de soutènement proppant.....	35
I.3.8-1 Rôle des proppants.....	35
I.3.8-2 Types des proppants.....	35
I.3.8-2/1 Les sables naturels.....	35
I.3.8-2/2 Les proppants en céramique.....	36
I.3.8-3 Propriétés des proppants.....	37
I.3.8-3/1 Forme du proppant.....	37
I.3.8-3/2 Qualité du proppant.....	37
I.3.8-3/3 Force du proppant.....	37
I.3.8-3/4 Concentration du proppant.....	37

I.3.9 Les additifs.....	38
I.3.9-1 Les réducteurs de friction.....	39
I.3.9-2 Les surfactants ou agents tensio-actifs.....	39
I.3.9-3 Les solutions tampons.....	39
I.3.9-4 Breakers ou brisants.....	40
I.3.9-5 Les stabilisateurs ou agents contrôlant le gonflement.....	40
I.3.9-6 Les émulsifiants.....	40
I.3.9-7 Les inhibiteurs de corrosion.....	41
I.3.9-8 Bactéricides ou biocides.....	41
I.3.9-9 Cross-linker.....	41
I.3.9-10 Infiltration des additifs.....	42
I.4 Conclusion.....	42
Chapitre II : Fracturation hydraulique dans les réservoirs conventionnels.....	43
II.1 Partie théorique.....	43
II.1.1 Introduction.....	43
II.1.1-1 La roche mère.....	43
II.1.1-2 La roche réservoir.....	43
II.1.1-3 Les roches impliquées dans un système conventionnel.....	44
II.1.1-4 L'échelle des réservoirs conventionnels en fonction de la perméabilité.....	44
II.2 Partie pratique.....	46
II.2.1 Application de la fracturation hydraulique sur le puits (X).....	46
II.2.1-1 Historique du puits (X).....	46
II.2.1-2 Profil du puits (X).....	46
II.2.1-3 Informations sur le puits et le réservoir.....	47
II.2.1-3/1 Diagraphies.....	47
II.2.1-3/2 Propriétés générales du puits (X).....	48

II.2.1-3/3 Propriétés du réservoir.....	48
II.2.1-4 Le traitement de fracturation hydraulique pour le puits (X).....	48
II.2.1-5 Equipement requis pour la fracturation du puits (X).....	49
II.2.1-6 Composition du fluide de fracturation.....	50
II.2.1-6/1 Composition du gel linéaire.....	50
II.2.1-6/2 Composition du gel croisé (cross-linked gel).....	50
II.2.1-7 Les fluides utilisés dans la fracturation.....	51
II.2.1-7/1 Fluide linéaire à base d'eau (sans cross-linker).....	51
II.2.1-7/2 Fluides croisés (cross-linked).....	51
II.2.1-8 Les proppants utilisés dans la fracturation.....	52
II.2.1-9 Fracturation du puits (X).....	53
II.2.1-9/1 DataFrac.....	53
II.2.1-9/2 MainFrac.....	53
II.3 Conclusion.....	56
Chapitre III : Fracturation hydraulique dans les réservoirs non-conventionnels.....	57
III.1 Partie théorique.....	57
III.1.1 Introduction.....	57
III.1.1-1 Réservoirs non-conventionnels.....	57
III.1.1-1/1 Gaz de schiste.....	58
III.1.1-1/2 Le gaz compact (tight gas).....	58
III.1.1-1/3 Gaz de charbon ou Grisou (Coal Bed Methane).....	59
III.1.1-1/4 Hydrate de méthane.....	60
III.1.1-2 Notion de porosité et de perméabilité.....	60
III.2 Partie pratique.....	62
III.2.1 Application de la fracturation hydraulique sur le puits (Y).....	62
III.2.1-1Présentation du puits.....	62
III.2.1-2 Profile du puits.....	62
III.2.1-3 Volume des fluides utilisés.....	63

III.2.1-4 Equipements requis pour la fracturation du puits (Y).....	64
III.2.1-5 Schéma de la fracture.....	64
III.3 Conclusion.....	65
Chapitre IV : Comparaison entre la fracturation hydraulique dans les réservoirs conventionnel et la fracturation hydraulique dans les réservoirs non conventionnels.....	66
IV.1 Introduction.....	66
IV.2 comparaison.....	66
IV.2.1 Volume d'eau utilisé.....	68
IV.2.2 Additifs utilisés.....	68
IV.2.3 La hauteur des fractures.....	69
IV.2.4 Sismicité induite par la fracturation hydraulique.....	70
IV.2.5 Design ou conception.....	70
IV.3 Conclusion.....	74
Conclusion générale et recommandation.....	75
Références bibliographiques.....	76
Annexes.....	77

Liste des figures :

Figure 1 : Synthèse des différentes techniques de fracturation (P.Poprawa, 2010).....	17
Figure 2 : Diagramme de pressions (document Schlumberger, 2010).....	21
Figure 3 : Propagation de la fracture dans une direction perpendiculaire à la direction de la contrainte minimale (Economides, 2007).....	23
Figure 4 : Frac tanks (stage Schlumberger, 2015).....	25
Figure 5 : Bac de stockage de polymère, Réservoirs d'hydratation, réservoirs d'additifs (stage Schlumberger, 2015).....	26
Figure 6 : Super POD (stage Schlumberger, 2015).....	26
Figure 7 : Missile (stage Schlumberger, 2015).....	27
Figure 8 : Pompe triplex (stage Schlumberger, 2015).....	28
Figure 9 : TCV (stage Schlumberger, 2015).....	28
Figure 10 : Sand Chief (stage Schlumberger, 2015).....	29
Figure 11 : Schéma des équipements de surface de la fracturation hydraulique (stage Schlumberger, 2015).....	30
Figure 12 : Sables naturels (document Schlumberger, 2010).....	36
Figure 13 : Grains de Bauxite (document Schlumberger, 2010).....	37
Figure 14 : Proppant de force intermédiaire (document Schlumberger, 2010).....	37
Figure 15 : Cross-linker (stage Schlumberger, 2015).....	41
Figure 16 : Réservoirs conventionnels (U.S. Geological Survey Fact Sheet, 2010).....	44
Figure 17 : Echelle de perméabilité des réservoirs (Schlumberger, 2011).....	45
Figure 18 : Profile du puits (X) (Schlumberger, 2011).....	46
Figure 19 : Diagraphies du puits (X) (Schlumberger, 2011).....	47
Figure 20 : Equipement requis pour la fracturation du puits (X) (Schlumberger, 2011).....	49
Figure 21 : Les différentes tailles de proppant (Schlumberger, 2011).....	52

Figure 22 : Principaux résultat de la main frac (Schlumberger, 2011).....	55
Figure 23 : Réservoirs non-conventionnels (U.S. Geological Survey Fact Sheet, 2010).....	57
Figure 24 : Les sources de gaz aux USA (IEA, 2011).....	58
Figure 25 : Exploitation du CBM "Grisou" (IEA, 2011).....	59
Figure 26 : Hydrate de méthane : La glace qui brule (Schlumberger, 2011).....	60
Figure 27 : Perméabilité et porosité : conventionnel vs non-conventionnel (Schlumberger, 2011).....	61
Figure 28 : Frontière entre les réservoirs conventionnels et non-conventionnels (Schlumberger, 2011).....	61
Figure 29 : Profile du puits (Y) (Schlumberger, 2011).....	62
Figure 30 : Equipements requis (Schlumberger, 2011).....	64
Figure 31 : Schéma de la fracture (Schlumberger, 2011).....	65
Figure 32 : Puits conventionnes (DTE energy, 2010).....	66
Figure 33 : Puits non-conventionnes (DTE energy, 2010).....	66
Figure 34 : Perméabilité des réservoirs conventionnels et non-conventionnels (document Schlumberger, 2010).....	67
Figure 35 : volume d'eau utilisé pour l'exploitation des hydrocarbures (Schlumberger, 2010).....	68
Figure 36 : Détermination de la hauteur des fractures par la micro-sismique (Schlumberger, 2011).....	69
Figure 37 : stimulation avec un design conventionnel (Schlumberger, 2015).....	70
Figure 38 : stimulation avec un design non-conventionnel (Schlumberger, 2015).....	71
Figure 39 : stimulation avec un gel linéaire « slick water » (Schlumberger, 2015).....	72
Figure 40 : stimulation avec un design non-conventionnel (Schlumberger, 2015).....	73

Liste des tableaux :

Tableau 1 : propriétés générales du puits (X) (Schlumberger, 2011).....	48
Tableau 2 : Propriétés générales de la formation (Schlumberger, 2011).....	48
Tableau 3 : Composition du fluide WF130 (Schlumberger, 2011).....	50
Tableau 4 : Composition du fluide YF130HTD (Schlumberger, 2011).....	50
Tableau 5 : Composition de la solution croisée (Schlumberger, 2011).....	51
Tableau 6 : Calendrier du pompage (Schlumberger, 2011).....	54
Tableau 7 : volumes totaux de la main frac (Schlumberger, 2011).....	54
Tableau 8 : Principaux résultat de la main frac (Schlumberger, 2011).....	55
Tableau 9 : Additifs utilisés dans le fluide de fracturation hydraulique (Schlumberger, 2011).....	63

Résumé :

L'étude de l'optimisation des réservoirs d'hydrocarbures a pour objectif l'exploitation des réserves d'hydrocarbures afin d'améliorer les rendements économiques d'une compagnie pétrolière. Et avec l'intérêt de l'état à développer les réservoirs de faibles caractéristiques pétro physiques, la fracturation hydraulique se trouve être l'une des meilleures méthodes de complétion qui permet une production avec des débits économiques.

En outre, l'opération de fracturation des puits X et Y dans le sud algérien présente une confirmation de la possibilité d'améliorer la productivité grâce à la fracturation hydraulique.

Le présent projet porte donc sur l'étude comparative entre la fracturation hydraulique dans les réservoirs conventionnels (puits X) et la fracturation hydraulique dans les réservoirs non-conventionnels (puits Y), puis la modélisation numérique des fractures obtenues dans chaque réservoirs. L'opération exécutée sur les puits X et Y est évaluée ensuite par le logiciel de fracturation de Schlumberger "FracCADE".

Cette étude met donc en œuvre la méthodologie de la fracturation, les propriétés des roches dont elle dépend, l'orientation des fractures selon les contraintes in-situ, le fonctionnement du logiciel de simulation ainsi que l'évolution de la perméabilité après la fracturation.

Il ressort de cette étude que cette opération est très délicate, elle n'est pas toujours garantie et peut parfois réserver des résultats inattendus.

Mots clé : fracturation hydraulique, réservoirs conventionnels, réservoirs non-conventionnels.

Abstract :

The study of the optimization of hydrocarbon reservoirs aims exploitation of hydrocarbon reserves in order to improve the economic returns of an oil company. And with the interest of the state to develop low petro physical characteristics tanks, hydraulic fracturing happens to be one of the best methods of completion which allows production with economic rates.

In addition, the fracturing operation wells X and Y in southern Algeria present a confirmation of the ability to improve productivity through hydraulic fracturing.

This project therefore focuses on the comparative study of hydraulic fracturing in conventional reservoirs (wells X) and hydraulic fracturing in unconventional reservoirs (wells Y), then the numerical modeling of fractures obtained in each tank. The fracturing software Schlumberger "FracCADE" then evaluates the operation performed in the wells X and Y.

This study implements the methodology of fracturing rock properties, which it depends, the orientation of the fractures according to the in-situ stress, the functioning of simulation software and changes in permeability after fracturing.

It appears from this study that this operation is very delicate; it is not always guaranteed and can sometimes reserve unexpected results.

Keywords : hydraulic fracturing, conventional reservoirs, unconventional reservoirs.

ملخص :

تهدف دراسة تعظيم الاستفادة من مكامن النفط والغاز الى استغلال احتياطيات النفط والغاز من أجل تحسين المردود الاقتصادي لشركة النفط ، وايضا مصلحة الدولة لتطوير المكامن ذو الخصائص البيتروفيزيكية المنخفضة ، التكسير الهيدروليكي يعتبر من أفضل أساليب الإنتاج التي تسمح تدفق اقتصادي اكبر.

والدراسة تتضح في جنوب الجزائر اين تاكدت امكانية تحسين الانتاج بفضل التكسير الهيدروليكي ، في الآبار

X و Y.

لذا يركز هذا المشروع على دراسة مقارنة بين التكسير الهيدروليكي في الخزانات التقليدية والتكسير الهيدروليكي في الخزانات الغير تقليدية ، ثم النمذجة العددية للكسور التي تم الحصول عليها في كل منهما.

بعد ذلك تم تقييمها من قبل العملية التي أجريت في الآبار X و Y عن طريق برنامج +التكسير شلميرجير" فراك كاد".

هذه الدراسة تطبق منهجية التكسير ، خصائص الصخور التي تعتمد عليها ، توجه الكسور وفق القيود الداخلية ، عمل برنامج التحفيز وتغيرات النفاذية بعد عملية التكسير.

يتبين من هذه الدراسة أن هذه العملية حساسة جدا، أنها ليست مضمونة دائما ، ويمكن أن تؤدي في بعض الأحيان الى نتائج غير متوقعة.

الكلمات المفتاحية : التكسير الهيدروليكي ، الخزانات التقليدية ، الخزانات غير تقليدية.

Introduction générale :

Les hydrocarbures se forment dans des roches mères sous l'effet de la température et de la pression et migrent ensuite vers la surface pour être bloqués dans des roches réservoirs par des couches imperméables formant une couverture, et s'accumulent alors dans des pièges. L'exploration consiste donc à découvrir ces pièges, extérieurs à la roche mère.

Parfois, la roche réservoir peut avoir une très faible perméabilité et peut rendre impossible l'extraction commerciale des hydrocarbures qu'elle contient.

Des foreurs américains ont alors fait des essais pour rendre techniquement possible la production des hydrocarbures non seulement contenus dans des réservoirs peu perméables mais aussi dans des roches mères.

Parmi les nouvelles techniques qui permettent désormais une meilleure production d'hydrocarbures on cite la fracturation hydraulique.

En effet, c'est un processus, qui au niveau d'un puits, permet, par augmentation de la pression hydraulique, de fracturer mécaniquement une formation à faible porosité et perméabilité.

De plus en plus utilisée, cette technique de haute énergie, permet d'améliorer la porosité et la perméabilité d'un réservoir de mauvaise qualité pétro-physique.

Il s'agit en fait de récupérer du pétrole ou du gaz dans des substrats trop denses, où un puits classique ne produirait rien ou presque.

La procédure implique le pompage à haute pression d'eau, de sable et d'additifs dans la formation à fracturer.

Ce mélange appelé fluide de fracturation est composé à plus de 99 % d'eau et de sable et d'une faible concentration d'additifs. Les additifs servent principalement à réduire la tension superficielle de l'eau et à transporter le sable.

Une fois que les fractures ont été créées, le sable aide à les soutenir ou à les garder ouvertes afin que les hydrocarbures puissent y passer pour se rendre au puits.

Le fluide de fracturation comprend un pourcentage faible d'additifs chimiques. Les produits retenus aujourd'hui sont souvent utilisés dans le traitement des eaux, dans l'industrie agroalimentaire ou encore en cosmétologie.

Schlumberger a appliqué cette technique sur un puits X qui est un réservoir conventionnel et un autre puits Y qui est un réservoir non conventionnel.

Ces derniers, sont situés au sud Algérien à Hassi Messaoud wilaya de Ouargla.

Dans ce cadre s'inscrit notre projet de fin d'études, dont l'objectif essentiel est l'étude comparative entre la fracturation hydraulique dans les réservoirs conventionnels (puits X) et la fracturation hydraulique dans les réservoirs non conventionnels (puits Y). Afin de voir si la fracturation hydraulique dans les réservoirs non-conventionnelles et si différente de celle des réservoirs conventionnels, tout en sachant que cette dernière est appliquée dans les réservoirs conventionnels depuis les années soixante du siècle dernier.

Le présent rapport est subdivisé en quatre chapitres :

Le premier chapitre : généralité sur la fracturation hydraulique et son fonctionnement technique.

le second chapitre : se divise en deux partie :

Partie théorique : La fracturation hydraulique dans les réservoirs conventionnels.

Partie pratique : La fracturation hydraulique dans les réservoirs conventionnels (cas réel étudié chez Schlumberger : puits X).

le troisième chapitre : se divise en deux partie :

Partie théorique : La fracturation hydraulique dans les réservoirs non conventionnels.

Partie pratique : La fracturation hydraulique dans les réservoirs non conventionnels (cas réel étudié chez Schlumberger : puits Y).

Le quatrième et dernier chapitre : l'étude comparative entre la fracturation hydraulique dans les réservoirs conventionnels (puits X) et la fracturation hydraulique dans les réservoirs non conventionnels (puits Y).

Chapitre I : Généralité sur la fracturation hydraulique et son fonctionnement technique

I.1 Historique :

La première utilisation industrielle de la fracturation hydraulique a plus d'un siècle. Elle est décrite dans un bulletin du U.S. Geological Survey de 1903, selon TL Watson. Avant cette date, la fracturation hydraulique avait déjà été utilisée (et l'est toujours) dans les carrières du Mont Airy (près du Mont Airy, en Caroline du Nord) pour faire éclater le granit et en séparer plus facilement qu'avec des explosifs des blocs du socle rocheux. (Kenneth G and Nolte, 1989)

Le premier essai de fracturation hydraulique profonde (sans forage horizontal), visait à stimuler un puits de pétrole et de gaz naturel. Il aurait été testé pour la première fois aux États-Unis, en 1947, par la compagnie Haliburton. Son développement commercial a rapidement suivi, dès 1949. En raison de son efficacité, cette technique a rapidement été adoptée par d'autres compagnies, pour être aujourd'hui utilisée dans le monde entier, dans des dizaines de milliers de forages pétroliers et gaziers chaque année.

De nombreux géologues qui ont travaillé pour les pétroliers à la période dite "de l'or noir" connaissaient déjà des exemples naturels de fracturation par pression ou dépression interne, dans le socle rocheux :

Dans une faille naturelle, l'introduction d'une solution hydrothermale sous une pression dépassant celle de l'eau interstitielle (ici contenue dans les pores de la roche) provoque une fracturation.

De tels phénomènes peuvent être d'origine volcanique, eustatique, tectonique, ou résulter de mouvements et de rééquilibrages géologiques. Ce sont des phénomènes de fracturations naturelles « hydrauliques » (au sens général et mécanique du mot hydraulique, ou la pression hydraulique peut ne pas provenir d'eau, mais aussi de boue, de lave ou de roche magmatique).

Les plus spectaculaires sont les « dykes » (un « dyke » est une lame de roche magmatique qui s'est infiltrée dans une fissure ouverte par des mouvements du substrat. Ces lames rocheuses, tantôt fines, tantôt épaisses de plusieurs mètres, peuvent recouper (éventuellement à angle droit) d'autres couches géologiques rocheuses, ce qui les différencie des « sils » où la roche magmatique n'a fait que s'insinuer entre deux lits rocheux préexistants.

Dans ces deux derniers cas, ce n'est pas de l'eau, mais de la roche magmatique, liquide parce qu'en fusion, qui a fragmenté ou simplement rempli le réseau fracturé. Une fois la roche refroidie, l'intégrité physique du socle rocheux est en quelque sorte rétablie, voire renforcée.

Au contraire, la fracturation hydraulique, telle que pratiquée industriellement aujourd'hui, vise à briser l'intégrité du substrat rocheux, de manière durable par insertion de sable ou matériaux spéciaux visant à empêcher le réseau de fractures de se refermer. À très petite échelle, très localement, et en surface, certains systèmes de geysers (Un geyser est un type particulier de source d'eau chaude qui jaillit par intermittence en projetant à haute température et à haute pression de l'eau et de la vapeur) pourraient induire des phénomènes de micro fracturation hydraulique, mais sans comparaison avec les fracturations produites à grande profondeur au moyen des pompes hydrauliques modernes. (Green C, 2012)

L'homme connaît depuis longtemps la fracturation, par le gel, de certains calcaires gélifs (phénomène utilisé par les agriculteurs depuis des siècles pour la production d'amendements calcaires en zone froide ou tempérée, mais redouté par les bâtisseurs qui n'utilisaient ces calcaires qu'enfouis dans les fondations (hors-gel), ou protégés du froid au cœur des appareillages de murailles de fortification). Les hommes préhistoriques, pour produire des menhirs savaient déjà utiliser des encoches taillées dans le granit, dans lesquelles on enfonçait un morceau de bois sec, ensuite arrosé pour qu'il se gonfle au point de fendre des granits. L'idée d'utiliser la pression pour fendre ou fragmenter des roches est donc ancienne, mais son usage à grande profondeur nécessitait de puissantes pompes hydrauliques (montées sur camions) et des moyens pour bien rendre étanches les têtes de puits, moyens qui n'existaient pas autrefois.

On a rapidement eu l'idée d'injecter du sable dans les fractures et microfissures produites par le fluide de fracturation.(Martin T, 2007)

Dans les années 1970, de nouveaux agents de soutènement (proppants), hautement résistants, en céramique (frittée), sont apparus sur le marché. (Daniel Arthur J and David B, 2009)

Testés en laboratoire dans des systèmes de fracturation de 2 750 m à 5 800 m de profondeur, ils sont réputés de mieux maintenir les fractures ouvertes en résistant mieux à la compression et aux hautes pressions (plus de 76 MPa), tout en résistant aux acides introduits dans les fluides de fracturation ou présents dans le gisement.

En laboratoire, ils résistent à des pressions très élevées et ne perdent aucune de leurs qualités à des températures de 150 °C. Ils sont microporeux, de diamètres et couleurs variés.

Leur densité peut être la même que celle des sables qui étaient utilisés antérieurement. Au-delà de certaines pressions, c'est le matériau rocheux qui s'écrase autour des proppants.

Pour que ces forages soient rentables, il fallait encore inventer et maîtriser le forage horizontal, qui remplace souvent avantageusement plusieurs puits verticaux, et qui - à partir d'un seul puits vertical - peut drainer plusieurs couches d'un réservoir "multicouches" (on parle alors de « puits multilatéraux », dont les versions les plus modernes et complexes sont en arêtes de poisson).

Le premier forage horizontal volontaire et réussi serait celui d'un puits creusé par Elf-Aquitaine, Lacq-90, dans le sud de la France, effectué en juin 1980, suivi par Lacq-91, Casteralou (France), Rospomare-6d (Italie) et Pelican Lake (Canada).

Dix ans plus tard, des centaines de puits horizontaux étaient forés chaque année, et ensuite des centaines le seront chaque année, puis des milliers dans les années 2007-2010, grâce aux progrès de la chimie et de la physique des boues de forage et fluides de fracturation, et grâce aux progrès de la prospection souterraine et offshore, des moteurs de fonds, combinés à des appareils de géo positionnement souterrain en continu (« Measurement While Drilling » ou MWD, à « mud pulses » par exemple) permettant de forer des puits à courbure à faible rayon.

Dans le même temps, avec les progrès des ordinateurs et logiciels informatiques, la modélisation a également progressé. Toutes ces conditions étaient nécessaires pour pouvoir rendre la fracturation « utile » et « rentable » (dans les conditions économiques, techniques et juridiques du moment) pour exploiter des ressources fossiles de plus en plus éloignées et fortement piégées dans la roche. (Laura A, Opuku D and Peggy W, 2011)

En ce qui concerne les proppants, il faut souligner l'évolution de la technologie, consistant à utiliser depuis les années 1980 des billes en céramique électro fondue à base de silice et de zircone.

I.2 Définition de la fracturation hydraulique :

La « fracturation hydraulique » est la dislocation ciblée de formations géologiques peu perméables par le moyen de l'injection sous très haute pression d'un fluide destiné à fissurer et micro-fissurer la roche. Cette fracturation peut être pratiquée à proximité de la surface, ou à grande profondeur (à plus de 1 km, voire à plus de 4 km dans le cas du gaz de schiste), et à partir de puits verticaux, inclinés ou horizontaux.

Cette technique relativement ancienne (1947), inventée pour les gisements d'hydrocarbures conventionnels, a vu son intérêt renouvelé par son association au forage horizontal (développé, lui, à partir de 1980).

C'est la maîtrise graduelle de la rentabilité économique de cette association pour les gisements non-conventionnels, qui a guidé le développement récent de l'exploitation de ces derniers : elle a rendu accessibles des ressources autrefois soit inaccessibles, soit qui n'auraient été exploitables qu'à des coûts exorbitants et avec lenteur. (Dums R and Wind J, 2012)

Elle est effectuée en fracturant la roche par une « contrainte » mécanique à l'aide d'un fluide injecté sous haute pression à partir d'un forage de surface, pour en augmenter la macroporosité et moindrement la microporosité. Le fluide peut être de l'eau, une boue ou un fluide technique dont la viscosité a été ajustée.

Quand la pression du fluide, injecté à la profondeur voulue, dépasse celle créée au point d'application par le poids des roches situées au-dessus, une ou des fractures s'initient -plus exactement quand la pression dépasse celle de l'eau interstitielle de la roche-.

Les fractures s'élargissant avec l'injection continue du fluide, elles peuvent alors se propager, éventuellement sur plusieurs centaines de mètres tant que l'apport de fluide est maintenu; la direction que peuvent prendre les fractures est, bien sûr, l'objet d'études préalables, mais est loin d'être entièrement contrôlable.

Pour empêcher que le réseau de fractures ne se referme sur lui-même au moment de la chute de pression, le fluide est enrichi (environ 10 %) en agents de soutènement: des poudres de matériaux durs, principalement grains de sable tamisé, ou microbilles de céramique. Ceux-ci vont remplir les fractures et, une fois en place et recompressés par le poids des roches, constitueront un milieu suffisamment poreux pour permettre la circulation ultérieure des produits à extraire.

Le fluide injecté contient également un mélange complexe de produits issus de l'industrie chimique (0,5 % typiquement au total), puisés dans une liste de plus de 750 références commerciales. Il s'agit notamment d'additifs adaptés à la fracturation des roches en place, et souvent des biocides. Ces derniers sont destinés à empêcher le développement d'éventuelles bactéries qui compliqueraient le processus d'extraction. (Ces bactéries se nourrissent de composés chimiques présents dans le sous-sol, hydrogène sulfuré notamment, fer dissous...).

Typiquement, une opération individuelle de fracturation est réalisée en quelques heures - exceptionnellement plusieurs jours-, et de très nombreuses fracturations sont échelonnées le long d'un même forage horizontal unique. (Oligney R and Valko P, 2002)

Finally, during the extraction phase, these regularly spaced artificial fracture zones will allow draining volumes of rocks relatively far from the well axis. But more importantly: the extractable zones remain confined to the proximity of the fractures thus created, the impermeability of the rock taking over rapidly beyond. As a result, the productivity of a fractured well drops quite rapidly over time: a quarter of the volumes recovered are from the first year, the productivity decreasing to 10% after five years.

The main use of these techniques is the « stimulation » of the rate and extent of gas or oil drainage by a well, in « reservoir » rocks weakly permeable (ex: shales) which, without this technique, would produce almost nothing.

When hydrocarbons are trapped within the rock matrix itself, fracking facilitates access to a larger part of the deposit.

Associated with other techniques calling for a cocktail of chemical products added to the fracking fluid, it also facilitates desorption and then the recovery of gas or oil that have been trapped for millions of years in the rock matrix itself (shales, bituminous shales with a laminated and naturally impermeable character).

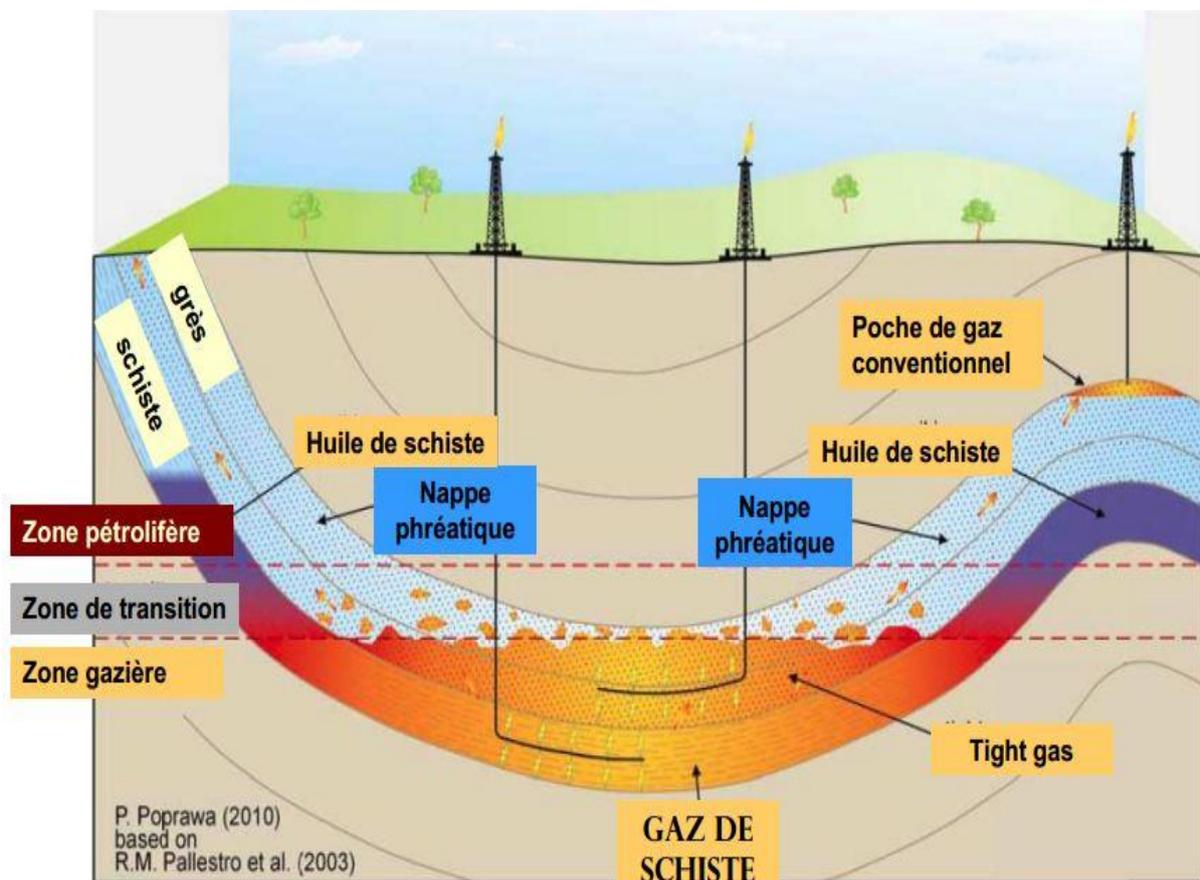


Figure 1 : Synthèse des différentes techniques de fracturation (P.Poprawa, 2010)

I.3 Fonctionnement technique de la fracturation hydraulique :

L'opération de fracturation hydraulique suit plusieurs étapes fondamentales, elle doit être effectuée dans les règles de l'art pour garantir un résultat satisfaisant. Cette partie présente donc une description détaillée des différentes étapes de la fracturation pour une opération réussie.

I.3.1 Description du processus :

Si la vitesse de pompage du fluide est supérieure à la vitesse de son infiltration dans la formation, on remarque une hausse de la pression et à un certain point quelque chose se casse, parce que la roche est généralement plus faible que l'acier, donc ce qui casse c'est d'habitude la formation.

La roche se fracture par suite de l'action de la pression hydraulique, une fracture "hydraulique" est donc créée. Parce que la plupart des forages sont verticaux et le stress le plus petit est le stress horizontal minimal, le breakdown initial aboutit à un craquage de la formation sous forme d'une séparation verticale, plane dans la terre. Le breakdown et la croissance de la fracture exposent la nouvelle zone de la formation au liquide injecté et ainsi le débit s'infiltrant dans la formation commence à augmenter. Cependant, si le débit de pompage est maintenu à un rythme plus haut que le rythme de perte liquide (leakoff), la fracture nouvellement créée doit continuer à se propager et grandir. Cette croissance continue à ouvrir plus dans la formation.

Bien que la fracture grandit énormément durant le pompage, lors de l'arrêt du pompage et l'infiltration de tout le fluide injecté dans la formation, la fracture fermera et la nouvelle zone de la formation ne sera plus disponible pour la production.

Pour empêcher ceci, des mesures doivent être prises pour maintenir le chemin conducteur de la fracture. Ceci implique normalement l'addition d'un agent de soutènement au fluide hydraulique pour être transporté dans la fracture. Lors de l'arrêt de pompage, le proppant reste en place pour garder la fracture ouverte et maintenir un chemin conducteur pendant la production. Après le breakdown (craquage de la formation), la propagation de la fracture et l'écoulement du fluide à l'intérieur de la fracture deviennent importants. En effet, plusieurs opérations sont exécutées avant la fracturation proprement dite. On commence par le test d'injection breakdown, puis un Step-Rate up test et un Step-Rate down test, enfin il y a le Minifrac. Le test d'injection breakdown consiste à injecter dans la formation un fluide dépourvu de tout additif (l'eau par exemple) pour provoquer le craquage et tester l'efficacité des perforations.

Ce test permet aussi de fournir les informations nécessaires sur la pression d'initiation de la fracture et la pression de fermeture. Après avoir collecté ces informations nécessaires, on a recours à un pompage par palier du fluide de fracturation. Il s'agit en fait de suivre l'évolution de la pression en fonction des débits injectés, le pompage étant effectué par paliers croissants. Ceci est appelé Step-Rate up test, il est réalisé pour mesurer le coefficient leakoff du fluide dans la fracture. Just après, on effectue un Step-Rate down test qui consiste en un pompage par paliers décroissants pour avoir une idée sur l'état des perforations et la tortuosité que le fluide rencontre lors de la propagation de la fracture.

Le Minifrac est une opération miniature de la fracturation hydraulique proprement dite (Mainfrac).

Il comporte en effet les mêmes étapes du Mainfrac sans proppant.

- La première étape du Minifrac consiste en l'injection d'un fluide seul; ceci est nommé le Prepad.

Le but du Prepad est de craquer la fracture.

- Après le Prepad vient la phase Pad qui consiste à ajouter des additifs au fluide de fracturation pour modifier les caractéristiques du fluide et permettre ainsi la propagation de la fracture. Un autre but du pad est de procurer une quantité de fluide nécessaire qui peut à la fois propager la fracture et s'infiltrer dans la formation.

- Enfin, vient le flush. C'est la chasse d'eau qu'on pompe pour évacuer le fluide du Pad dans la colonne de tubage et le repousser tout entier dans la fracture. Tous ces essais permettent une meilleure exécution de la fracturation hydraulique encore appelée Mainfrac.

Le Mainfrac lui-même comporte les étapes du Minifrac plus l'injection de proppant : Après le pad, le proppant est pompé dans le puits puis transporté dans la fracture. L'injection de proppant ne se fait pas d'un seul coup, mais à des concentrations différentes. Le proppant le plus commun est le sable ordinaire qui a été tamisé à une taille particulière. D'autres proppants spécialisés incluent la bauxite, qui a une haute résistance à l'écrasement ainsi que le proppant céramique, qui est un proppant de force intermédiaire. Parce que la perte de fluide dans la formation se produit toujours, même aux alentours du puits, une première quantité de proppant est ajoutée au liquide à des concentrations basses. Le mélange fluide et proppant entre dans la fracture en direction du bout.

À ce point, deux phénomènes commencent.

D'abord, à cause de la très grande perte de fluide au bout de la fracture, l'écoulement du mélange à travers la fracture est plus rapide que la propagation du bout de la fracture elle-même, et le fluide chargé de proppant dépasse finalement le bout de la fracture. Ensuite, le mélange perd de sa partie liquide (mais pas le proppant) au profit de la formation. Ainsi, la concentration en proppant augmente avec la déshydratation du mélange fluide et proppant.

L'étape pad devrait être complètement perdue dans la formation et la première quantité de proppant pompée devrait être juste au bout de la fracture.

Les volumes de mélange ajoutés plus tard durant le traitement sont pompés à une concentration plus haute et sont ainsi exposés à moins de perte de fluide et donc moins de déshydratation. Idéalement, la première étape de proppant pompé atteint le bout de la fracture juste après que le dernier bloc de fluide du pad est absorbé par la formation. Après, la concentration du mélange pompé est fermement augmentée pour atteindre la forme finale de la fracture. À la fin du traitement, la fracture entière est remplie par le mélange désigné pour la fracturation. La description précédente pourrait correspondre à une conception "normale", où la fracture est entièrement remplie d'une quantité uniforme et présélectionnée de proppant à la fin du traitement. Si le pompage continu, il y aura une petite extension supplémentaire de la fracture parce que le pad est totalement épuisé. Cela va forcer la fracture à grandir plus et les forces de pression à augmenter. Dans quelques cas, le proppant additionnel pompé peut être désirable vu qu'il est totalement conseillé d'utiliser cette procédure. Elle est nommée Tip-screenout (TSO) : c'est-à-dire que le proppant couvre toute la surface de la fracture depuis son bout jusqu'à la zone proche du puits. À la fin du traitement, le flush final est pompé. Le flush est considéré comme une chasse, il s'agit en fait de pomper une quantité supplémentaire de liquide destiné à balayer tout le puits pour évacuer le reste de proppant coincé dans les colonnes et dans les perforations du forage et pour que la quantité de proppant pompée à la fin finisse dans la fracture. Parfois le liquide pompé est de l'eau plate sans additifs. Le puits est alors fermé pendant quelque temps pour permettre au liquide de s'infiltrer dans la formation de manière à atteindre la fermeture de la fracture sur le paquet de proppant. La fermeture de la fracture permet aussi à la température de réduire la viscosité du fluide de fracturation. Idéalement, ce processus laisse une fracture remplie de proppant avec une longueur productive, une hauteur et une largeur (qui détermine la conductivité de la fracture). (Schlumberger and Sonatrach, 2007)

I.3.2 Diagramme de pressions :

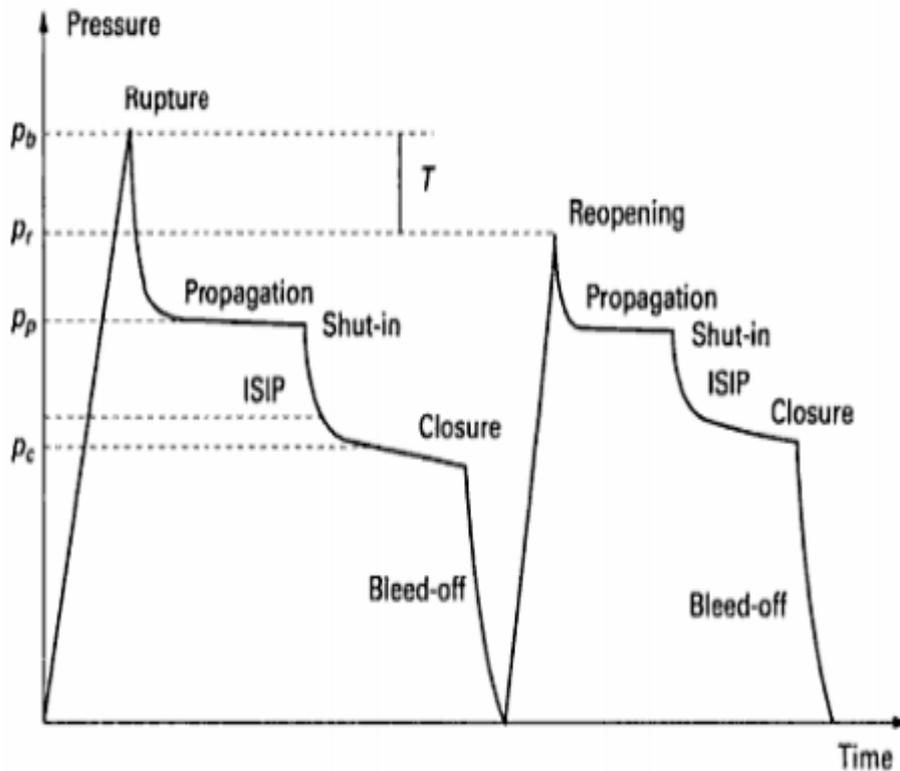


Figure 2 : Diagramme de pressions (document Schlumberger, 2010)

Ce diagramme montre l'évolution de la pression en fonction du temps : Au début, le fluide est pompé dans le puits ; lors de cette opération, la pression augmente de façon linéaire jusqu'à ce que la pression hydraulique du fluide initie une fracture dans le réservoir. Le déclenchement de la fracturation qui débute. La pression continue à augmenter jusqu'à un point de rupture de la roche, c'est la pression de craquage à partir de laquelle la pression commence à chuter. Ainsi, la fracture commence à se propager dans le réservoir avec une pression d'extension de la fracture P_{ext} qui est la pression nécessaire à l'intérieur de la fracture, afin de la faire grandir, on assiste alors à la propagation de la fracture, celle-ci atteint son maximum de longueur. Après cela, le proppant est transporté avec le fluide visqueux profondément dans la fracture. Enfin, le fluide est autorisé à refluer hors du puits, et on atteint la pression de fermeture de la fracture (FCP : fracture closure pressure). La formation se ferme alors sur le proppant sous l'effet de la pression P_c (la pression exercée par la formation sur le proppant ; la pression minimale nécessaire à l'intérieur de la fracture pour la maintenir ouverte).

I.3.3 Les différents types de pressions :

Dans la fracturation hydraulique, il est commun de se référer à un grand nombre de pressions différentes rencontrées pendant l'opération. Chacune a son propre nom :

I.3.3-1 Pression d'injection P_{inj} : C'est la pression du fluide injecté mesurée en tête de puits, c'est en quelques sortes la pression de surface.

I.3.3-2 Pression hydrostatique P_h : C'est la pression exercée par le fluide de fracturation et qui varie en fonction de la profondeur du puits et la densité du fluide.

I.3.3-3 Pression de friction des tubages $P_{pipe\ friction}$: C'est la chute de pression en raison des effets de friction dans le puits lorsque les fluides sont injectés.

I.3.3-4 Pression au fond du puits P_{iw} : C'est la pression de la descente vers le fond du puits, elle est calculée de la manière suivante : $P_{iw} = P_{inj} + P_h - P_{pipe\ friction}$.

I.3.3-5 Pression de friction dans les perforations ΔP_{pf} : C'est la pression perdue lorsque le fluide de fracturation passe par la zone d'écoulement limitée par les perforations.

I.3.3-6 Pression de tortuosité ΔP_{tort} : Ceci est la pression perdue par le fluide de fracturation lorsqu'il passe par la région d'écoulement située entre les perforations et les fractures.

I.3.3-7 Friction autours du puits $\Delta P_{near\ wellbore}$: C'est la chute de pression totale en raison des effets qui ont eu lieu aux alentours du forage. Elle est égale à la somme de la pression de friction dans les perforations plus la pression de tortuosité.

I.3.3-8 Pression de fermeture instantanée P_{isi} : (ISIP : instantaneous shut-in pressure), c'est la pression de fond immédiatement après que les pompes ont été arrêtées, pour que les effets de chute de pression des fluides due à la friction deviennent nuls.

I.3.3-9 Pression de fermeture P_c : (closure pressure), c'est la pression exercée par la formation sur le proppant. C'est aussi la pression minimale exigée à l'intérieur de la fracture pour la maintenir ouverte.

I.3.3-10 Pression d'extension P_{ext} : C'est la pression exigée à l'intérieur de la fracture pour la faire grandir. La pression d'extension n'est pas une constante et variera avec la géométrie de fracture.

I.3.3-11 Pression du fluide de fracturation P_f : C'est la pression du fluide de fracturation à l'intérieur du corps principal de la fracture, après avoir passé par les perforations et les tortuosités. La pression du fluide de fracturation ne peut pas être constante tout au long de la fracture entière en raison des effets de friction.

I.3.3-12 Pression nette P_{net} : La pression P_c étant la pression minimale qui permet de maintenir les fractures ouvertes, la pression nette P_{net} supérieure à P_c , permettra la propagation de ces fractures à l'intérieur du réservoir, C'est en fait cette pression nette qui va stimuler la propagation des fractures.

Trois cas peuvent se présenter :

- $P_{net} \leq 0$: la fracture est fermée, aucune propagation n'est possible.
- $0 < P_{net} \leq P_{ext}$: la fracture est ouverte, aucune propagation n'est possible.
- $P_{net} > P_{ext}$: la fracture est ouverte et la pression produit suffisamment de contraintes pour propager la fracture.

I.3.4 Orientation de la fracture :

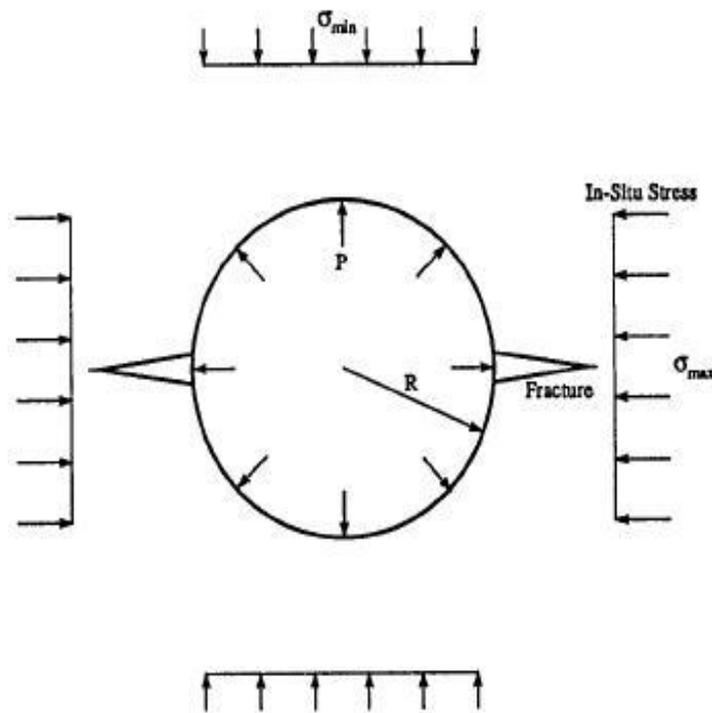


Figure 3 : Propagation de la fracture dans une direction perpendiculaire à la direction de la contrainte minimale (Economides, 2007)

Les fractures suivront toujours le chemin de moindre effort. Dans un régime de contraintes tridimensionnel, une fracture se propagera en évitant la plus grande contrainte et provoquera une largeur dans une direction qui exige la moindre partie de force. Cela signifie qu'une fracture se propagera parallèlement à la contrainte principale la plus grande et perpendiculairement au plan de la moindre contrainte principal. La propagation perpendiculaire au moindre stress principal (d'habitude $\sigma_{h \min}$) signifie que la fracture se propagera presque toujours suivant un plan vertical. Cependant, il y a quelques exceptions.

I.3.5 Equipement spécifique à la fracturation :

Depuis le début des années 1990, l'industrie de fracturation a bien évolué dans le contrôle informatisé, la mesure et les systèmes d'affichage. Les équipements utilisés dans les opérations de fracturation ont atteint des objectifs significatifs opérationnels et de sécurité. Les pompes de fracturation ne sont plus contrôlées par des opérateurs individuels devant rester tout le temps aux alentours des pompes, au lieu de cela, un seul panneau est situé à l'intérieur de la cabine de contrôle ou du véhicule, permettant aux pompes d'être dirigées par un seul opérateur, sous la surveillance directe du superviseur de la fracturation.

Ceci non seulement améliore significativement la communication et réduit la complexité, mais il présente aussi un avantage significatif de sécurité, réduisant radicalement le nombre de personnel exposé aux lignes de haute pression. De plus, le contrôle des pompes électroniques permet une manipulation plus efficace de l'équipement et empêche les dégâts pendant la panne du matériel (par exemple lors d'un arrêt automatique du moteur quand la pression est perdue). Les pompes de fracturation sont aujourd'hui plus grandes, puisqu'il est devenu apparent que l'efficacité a été gagnée en utilisant un nombre réduit de plus grandes pompes. La fiabilité de l'équipement a aussi augmenté, et le risque de perdre une pompe pendant le traitement n'est plus envisagé. L'équipement de mélange a aussi connu une amélioration spectaculaire. Aujourd'hui, presque tous les mélangeurs sont entièrement contrôlés par des processus. Cela signifie que toutes les opérations de mélange sont dirigées par des systèmes informatiques commandés par ordinateur. Ceux-ci ajustent des taux d'additifs (liquides, poudres et proppant) automatiquement, réduisant significativement la complexité du traitement pour l'opérateur de mélange. Le travail est préprogrammé dans l'équipement et dans la plupart des circonstances, le mélangeur fonctionnera automatiquement pendant le traitement.

I.3.6 Equipement de surface d'une fracturation hydraulique :

La précision de l'opération et la fiabilité sont deux facteurs clés de la fracturation.

L'équipement de surface d'une fracturation hydraulique est nécessaire pour s'assurer que le traitement est exécuté comme prévu ou peut être modifiée d'une manière contrôlée.

Plusieurs types d'équipements sont nécessaires pour réaliser avec succès un traitement de fracturation :

- Frac tanks.
- PCM "Precision Continuous Mixer".
- Super POD "programmable optimum density".
- Missile.
- Pompes.
- TCV "treatment control vehicle".
- Sand Chief.

I.3.6-1 Frac tanks : Les Frac tanks sont les premières unités de l'équipement qui sont sur la surface dans l'opération de fracturation hydraulique, leur rôle est de stocker le fluide (l'eau). Nous pouvons dire que sont une sorte de réservoir ou citernes. Les Frac tanks peuvent contenir jusqu'à 500 bbl.



Figure 4 : Frac tanks (stage Schlumberger, 2015)

I.3.6-2 PCM "Precision Continuous Mixer" : Le PCM est un système de pompage et de mélange permettant de mélanger en continu l'eau avec des concentrations équivalentes de polymère. Le PCM est composé de :

- Six compartiments (pour l'hydratation du polymère).
- Quatre liquide additif systèmes (LAS) avec une capacité de stockage de 345 gal chacun.
- Le mixeur : mixe de façon continue et hydrate le polymère en le mélangeant avec de l'eau.



Figure 5 : Bac de stockage de polymère, Réservoirs d'hydratation, réservoirs d'additifs (stage Schlumberger, 2015)

I.3.6-3 Super POD :



Figure 6 : Super POD (stage Schlumberger, 2015)

Le Super POD est utilisée pour créer un fluide de fracturation, qui est mélangé à des taux élevés de gel linéaire dans des conditions contrôlées avec des quantités précises de fluide de fracturation, d'agent de soutènement, des additifs secs, et des additifs liquides. L'aspiration du fluide dans le Super POD est accomplie grâce à une pompe centrifuge (C-pompe).

Le niveau en-tête du réservoir est automatiquement commandé par une vanne variable qui mesure la pression hydrostatique. Proppant pour la bouillie de fracturation entre par une trémie intégrée, puis passe à travers une porte de flux calibré.

Le mélange est réalisé en utilisant deux mélangeurs vortex indépendantes.

I.3.6-4 Missile :



Figure 7 : Missile (stage Schlumberger, 2015)

C'est un collecteur qui est placé entre deux lignes de pompes, le super POD est connecté à l'étage basse pression du missile qui alimente les pompes, les pompes injectent le fluide dans les conduites de l'étage haute pression, le missile est à son tour connecté à la tête du puits via des lignes haute pression.

I.3.6-5 Pompes :



Figure 8 : Pompe triplex (stage Schlumberger, 2015)

Dans la fracturation hydraulique plusieurs pompes sont utilisées, elles sont connectées au missile par des lignes à basse pression et des lignes à haute pression.

Les pompes reçoivent le fluide qui se trouve dans la partie basse pression du missile et l'injectent dans la partie haute pression du missile.

I.3.6-6 TCV "Treatment control vehicul" :



Figure 9 : TCV (stage Schlumberger, 2015)

C'est le point de contrôle pour tous les équipements, débits et pression. Tous les équipements sont connectés au TCV pour un affichage en temps réel.

I.3.6-7 Sand Chief :



Figure 10 : Sand Chief (stage Schlumberger, 2015)

C'est un centenaire de proppant muni d'un convoyeur a bande qui alimente le Super POD en proppant.

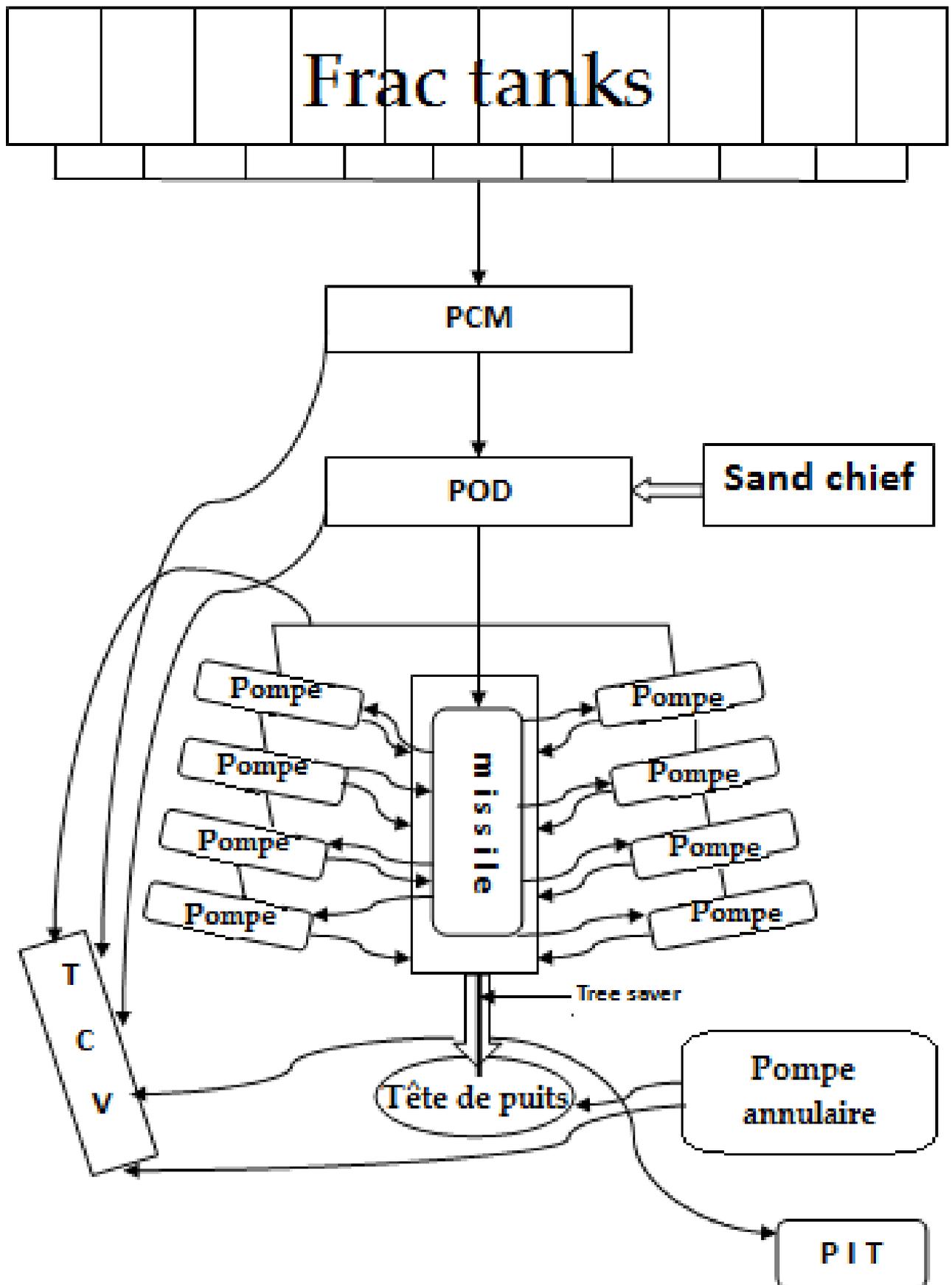


Figure 11 : Schéma des équipements de surface de la fracturation hydraulique (stage Schlumberger, 2015)

I.3.7 Les fluides de fracturation :

I.3.7-1 Fonction du fluide de fracturation : Les principales fonctions sont :

- la création et la propagation de la fracture.
- le transport du proppant avec le mélange vers la fracture.
- la mise en place du proppant dans la fracture.

L'échec d'exécution de l'une de ces fonctions peut entraîner l'échec de l'opération de fracturation.

I.3.7-2 L'initiation de la fracture : Pour pouvoir créer et faire prolonger une fracture, les fluides de fracturation transmettent de l'énergie hydraulique de l'équipement de pompage jusqu'au réservoir cible. Cependant, dans une formation avec des fractures naturelles ou une perméabilité raisonnable, une grande partie du fluide peut être perdue dans la formation, permettant ainsi au fluide de transmettre cette énergie à la formation. Ces liquides peuvent aussi avoir des chutes de la pression de friction, ce facteur contribue à l'efficacité du liquide. L'addition des réducteurs de friction peut réduire au maximum les pertes frictionnelles et l'augmentation de la viscosité fait accroître l'efficacité du liquide à transmettre l'énergie à la fracture.

Dans les formations étroites et à très forte imperméabilité, il est important de créer une très longue fracture. Lorsque des fractures naturelles existent déjà dans la formation, une grande viscosité n'est plus nécessaire pour pouvoir créer des fractures longues et minces. Cependant, il peut y avoir d'autres raisons pour lesquelles on compte sur la viscosité pour créer et prolonger une fracture. Cleary et al. (1993) ont discuté les types de tortuosités qui peuvent exister aux alentours du puits et les mécanismes qui peuvent contrôler les caractéristiques d'initiation de fractures. La tortuosité autour du puits peut être généralement attribuée à deux mécanismes ou une combinaison des deux : des fractures multiples rivalisant pour avoir un espace dans la même région; et la complexité du chemin de fracture menant du puits à la région de fracture lointaine.

I.3.7-3 L'infiltration des fluides de fracturation : Le fluide injecté dans une formation en régime de fracturation peut être subdivisé en deux parties :

- un volume V_1 qui reste dans la fracture,
- un volume V_2 qui s'infiltré à travers les parois de la fracture.

Seul le volume V_1 permet le développement de la fracture et il faut donc limiter au minimum le volume infiltré. On prend conscience de l'importance de ce critère quand on sait que le volume de fluide perdu par l'infiltration peut représenter jusqu'à 90% du volume total injecté.

L'infiltration dépend des paramètres suivants :

- La compressibilité et la viscosité du fluide de couche : ces paramètres contrôlent l'infiltration quand on effectue un traitement avec un fluide ayant les mêmes caractéristiques physiques que le fluide de couche.
- La viscosité du fluide injecté : lorsque le fluide de stimulation est beaucoup plus visqueux que le fluide du réservoir et qu'il ne contient pas d'agents réducteurs d'infiltration, c'est la viscosité du fluide injecté qui limite l'infiltration.

I.3.7-4 Les pertes de charges : Les fluides contenant de faibles quantités de polymères en solution présentent une particularité rhéologique tout à fait remarquable : en régime turbulent leurs pertes de charge sont très inférieures à celles obtenues avec le fluide de base, bien que leurs viscosités soient en général beaucoup plus élevées.

Ce fait expérimental observé pour la première fois durant la deuxième guerre mondiale explique le succès des solutions de polymère dans le domaine de la fracturation hydraulique mais fut à l'origine de bien d'autres développements.

Il a été observé avec de nombreux polymères et différents fluides de base que le taux de réduction des pertes de charges par rapport au fluide de base dépend de la nature du polymère, de sa concentration, etc... et peut atteindre 80%.

Pour les fluides à base d'eau, les polymères les plus efficaces (par unité de concentration) sont les oxydes de polyéthylène, les polyacrylamides, les gommes de guar.

On explique ce phénomène en considérant que les molécules de polymère empêchent ou retardent la formation de turbulence au sein du liquide ce qui diminue les déperditions d'énergie et donc les pertes de charge.

I.3.7-5 Les types de fluides de fracturation : L'évolution technique dans le domaine des fluides de fracturation fut caractérisée dans le passé par une recherche de fluides de viscosité de plus en plus élevée. En effet, une augmentation de la viscosité améliore le transport des agents de soutènement (proppant), augmente la largeur de la fracture et diminue les pertes d'infiltration.

Le développement s'est effectué dans deux directions principales : les émulsions et les solutions de polymères, dans l'eau ou dans l'huile. Et une troisième famille, les mousses.

Pourquoi il y a-t-il tant de fluides ? Et comment peut-on sélectionner le fluide adéquat ?

Pour commencer, une variété de formations différentes avec différentes lithologies doit être stimulée. Des composants minéraux supplémentaires feront la compatibilité des fluides avec les formations. De plus, un gonflement et/ou une migration des argiles peut avoir lieu, ce qui demandera des fluides alternatifs ou des additifs. La perméabilité de formation peut déterminer la perte en fluide et l'efficacité résultante de ce dernier pour créer et propager la fracture.

La formation pourrait contenir des fluides in situ différents.

Quelques situations seront des puits à gaz secs. Certains contiendront du pétrole avec le gaz. Certains peuvent faire produire de l'eau en plus. La salinité de l'eau peut jouer un rôle. Toutes ces combinaisons nécessitent des fluides différents.

I.3.7-5/1 Fluides à base d'eau : Les solutions de polymères dans l'eau sont aujourd'hui les fluides les plus utilisés. Ils constituent une famille importante et diversifiée.

Les fluides à base d'eau peuvent s'étendre de l'eau plate avec des réducteurs de friction pour réduire au minimum le nombre de chevaux nécessaire pour le pompage à un complexe de polymères avec une variété d'additifs. L'eau est relativement peu coûteuse et largement disponible dans la plupart des régions du monde; cependant, la qualité de l'eau ne correspond pas parfois aux normes minimales exigées pour la fracturation. Les propriétés rhéologiques (la viscosité par exemple) peuvent être ajustées très facilement comme voulu en agissant sur les polymères et les additifs.

Les polymères utilisés se rattachent à trois familles :

- La gomme de guar et ses dérivés. La gomme de guar est un polysaccharide naturel, assez tolérant vis-à-vis des sels mais sensible à l'attaque biologique. Les dérivés de guar constituent une amélioration du produit de base.
- Les dérivés cellulosiques, et en particulier les hydroxyéthylcelluloses (HEC). Ils sont préparés à partir de la cellulose naturelle et par suite de leur nature non ionique sont compatibles avec la plupart des autres additifs et tolèrent la présence d'ions en quantités importantes.
- Les polyacrylamides : ce sont des polymères totalement synthétiques, sensibles à la salinité de l'eau mais stables à haute température.

Par temps froid, il est parfois impossible de chauffer l'eau en hiver. L'ajout du méthanol peut empêcher le fluide de base de geler. Dans certaines formations, l'ajout de méthanol au liquide de fracturation est nécessaire pour réduire les effets capillaires défavorables. Cependant, le guar n'est pas soluble dans le méthanol; il peut juste tolérer une très petite quantité de méthanol même après hydratation. Uniquement quelques dérivés de guar peuvent être hydratés dans des solutions d'alcool aqueuses.

L'hydratation des polymères n'est pas immédiate et selon sa cinétique, on distingue les formulations utilisables pour les opérations en continu et celles pour lesquelles il faut préparer le mélange dans un bac de stockage avant traitement.

Les qualités les plus utilisées de nos jours sont celles adaptées aux opérations en continu. Dans ce cas, la durée d'hydratation qui dépend de la granulométrie du gélifiant est ajustée pour que les caractéristiques du fluide se développent lors du transfert dans le puits.

Les gommes de guar présentent une propriété particulière : en présence de composés de bore comme le borax et à pH légèrement alcalin, la gomme se disperse sans augmenter la viscosité du fluide de base. Lorsque le pH est diminué, le gel habituel se développe. Grâce à la dissolution rapide du borax et de la base, l'hydratation de la gomme se produit sans épaississement du fluide : il n'y a pas de risques de formation de grumeaux et une légère agitation suffit pour obtenir un mélange homogène. La dissolution retardée de l'acide permet ensuite l'obtention du fluide visqueux.

Des procédés analogues ont été mis au point pour contrôler l'hydratation d'autres polymères. Ils mettent en évidence la complexité de la chimie des polymères liés au pH, à la concentration et à la nature des ions présents.

I.3.7-5/2 Fluides à base d'huile : Les fluides à base d'huile ont suivi un développement parallèle aux fluides à base d'eau.

Les fluides conventionnels sont obtenus par l'addition à une coupe de raffinerie ou à un brut d'un acide gras et d'une base. L'augmentation de viscosité résulte de la formation de micelles au sein du fluide de base qui doit être anhydre.

Plus récemment ont été introduits sur le marché des fluides à base d'huile réticulés.

Les fluides à base d'huile sont également des fluides pseudo-plastiques et leur comportement rhéologique semblable à celui des fluides à base d'eau.

I.3.7-5/3 Les émulsions : Les émulsions sont des mélanges homogènes de deux fluides immiscibles dont l'un constitue la phase continue (ou phase externe) et l'autre, qui se présente sous forme de fines gouttelettes, constitue la phase dispersée ou phase interne. Leur stabilité implique l'addition d'agents surfactants « émulsifiants ».

Des viscosités très élevées et stables en température peuvent être obtenues mais la rhéologie des émulsions est souvent complexe. Elle dépend de six facteurs principaux:

- la rhéologie de la phase externe,
- le pourcentage en volume de la phase dispersée,
- la viscosité de la phase dispersée,
- la nature du surfactant,
- les effets électriques,
- la répartition de la taille des particules.

Pratiquement certaines émulsions se comportent comme des fluides en puissance, d'autres comme des fluides de Bingham, d'autres enfin ont un comportement rhéologique qui ne se rattache à aucun de ces modèles.

I.3.8 L'agent de soutènement proppant :

I.3.8-1 Rôle des proppants : Ce sont des particules solides, mises en suspension dans le fluide de fracturation et injectées dans les fractures. Elles doivent maintenir ces fractures ouvertes, pour créer et conserver un « chemin » conducteur que les fluides (gaz, pétrole, eau) emprunteront pour facilement se déplacer jusqu'au puits d'extraction. On a d'abord utilisé du sable naturel, puis des grains de céramique fabriqués en usine à des diamètres et densités optimisés, éventuellement recouverts par un traitement de surface de résine phénolique par exemple pour qu'ils réagissent moins avec le fluide de fracturation et le gaz ou le pétrole. Pour l'amélioration de la productivité du puits, une fracture créée doit avoir une perméabilité plus élevée que la perméabilité de la matrice du réservoir. A l'arrêt de pompage et lorsque la pression hydraulique du liquide communiqué atteint une valeur au-dessous de celle exigée pour garder la fracture ouverte, la fracture peut fermer et donc, faire disparaître le chemin conduisant aux parois du puits. Le proppant est alors injecté dans la fracture pour maintenir ouvert le chemin de l'écoulement après que la pression de traitement soit délivrée. Idéalement, le proppant fournira une conductivité d'écoulement assez grande pour réduire au minimum les chutes de pression dans la fracture pendant la production. En pratique, ceci ne peut toujours pas être réalisé parce que la sélection du proppant implique beaucoup de compromis imposés par des considérations économiques et pratiques. Ainsi, le proppant permet aux hydrocarbures de couler entre le réservoir et le puits producteur. L'aire de la fracture conductrice est définie par la hauteur de fracture et la longueur effective de fracture. L'écoulement dans la fracture est donc concentré dans une petite zone. C'est pour cela qu'on doit faire attention au design du chemin de cet écoulement pour l'optimisation de la production et le rétablissement du réservoir.

I.3.8-2 Types des proppants : Ils sont le plus souvent constitués de sable ou d'oxyde d'aluminium, ils peuvent être enrobés de résines afin de les consolider et d'éviter le retour dans l'effluent de production.

I.3.8-2/.1 Les sables naturels : Les sables Ottawa et les sables de Brady sont de loin les sables de fracturation prédominants utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière. Ceux-ci sont généralement appelés "le brun" et "le blanc" basé sur la couleur primaire du sable. Cependant, la couleur n'est pas la seule différence dans ces proppants. Selon leurs propriétés physiques, les sables peuvent être subdivisés en catégories. On connaît généralement les sables haut de gamme, qui viennent principalement des États-Unis, comme "le sable d'Ottawa". Le sable de Brady, est classifié comme une catégorie standard de sable. Ces sables sont utilisés largement dans la fracturation au monde entier.

- Sables d'Ottawa : On considère les sables d'Ottawa d'être les sables de fracturation de la qualité la plus haute et sont les proppants le plus largement employés dans l'industrie.

Les sables d'Ottawa sont monocristallins et sont caractérisés par la haute pureté, la blancheur ou la clarté, un haut degré de rondeur, la sphéricité, et la solubilité basse dans l'acide. Les formations de sable d'Ottawa rapportent généralement un pourcentage plus haut de tailles de maille plus petites, mais sont aisément disponibles dans des tailles de 12 à 70 mailles.

- Sables de Brady : le sable de Brady est plus sombre que le sable d'Ottawa et par conséquent est souvent mentionné comme le sable "brun". Le sable de Brady est généralement moins coûteux et plus largement utilisé. Ces sables sont poly cristallins : chaque grain est composé de cristaux multiples attachés ensemble. Le sable de Brady est plus angulaire et contient plus d'impuretés que le sable d'Ottawa, mais est à fond nettoyé et traité pour rapporter un produit de haute qualité. Les impuretés contribuent à la couleur brune commune aux sables de Brady. Le sable de Brady est généralement disponible dans 8/12 pour des tailles de maille de 20/40.



Sable Ottawa



Sable Brady

Figure 12 : Sables naturels (document Schlumberger, 2010)

I.3.8-2/.2 Les proppants en céramique : L'exploitation de réservoirs profonds commençant dans les années 1970 a nécessité le développement de proppant ayant une force plus grande. En réponse à ce besoin, Exxon a présenté la première génération de proppant en céramique, qui a été fabriquée en frittant les boulettes d'argile aluminosilicate contenant plus de 80 % d' Al_2O_3 , généralement connu comme la bauxite. Ceci a été suivi en 1982 par l'introduction des proppants à force intermédiaire qui sont fabriqués avec 70 % d' Al_2O_3 . Les deux produits sont fabriqués de minerais d'alumine haute, qui sont granulés, séchés et renvoyés dans un four pour produire une structure cristalline forte. Les proppants en céramiques sont les plus appropriés pour fracturer à une profondeur de 10,000 pieds.



Figure 13 : Grains de Bauxite
(document Schlumberger, 2010)



Figure 14 : Proppant de force intermédiaire
(document Schlumberger, 2010)

I.3.8-3 Propriétés des proppants :

I.3.8-3/1 Forme du proppant : La rondeur et la sphéricité sont les propriétés du proppant qui peuvent affecter leur performance. La sphéricité est une mesure du degré de sphéricité d'une particule de proppant (c'est-à-dire jusqu'à quel point une particule de proppant s'approche de la forme d'une sphère). La rondeur est une mesure de la courbure des coins des particules. Leurs importances dépendent quelque peu des tensions auxquelles le proppant doit être utilisé parce que les tensions superficielles sont plus uniformes sur des particules harmonieuses, sphériques. Donc, pour des tensions croissantes, un degré plus haut de rondeur et de sphéricité est préférable pour une meilleure distribution de charges. La rondeur améliorée et la sphéricité permettront une plus grande porosité et plus grande perméabilité qu'un paquet de proppant angulaire après que le stress s'applique et la rotation de grains arrive.

I.3.8-3/2 Qualité du proppant : La distribution des grains et la qualité du proppant (ou la pureté minéralogique) sont étroitement liées. Un pourcentage plus haut de grains plus petits peut avoir le même effet sur la perméabilité du proppant. Le pourcentage d'impuretés peut aussi fournir une indication sur la force du proppant parce que les hauts pourcentages d'impuretés vont probablement mettre en péril la force du proppant.

I.3.8-3/3 Force du proppant : Quand une fracture hydraulique est créée, les contraintes in situ doivent être surmontées pour ouvrir et propager la fracture. Une fois que la pression hydraulique à la fracture est réduite, ces mêmes contraintes ont tendance à fermer la fracture. Si le proppant n'est pas assez fort pour résister à la contrainte de fermeture de la fracture, il sera écrasé et la perméabilité de la fracture soutenue sera résolument réduite. Les particules plus petites résultant du broyage du proppant peuvent significativement réduire la perméabilité du paquet.

I.3.8-3/4 Concentration du proppant : La concentration de proppant se réfère à la masse de proppant par unité de volume de fracture placée par le traitement. Elle est d'habitude exprimée par lb/ft^2 (ou kg/m^2) de la fracture. La capacité de flux de proppant emballe des augmentations avec la largeur de fracture et avec les nombres croissants de couches de proppant pour une taille donnée de proppant.

I.3.9 Les additifs :

Le fluide de fracturation est composé à 99,5 % d'eau et de proppant, qui sont les seuls composants indispensables à l'opération. L'eau transmet la pression permettant de fissurer la roche et transporte le sable qui maintient les fissures ouvertes.

Certains phénomènes viennent cependant compliquer cette procédure et contraignent les opérateurs à adjoindre des produits chimiques à l'eau et au sable.

L'eau injectée peut contenir des bactéries, qui une fois dans le réservoir, sous l'effet notamment de la température, peuvent avoir une activité indésirable comme par exemple une production de sulfure d'hydrogène (H₂S). Il est donc nécessaire de faire subir à l'eau injectée un traitement bactéricide en surface avant l'injection. Cette opération peut prendre la forme d'un ajout de désinfectants. Un traitement alternatif à base d'ultraviolets est développé en phase de test, qui permettrait de s'affranchir de ce type d'additifs.

Le sable sédimente assez rapidement dans l'eau, avec pour conséquence possible de s'accumuler dans les fissures à faible distance du puits, ne permettant pas de maintenir ouvertes les fissures éloignées, voire d'en empêcher la formation en bouchant les plus proches. Un produit gélifiant permet de garder le sable en suspension et donc d'assurer qu'il est transporté par l'eau jusque dans les fissures les plus distantes.

Rendre le fluide plus visqueux présente cependant un inconvénient : Lorsque le pompage cesse et que la pression exercée par les roches tend à refermer les fissures, donc à expulser les fluides, le sable se trouve entraîné facilement en chemin inverse pour la même raison qu'il avait pu être amené plus facilement grâce au gel. Un agent présent dans le fluide permet de « casser » le gel avec un effet décalé dans le temps, rendant le fluide à nouveau moins visqueux, et évitant au sable de repartir vers la surface.

Pour faciliter la circulation de l'eau, un produit réducteur de friction est utilisé. Il permet de diminuer considérablement la puissance nécessaire à l'injection, un des principaux facteurs limitant des opérations de fracturation.

Il s'agit là des quatre fonctions cruciales pour assurer une fracturation efficace avant mise en production. D'autres types d'additifs peuvent être utilisés, notamment un acide pour dissoudre certains minéraux et faciliter l'initiation des fissures, un inhibiteur de corrosion pour préserver les tubages en cas d'utilisation d'acide, ou encore des produits permettant d'empêcher la précipitation de minéraux ou de métaux dans les tubages.

Voici alors une liste détaillée des additifs utilisée dans la fracturation :

I.3.9-1 Les réducteurs de friction : Ayant pour composé principal le polyacrylamide qui est un polymère totalement synthétique, les réducteurs de friction réduisent non seulement la friction, mais protègent aussi l'équipement de l'usure. En effet, ils permettent de diminuer les pertes de charge le long de la colonne transportant le fluide. Le choix le plus évident de réducteurs de friction aurait été des tensio-actifs. Cependant, ils ne fonctionnent pas comme des réducteurs de friction dans les régimes fortement turbulents.

Ils permettent donc aux fluides de fracturation d'être injectés rapidement et à des pressions maximales en gardant la friction au minimum.

I.3.9-2 Les surfactants ou agents tensio-actifs : Les tensio-actifs fournissent plusieurs fonctions quand ils sont utilisés dans des fluides de fracturation. Ils sont utilisés pour réduire la tension de surface des fluides de fracturation afin d'améliorer la récupération du liquide du puits après la fracturation. Ils peuvent aussi réduire la tension inter faciale entre l'eau et les fluides de formation, empêchant ainsi la formation d'émulsions, etc... qui endommagent la perméabilité.

Les tensio-actifs sont typiquement utilisés pour réduire la tension superficielle entre le liquide de traitement et l'hydrocarbure, permettant le rétablissement des fluides de fracturation.

Les tensio-actifs peuvent aussi être utilisés pour changer l'angle de contact de la fuite du fluide dans les pores. Les classes de tensio-actifs, comme les moussants, sont utilisées pour produire et stabiliser les mousses. Les tensio-actifs peuvent aussi être utilisés pour empêcher ou rompre les émulsions formées avec n'importe quel hydrocarbure liquide présent dans la formation.

I.3.9-3 Les solutions tampons : Les solutions tampons sont utilisées pour des buts divers dans les fluides de fracturation. Elles sont utilisées pour la dispersion appropriée des particules polymériques dans l'eau. La stabilité du polymère dépend du pH. Le pH est ajusté avec les solutions tampons.

Un acide peut changer de pH, mais si l'eau contient des solutions tampons, il ne peut pas maintenir le pH à une valeur constante. Les solutions tampons sont les solutions qui résistent aux changements dans les concentrations en ions hydrogènes et en ions hydroxydes sur addition de petites quantités d'acide ou de base, ou sur dilution. Les solutions tampons consistent en acide faible et sa base conjuguée (plus commun) ou une base faible et son acide conjugué (moins commun). Différentes combinaisons différentes d'acides, de bases et de sels sont utilisées par différentes sociétés de service pour parvenir à l'effet tampon à pH divers avec des capacités diverses de solutions tampons.

I.3.9-4 Breakers ou brisants : Les brisants sont des produits chimiques qui "cassent" littéralement la viscosité du liquide de fracturation, réduisent le poids moléculaire du polymère et aident dans le nettoyage du paquet de proppant et du cake sur la fracture.

Les types les plus communs de brisants utilisés avec les liquides de fracturation sont les oxydants, les enzymes et les acides. Ces produits peuvent être utilisés à l'état solide, sous forme de dispersion liquide ou tout simplement sous forme de solution liquide. Les oxydants les plus communs sont les persulfates comme l'ammonium, le sodium ou le potassium persulfates, les peroxydes comme le calcium, le magnésium ou les peroxydes organiques ou perborates. Tous ces oxydants produisent typiquement du peroxygène qui attaque le polymère et le dégrade. En fait, les oxydants sont non spécifiques, ils peuvent attaquer non seulement le polymère, mais n'importe quelle espèce qui est encline à l'oxydation.

I.3.9-5 Les stabilisateurs ou agents contrôlant le gonflement : L'utilisation de fluides à base d'eau est devenue très populaire suite à l'addition de sels comme le chlorure de potassium ou le chlorure d'ammonium aux liquides pour contrôler le gonflement d'argile et faire des fluides à base d'eau plus compatibles avec les formations contenant de l'argile. Cependant, plusieurs dérivées de guar perdent un peu de leur efficacité en présence de sels. Ces agents « protecteurs d'argiles » ne sont pas lavés en présence d'eau douce et empêchent aussi la migration d'argile et les dégâts de perméabilité dans les parois du puits. Ces stabilisateurs d'argile sont typiquement utilisés avec des agents protecteurs d'argiles provisoires comme le chlorure de potassium ou le KCL.

I.3.9-6 Les émulsifiants : Une émulsion est un mélange, macroscopiquement homogène mais microscopiquement hétérogène, de deux substances liquides non miscibles (qui ne se mélangent normalement pas), comme l'eau et l'huile.

Une émulsion est un cas particulier de colloïde. Les deux substances liquides en présence sont appelées des phases. Une phase est continue. L'autre phase, discontinue, est dispersée dans la première phase sous forme de petites gouttelettes. Les émulsions sont souvent composées d'une phase aqueuse, semblable à de l'eau, et d'une phase huileuse, semblable à de l'huile. Dans le cas des fluides de fracturation, une émulsion huile dans l'eau (H/E ou O/W pour oil in water) est composée d'une phase huileuse dispersée dans une phase aqueuse. Il s'agit d'une émulsion *"directe".

Les émulsifiants, appelés parfois émulsionnants, stabilisent l'émulsion. Ce sont le plus souvent des tensioactifs ou agents de surface. Cependant, des particules solides, des polymères synthétiques ou des macromolécules biologiques peuvent aussi jouer ce rôle.

I.3.9-7 Les inhibiteurs de corrosion : Le phénomène de corrosion décrit l'attaque d'un métal du fait d'une réaction chimique ou électrochimique avec son environnement. Il prend plusieurs formes et manifeste divers degrés de sévérité allant d'une simple altération de la surface à une pénétration rapide, voire une perte totale des propriétés mécaniques avec toutes les conséquences techniques et économiques qui en découlent.

En production de pétrole et de gaz, la corrosion est pratiquement toujours d'une nature ou d'une origine électrochimique et concerne généralement l'acier.

Effets des inhibiteurs de corrosion : Les inhibiteurs de corrosion s'ajoutent en petites quantités au milieu corrosif pour en réduire fortement la corrosivité. Ils sont extrêmement actifs à très petites doses et sont suffisamment inertes pour ne pas modifier les propriétés physico-chimiques des effluents.

I.3.9-8 Bactéricides ou biocides : Les polymères naturels utilisés comme gélifiants sont une bonne source alimentaire de bactéries. Les bactéries dégradent les polymères et la viscosité du gel peut être perdue en quelques heures.

Le bactéricide est ajouté à l'eau dans le bac pour empêcher la croissance des bactéries. Certains bactéricides rendent inactive la production des enzymes par les bactéries.

I.3.9-9 Cross-linker : L'emploi des crosslinkers est le moyen le plus rentable dans l'augmentation de la viscosité des fluides de fracturation avec une quantité de gélifiants moindre. La viscosité du fluide est augmentée en employant des esters de phosphate avec des métaux. Les métaux sont appelés des agents de réticulation. La viscosité accrue des fluides de fracturation permet au fluide de transporter plus de proppant dans les fractures. Chaque crosslinker a des forces et des faiblesses. Chacun fonctionne à pH donné et à température donnée et fera la liaison d'un type particulier de polymères. En effet, un crosslinker effectue la liaison entre les polymères gélifiants, de façon à augmenter la viscosité des fluides sans ajouter plus de polymères, car une concentration élevée de polymères dans le fluide de fracturation peut être difficile à éliminer ultérieurement et peut causer des problèmes au niveau de la fracture.



Figure 15 : Cross-linker stage Schlumberger, 2015)

I.3.9-10 Infiltration des additifs : Que se passe-t-il quand le fluide de fracturation s'infiltré à travers la formation ? Est-ce que le polymère pénètre dans la formation ou est-ce qu'il reste dans la fracture ?

Il n'y a pas de réponse unique à ces questions. Le comportement du fluide de fracturation dépend surtout de la nature du polymère utilisé.

Les courbes d'infiltration des solutions aqueuses de gomme de guar révèlent la formation d'un cake. Les molécules de gomme de guar ne pénètrent donc pas ou peu dans la formation. Des courbes d'allure semblable sont obtenues avec tous les gels préparés avec la gomme de guar et ses dérivés, réticulés ou non. La viscosité du fluide dans les pores de la formation est alors assimilée à la viscosité du fluide de base.

Au contraire dans le cas des fluides préparés avec les dérivés cellulosiques ou les polyacrylamides, l'infiltration est contrôlée par la viscosité car les molécules de polymères pénètrent dans les pores de la formation et on adopte généralement comme viscosité du fluide dans les pores de la formation.

I.4 Conclusion :

La fracturation hydraulique vise à augmenter ou rétablir la vitesse à laquelle les fluides gras (pétrole), liquides (eau) ou gazeux peuvent être extraits d'un réservoir souterrain rocheux, dont (c'est de plus en plus le cas) les réservoirs d'hydrocarbures dits non-conventionnels. Dans ce cas, les réservoirs sont des lits ou couches de charbon ou de schistes n'ayant pas pu être exploités par les méthodes conventionnelles. La fracturation hydraulique permet d'extraire du gaz naturel et du pétrole à partir de formations géologiques profondes (5 000 à 20 000 pieds, 1 à 4 voire 5 km souvent). À cette profondeur, la chaleur et la pression permettent la libération d'une faible partie des hydrocarbures piégés, mais la faible perméabilité du substrat et de la matrice s'opposent à la circulation jusqu'au puits de forage du gaz naturel et/ou d'hydrocarbures gras tels que le pétrole à une vitesse permettant de rentabiliser le puits par la vente de ces substances. Dans le cas des schistes profonds dont la perméabilité naturelle est extrêmement faible (mesurée en micro darcy voire en nano darcy), fracturer des portions très importantes de couches de schiste est le seul moyen rentable d'en extraire les gaz qui y sont piégés, en très faible quantité par mètre cube de schiste. Le fracking d'une couche ciblée de roche (riche en matière organique, renfermant donc de faibles quantités d'hydrocarbures), fournit un chemin conducteur ouvrant au drainage vers le puits une plus grande surface du « réservoir ». On peut répéter le processus, plusieurs dizaines de fois éventuellement, à partir d'un même puits pour tenter de réactiver le réseau de fissures quand la production du puits diminue.

Chapitre II : Fracturation hydraulique dans les réservoirs conventionnels

II.1 Partie théorique

II.1.1 Introduction :

II.1.1-1 La roche mère :

La roche-mère désigne la roche où se forment des hydrocarbures. Ceux-ci sont issus de la transformation de sédiments riches en matière organique qui se déposent généralement sur les fonds océaniques. À l'échelle des temps géologiques, les sédiments marins s'enfoncent et se solidifient tandis que la matière organique (sous l'effet de l'enfouissement et de la température géothermique) se décompose en hydrocarbures liquides et gazeux. Généralement, une roche mère de pétrole s'est déposée dans un bassin anoxique dépourvue d'oxygène ce qui explique les conditions favorables à la préservation de la matière organique dans les sédiments.

II.1.1-2 La roche réservoir :

La roche-réservoir se définit comme une roche où des hydrocarbures s'accumulent. Sous l'effet de la pression, les hydrocarbures de la roche-mère migrent vers la surface à travers les strates de roches sédimentaires. Au cours de cette migration, les hydrocarbures peuvent rencontrer une couche imperméable. Ils se retrouvent piégés en dessous de ce « toit » (appelé roche-couverture), au sein d'une roche poreuse et perméable qui devient la roche-réservoir. Celle-ci est capable de concentrer de grandes quantités d'hydrocarbures, aboutissant à des gisements de pétrole et/ou de gaz conventionnels.

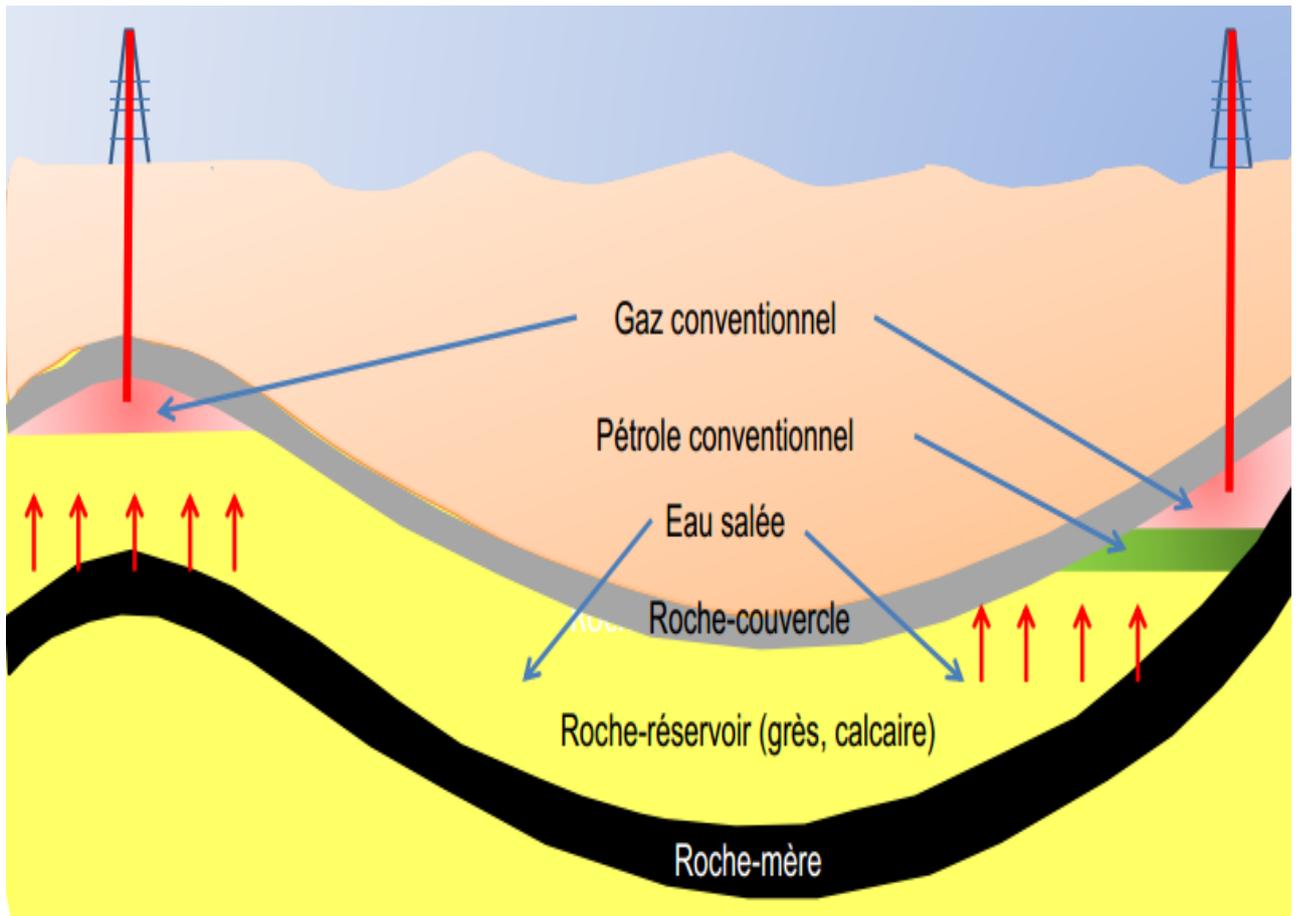


Figure 16 : Réservoirs conventionnels (U.S. Geological Survey Fact Sheet, 2010)

II.1.1-3 Les roches impliquées dans un système conventionnel :

Les roches impliquées dans un système pétrolier conventionnel:

- Pour que le système pétrolier fonctionne, les roches doivent avoir des propriétés physiques particulières.
- Pour la roche-mère – il faut une roche riche en matière organique (Total Organic Carbon $\geq 3\%$ et une maturation thermique adéquate).
- Pour les roches de réservoir et de couverture, ce sont les propriétés physiques de la porosité et de la perméabilité qui sont importantes.

II.1.1-4 L'échelle des réservoirs conventionnels en fonction de la perméabilité :

Un réservoir conventionnel n'est autre qu'un réservoir ayant une grande perméabilité (> 1 milli darcy).

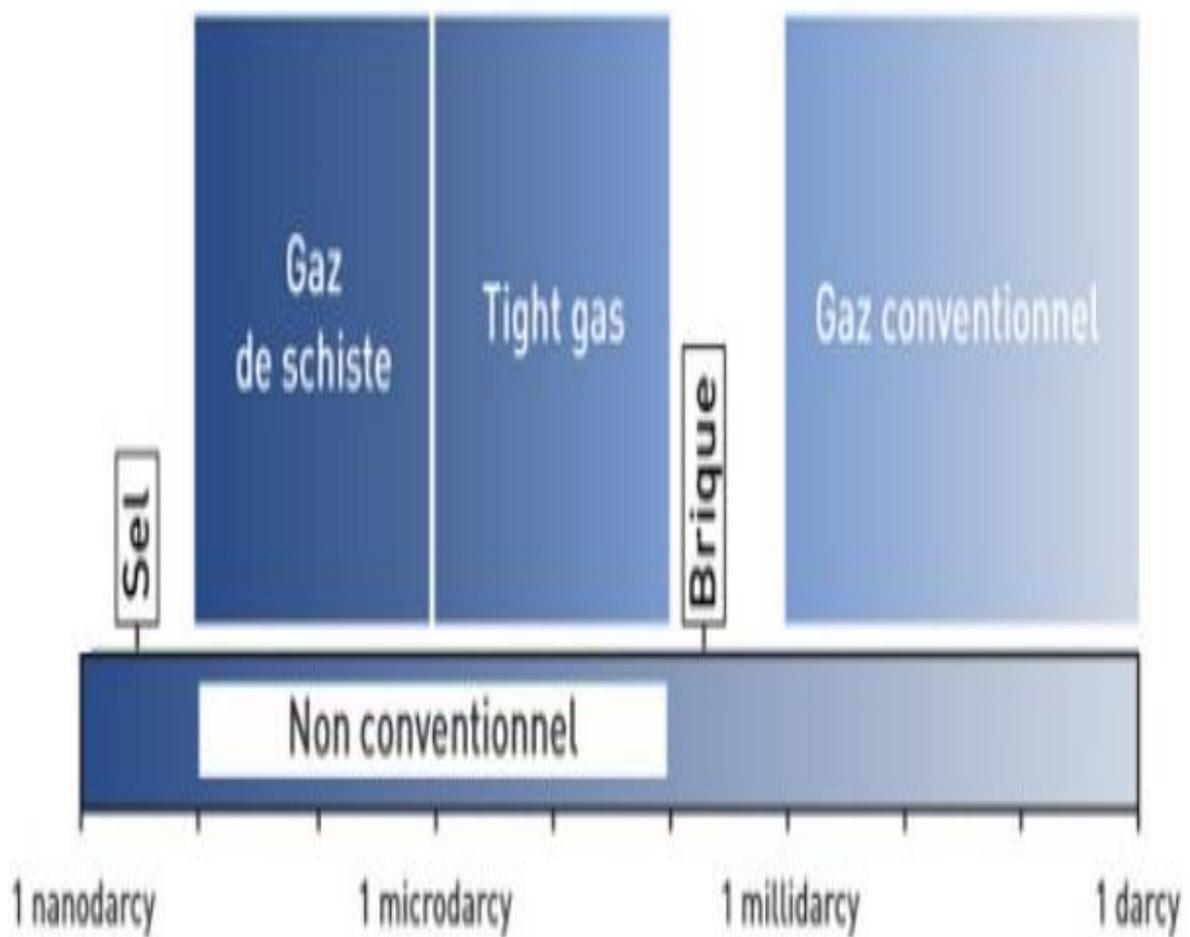


Figure 17 : Echelle de perméabilité des réservoirs (Schlumberger, 2011)

La fracturation hydraulique dans les réservoirs conventionnels n'est pas une obligation, elle est utilisée afin d'augmenter la pression (le débit), outre passé la zone lavée ou pour des raisons économiques.

II.2 Partie pratique

II.2.1 Application de la fracturation hydraulique sur le puits (X) :

II.2.1-1 Historique du puits (X) :

Le puits (X) est un producteur de pétrole dans un quartier à 95 km de Hassi Messaoud. Il a été achevé en janvier 2013. Le puits (X) a été foré afin de produire à partir du réservoir Ordovicien (quartzite hamra). Il a été mis en production en août 2013, mais aucune trace d'huile n'a été notée. Après avoir effectué acidification de la matrice en octobre de la même année le puits a commencé à produire à $1.97\text{m}^3/\text{h}$, jusqu'à arriver à une production de $7.55\text{m}^3/\text{h}$.

Toutefois le puits ne produit pas comme il a été prévu; par conséquent, une fracturation hydraulique est nécessaire.

II.2.1-2 Profil du puits (X) :

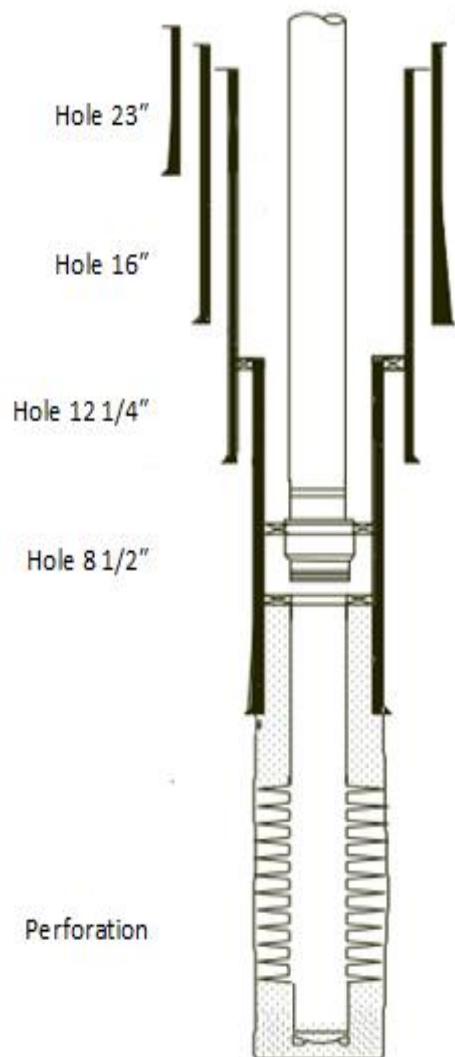


Figure 18 : Profil du puits (X) (Schlumberger, 2011)

II.2.1-3 Informations sur le puits et le réservoir :

II.2.1-3/1 Diagraphies : Les logiciels Schlumberger sont utilisés pour avoir les diagraphies ci-dessous. La diagraphie gamma ray est utilisée principalement pour différencier entre les argiles et les grés. Le profil des contraintes et le module de Young sont calculés à partir de la diagraphie sonique, porosité et perméabilité moyenne.

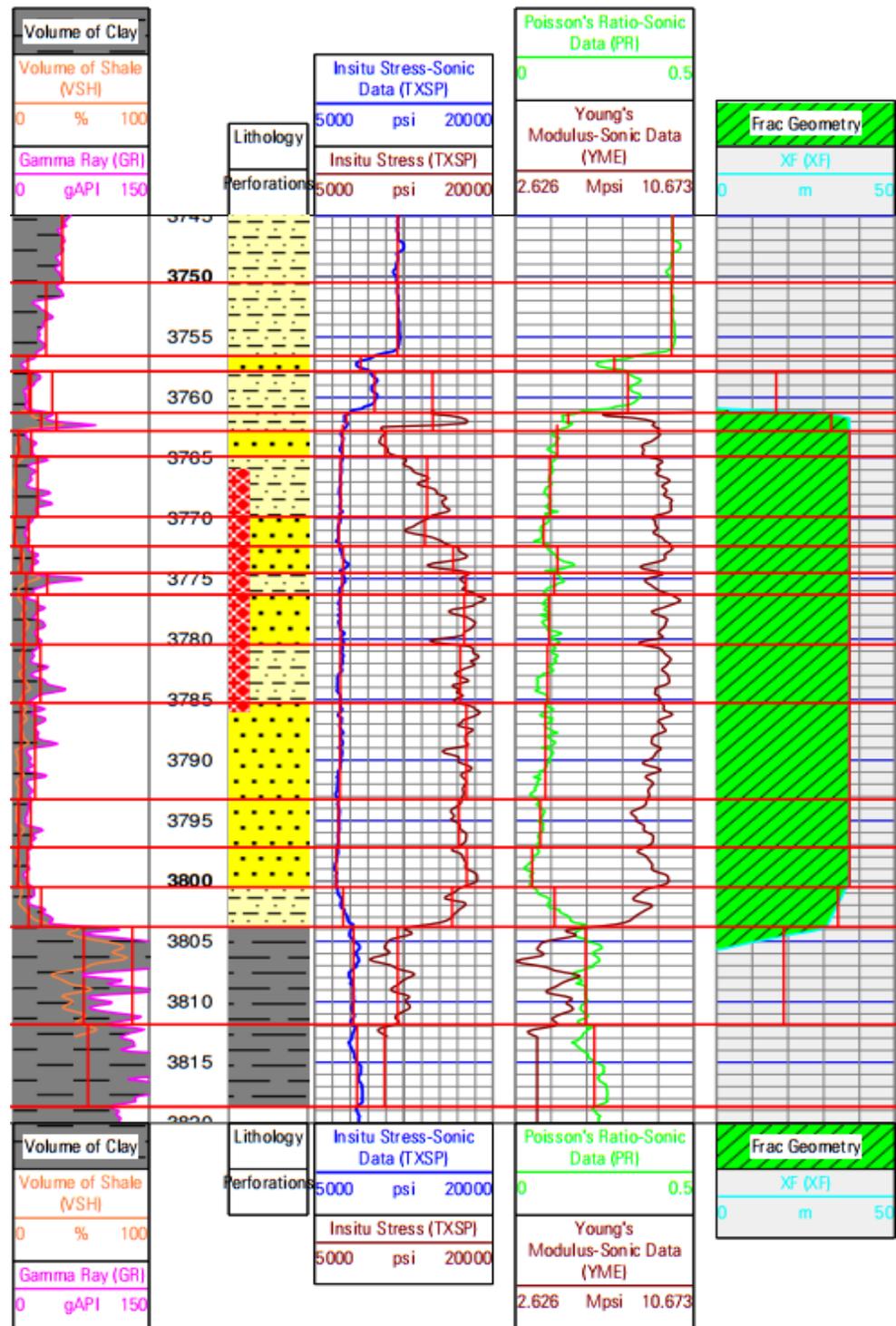


Figure 19 : Diagraphies du puits (X) (Schlumberger, 2011)

Les perforations se situent entre 3766 et 3786 m, le module de Young étant élevé de l'ordre de 62 MPa et le coefficient de Poisson étant faible de l'ordre de 24 MPa, les contraintes sont de l'ordre de 96 MPa à 124 MPa. Ces données permettent de dire que la fracture va être confinée, les contraintes ne permettent pas une fuite ou une continuité de la fracture au-delà de la zone à fracturer.

II.2.1-3/2 Propriétés générales du puits (X) : Les propriétés générales du puits sont listées ci-dessous:

Tableau 1 : propriétés générales du puits (X) (Schlumberger, 2011)

Profondeur du puits [m TVD]	3860m
Déviation	Verticale
Liner	4.5"
Perforations	3766-3774 3776-3786 m
StimTUBE	3776-3769 m

II.2.1-3/3 Propriétés du réservoir : Les propriétés mécaniques de la formation sont listées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 2 : Propriétés générales de la formation (Schlumberger, 2011)

Type du puits	Production d'huile
Formation	Quartzite Hamra QH
Type de la roche	Grés
Module de Young	8.94-9.31 Mpsi
Coefficient de poissons	0.08-0.12
Porosité moyenne	6.2 %
Perméabilité moyenne	0.7 mD
Pression moyenne du réservoir	6433 psi
Température au milieu des perforations	120 °c

II.2.1-4 Le traitement de fracturation hydraulique pour le puits (X) :

Le traitement a considéré une quantité de proppant (Econoprop 20/40) totale de 51000 lbs, la dernière concentration de proppant sur la formation était de 5 ppa et on a prévu un flush, dû à l'augmentation de la pression de traitement et pour éviter la fermeture prématurée des pompes.

Le débit de pompage du fluide de fracturation a été gardé à 15 bpm durant toute l'opération de MainFrac utilisant l'YF130HTD.

II.2.1-5 Equipement requis pour la fracturation du puits (X) :

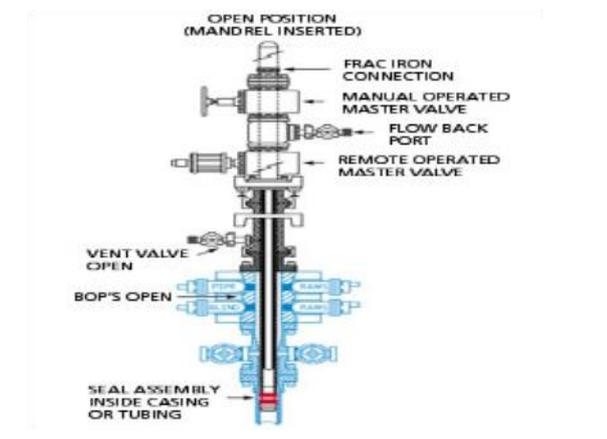
<p>High Pressure Frac Pump</p> 	<p>6</p>	<p>Frac tank</p> 	<p>8</p>
<p>Control Vehicle (TCV)</p> 	<p>1</p>	<p>Sand truck / Sand Chief</p> 	<p>1</p>
<p>Annulus Pump</p> 	<p>1</p>	<p>POD Blender</p> 	<p>1</p>
<p>PCM</p> 	<p>1</p>	<p>Wellhead Isolation Tool (TreeSaver)</p> 	<p>1</p>

Figure 20 : Equipement requis pour la fracturation du puits (X) (Schlumberger, 2011)

II.2.1-6 Composition du fluide de fracturation :

Dans les tableaux suivants, on présente les additifs ajoutés au fluide utilisé pour les opérations de MiniFrac et de MainFrac :

II.2.1-6/1 Composition du gel linéaire :

Tableau 3 : Composition du fluide WF130 (Schlumberger, 2011)

Composition du fluide WF130				
Code du produit	Fonction	Quantité pour 1000 gal	Unité	Commentaires
M275	Bactéricide	0,5	Lb	Pré-mixé
J495	Clean flow	2,0	Gal	En continu
J583	surfactant	2,0	Gal	En continu
J877	Gélifiant	35	Lb	En continu

II.2.1-6/2 Composition du gel croisé (crosslinked gel) :

Tableau 4 : Composition du fluide YF130HTD (Schlumberger, 2011)

Composition du fluide YF130HTD				
Code du produit	Fonction	Quantité pour 1000 gal	Unité	Commentaires
M275	Bactéricide	0,5	Lb	Pré-mixé
J583	Surfactant	1,0	Gal	En solution
J877	Agent gélifiant	167,0	Lb	Pré-mixé
J580	Gélifiant	30	Lb	En continu
J495	Clean flow	2,0	Gal	En continu

Tableau 5 : Composition de la solution croisée (Schlumberger, 2011)

Solution croisée (crosslinked)				
Code du produit	Fonction	Quantité pour 1000 gal	Unité	Commentaires
U028	Activateur	4,0	Gal	En solution
J480	Retardateur	10,0	Lb	En solution
J450	Stabilisateur	1,0	Gal	En solution
L10	Crosslinker	6,0	Lb	En solution

II.2.1-7 Les fluides utilisés dans la fracturation :

II.2.1-7/1 Fluide linéaire à base d'eau (sans cross-linkers) : Les fluides à base d'eau (WaterFrac fluides) utilisent des gels (non-cross-linked) linéaires d'eau douce, d'eau de mer, ou le chlorure de potassium (KCl) comme liquides de fracturation efficaces et économiques. Le guar et le guar hydroxypropyle (HPG) agents gélifiants sont les polymères les plus généralement utilisés pour la préparation des fluides WaterFrac.

Les fluides WaterFrac sont identifiés par WF (WaterFrac) suivis par trois chiffres pour indiquer le type et la concentration de l'agent gélifiant utilisé.

Le premier chiffre indique le type de l'agent gélifiant utilisé : "1" pour guar et "2" pour HPG. Les deux derniers chiffres indiquent la concentration d'épaississant en lbm/1000 gal de fluide.

Exemple : WF130 contient un gélifiant de guar à raison de 30 lbm/1000 gal.

Les variations de température pour les liquides WaterFrac contenant le guar sont de 50 ° à 200°F (10 ° à 93°C).

II.2.1-7/2 Fluides croisés (cross-linked) : Les fluides WideFRAC sont des fluides très visqueux faits par des fluides WaterFrac avec des crosslinkers. Les crosslinkers sont utilisés pour augmenter radicalement le poids moléculaire du polymère, augmentant ainsi la viscosité de la solution.

Les liquides WideFRAC « crosslinkés » sont identifiés par YF (WideFRAC) suivis par trois chiffres pour indiquer le type et la concentration de l'agent gélifiant utilisé. Le premier chiffre indique l'agent gélifiant et le type de crosslinker. Les 2ème et 3ème chiffres dénotent la concentration du gélifiant en lbm/1000 gal.

YF130HTD est un fluide avec des crosslinkers, ayant pour gel de base le WF130.

HTD veut dire High Temperature Delay : c'est-à-dire que le fluide est pompé à l'état liquide en surface mais il atteint sa viscosité voulu avec un retard une fois en profondeur avec l'augmentation de la température.

II.2.1-8 Les proppants utilisés dans la fracturation :

Les proppants utilisés diffèrent d'une formation à une autre, c'est pour cela qu'il existe plusieurs classes de proppant qui se distinguent par la taille des particules. Et pour pouvoir les classer, on se réfère au nombre de mailles (mesh) par pouce carré.

Exemple : 10 mesh/in² signifie qu'un tamis d'un pouce carré de surface est composé de 10 mailles. Tandis qu'un tamis de 20 mesh/in² est composé de 20 mailles, il laissera donc passer des particules plus petites qui passeront sans aucun problème dans le tamis de 10 mailles. L'inverse n'est cependant pas réalisable, c'est-à-dire qu'une particule de proppant qui passe par un tamis de 10 mailles ne pourra pas passer par le tamis ayant un plus grand nombre de mailles plus petites. Par conséquent, les particules de proppant 30/50 sont plus petites que les particules 20/40. Le premier s'agit d'un mélange contenant des tailles variables avec un diamètre moyen de 0,483 mm, quelques particules passeront par les tamis 30, d'autres par les tamis 40 mailles et d'autres par les tamis 50. Le second s'agit d'un mélange de particules de diamètre moyen 0,665 mm qui peuvent passer par les tamis 20, 30 et 40 mailles mais surement pas par les tamis 50.



Figure 21 : Les différentes tailles de proppant (Schlumberger, 2011)

II.2.1-9 Fracturation du puits (X) :

II.2.1-9/1 DataFrac : Le MiniFrac a été exécuté avec un fluide croisé (crosslinked) avant le MainFrac pour identifier certains paramètres critiques, assurer l'efficacité du traitement et maximiser le potentiel de production du puits.

Après le test d'injection Breakdown, tout le puits a été complètement rempli d'un fluide WF130D pour avoir une estimation efficace de la friction pendant le SRT (Step-Rate test).

- Test d'injection breakdown : Test d'injection breakdown consiste à pomper de l'eau traitée. L'analyse de la diminution de pression donnera la première estimation de la pression de fermeture.

- Injection d'acide : Afin de nettoyer les perforations pour réduire la pression de friction au voisinage du puits, un volume 4000 gallons de 15 % HCL sera pompés.

- Injection d'étalonnage : Un volume de PAD de 10.000 gallons de YF135HTD sera injecté dans la formation à 30 bpm, puis un arrêt de pompage sera effectué tout en surveillant le déclin des pressions. L'analyse de ce test donne une estimation de l'efficacité du fluide, la pression de fermeture et l'identification de tout comportement non idéal, à la suite de cette analyse, les propriétés mécaniques de la formation seront étalonnées en effectuant une correspondance de pression et en prenant en compte les résultats de l'enquête de la température.

Cela permettra l'optimisation de la conception proposée.

II.2.1-9/2 MainFrac: Ce qui suit est le calendrier de pompage pour atteindre une demi-longueur de fracture calé (Xf) de 46,8 m avec une conductivité effective de 955 md.ft.

Tableau 6 : Calendrier du pompage (Schlumberger, 2011)

Etape	Débit de pompage (bbl/min)	fluides	Volume (gal)	Concentration du gel (lb/mgal)	Type de proppant et mesh	Concentration du proppant (lb/gal)
PAD	30	YF135 HTD	12000	35.0		0
1.0 PPA	30	YF135 HTD	4000	35.0	20/40 HSP	1
2.0 PPA	30	YF135 HTD	4000	35.0	20/40 HSP	2
3.0 PPA	30	YF135 HTD	4000	35.0	20/40 HSP	3
4.0 PPA	30	YF135 HTD	3000	35.0	20/40 HSP	4
5.0 PPA	30	YF135 HTD	3000	35.0	20/40 HSP	5
Flush	30	WF135 HTD	7543*	35.0		0

Tableau 7 : volumes totaux de la main frac (Schlumberger, 2011)

Volume total des fluides		
30,000 gal	Of	YF135HTD
7,543 gal	Of	WF135
Poids totale du proppant		
51,000 lb	Of	20/40 HSP

- Les principaux résultats de la main frac :

Tableau 8 : Principaux résultat de la main frac (Schlumberger, 2011)

Paramètres	Résultats
demi-longueur de la fracture remplie de proppant (m)	46.8
Efficacité de fluide (%)	35.1
Pression net (psi)	1685
Conductivité efficace (md.ft)	955
Pression de surface maximale (psi)	4492

- Schéma de la fracture :

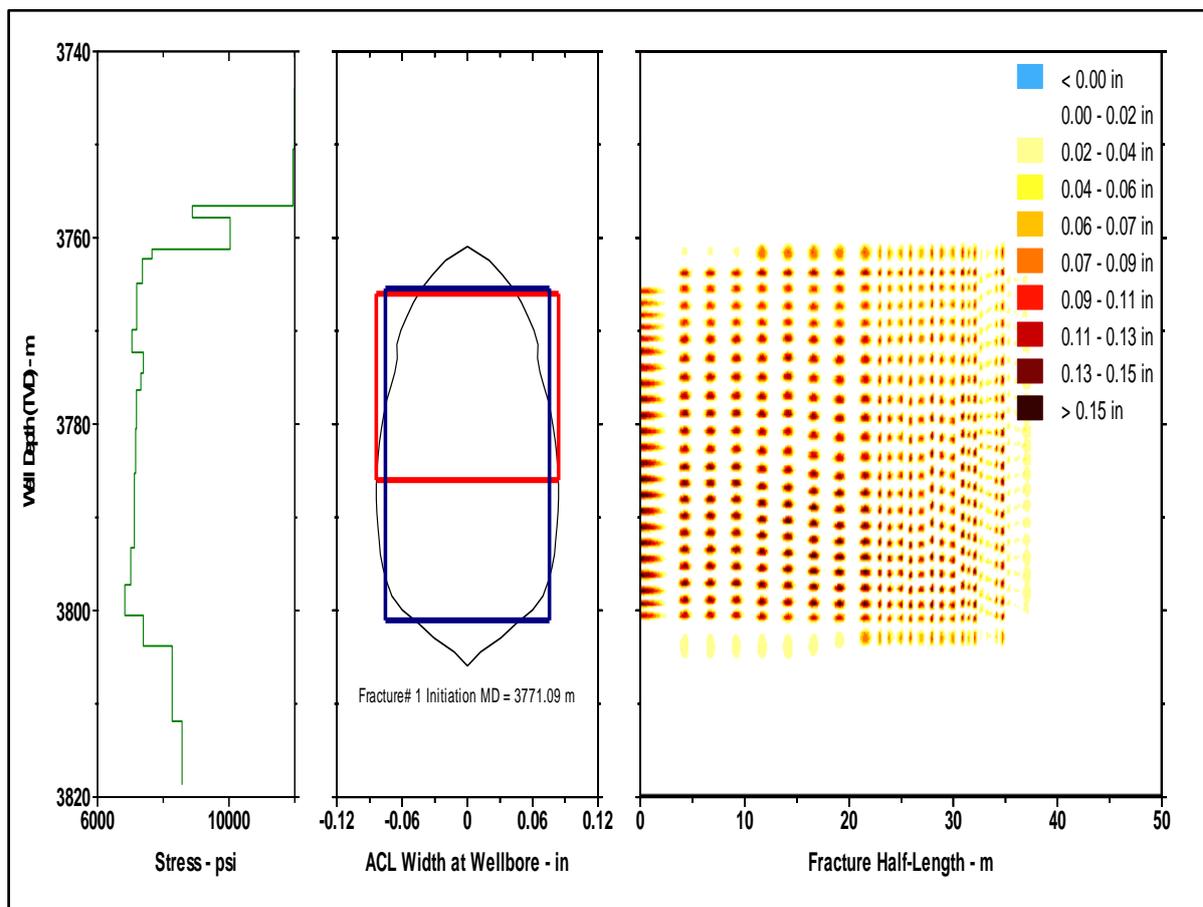


Figure 22 : Principaux résultats de la main frac (Schlumberger, 2011)

La figure ci-dessus montre que la fracture a une demi-longueur de 48m, son épaisseur est de 0,16in (4mm) et sa hauteur est de 40m.

II.3 Conclusion :

La fracturation hydraulique effectuée sur le puits (X) s'est très bien déroulée, Toute la quantité du fluide et du proppant ont été pompés dans la fracture, le réservoir a très bien répondu au volume injecté, aucun problème ou screen-out a été signalé. Après quelques jours , la pression a commencé à augmenter et la production a fait de même. On peut dire que la fracturation hydraulique effectuée sur le puits (X) est un franc succès.

Chapitre III : Fracturation hydraulique dans les réservoirs non-conventionnels

III.1 Partie théorique :

III.1.1 Introduction :

III.1.1-1 Réservoirs non-conventionnels :

Les réservoirs non conventionnels produisent à partir de faible perméabilité (formations imperméables ou ultra-imperméables). Souvent la source du gaz est la roche réservoir elle-même. En raison de la faible perméabilité de ces formations, il est nécessaire de stimuler le réservoir par la création d'un réseau de fractures et donner une surface de contact suffisante pour permettre une production suffisante.

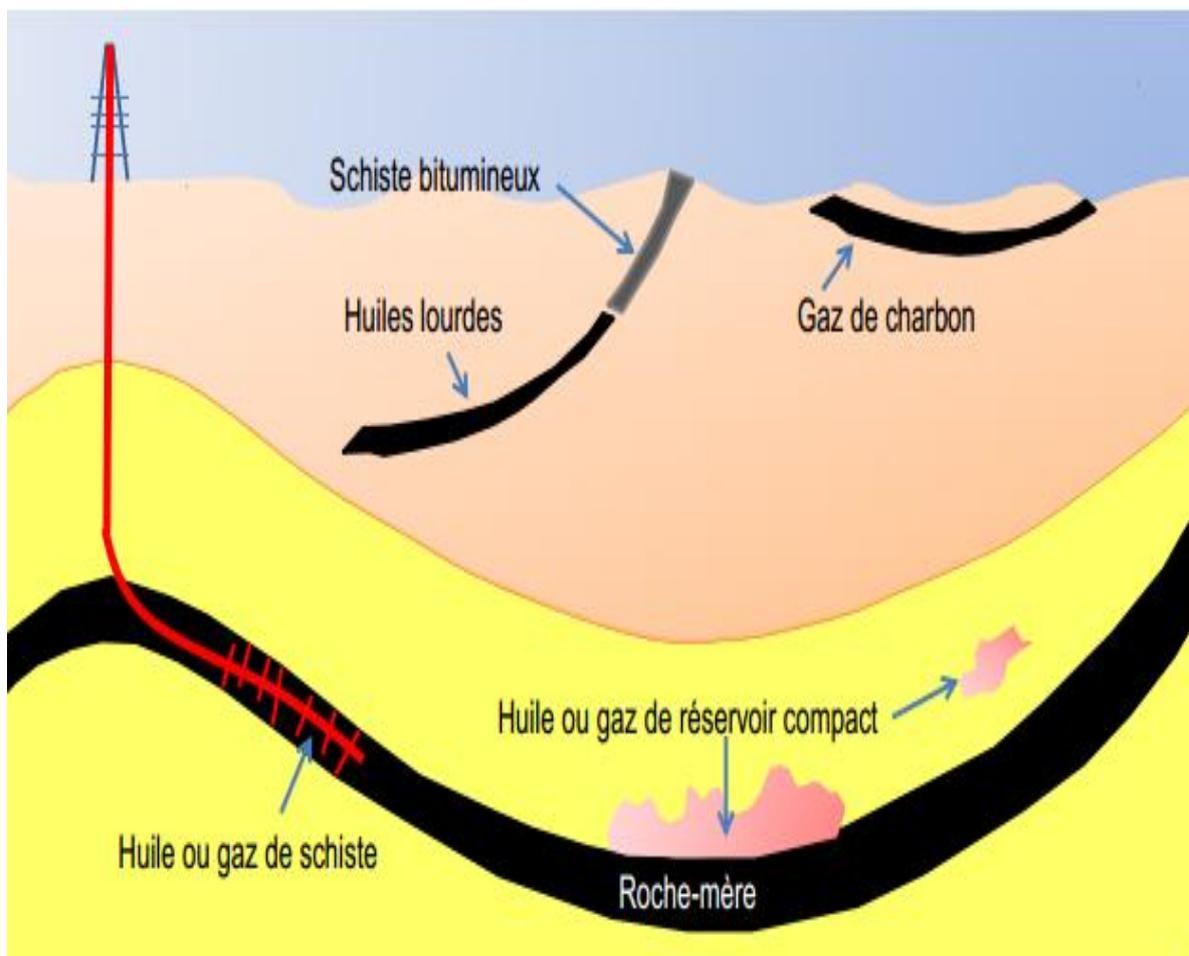


Figure 23 : Réservoirs non-conventionnels (U.S. Geological Survey Fact Sheet, 2010)

III.1.1-1/1 Gaz de schiste :

Le méthane, formé au sein d'une roche mère ayant atteint les conditions nécessaires à la transformation de la matière organique en gaz, peut rester piégé dans la formation si celle-ci est caractérisée par une très faible perméabilité. Ce gaz est alors connu sous le nom de gaz de roche mère ou gaz de schiste (terme impropre car la roche n'est pas métamorphique).

On distingue le gaz thermogénique primaire, issu directement de la pyrolyse du kérogène, et le gaz thermogénique secondaire, formé par la pyrolyse du pétrole. Le gaz thermogénique comprend, outre le méthane (CH_4) à 80-95 %, un taux variable d'hydrocarbures plus lourds, pouvant aller jusqu'à l'heptane ($\text{C}_7 \text{H}_{16}$). On peut y trouver aussi du dioxyde de carbone (CO_2), du dioxyde de soufre (SO_2), du sulfure d'hydrogène appelé aussi " gaz acide " (H_2S), et parfois de l'azote (N_2) et de petites quantités d'hélium (He).

A ce jour, seule la fracturation hydraulique permet de libérer une fraction du volume d'hydrocarbure contenu dans la roche-mère (20 % maxi).

III.1.1-1/2 Le gaz compact (tight gas) :

Le tight gas a migré de la roche-mère et a été piégé dans des réservoirs ultra-compacts de grès ou de craie, dont la porosité et la perméabilité sont très faibles souvent liées à une cimentation naturelle (bactéries) postérieure à l'accumulation. Les pores de la roche réservoir contenant le gaz sont minuscules, et la compacité de la roche est telle que le gaz ne peut s'y mouvoir que très difficilement.

On a obligatoirement recours au forage horizontal et à la fracturation hydraulique pour le libérer.

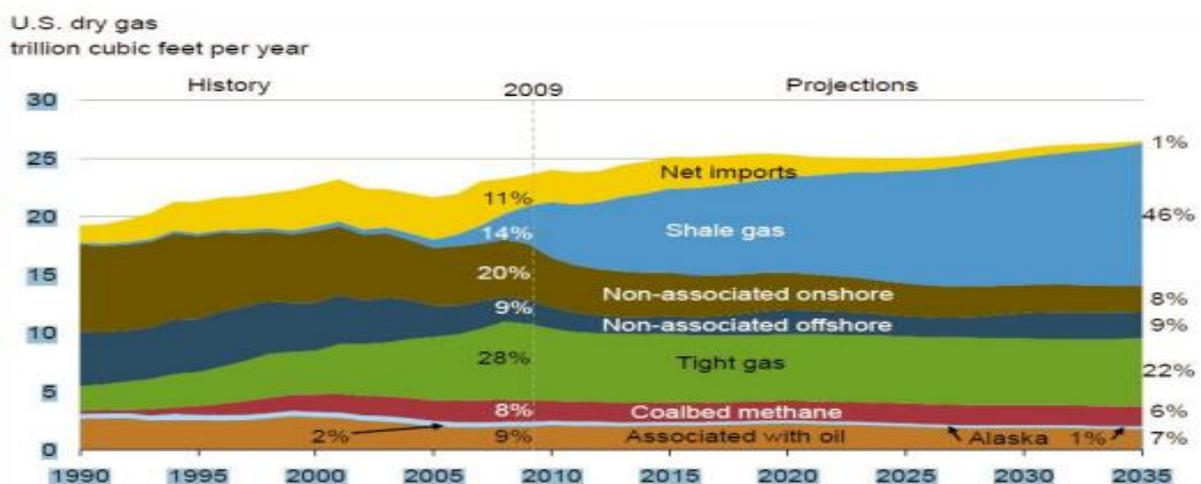


Figure 24 : Les sources de gaz aux USA (IEA, 2011)

III.1.1-1/3 Gaz de charbon ou Grisou (Coal Bed Methane) :

Le "gaz de charbon" ou Grisou est un nom donné au méthane, c'est-à-dire le gaz naturel, récupéré à partir des veines de charbon.

Le gaz de charbon peut être récupéré suivant trois voies :

- Le drainage dans les mines de charbon existantes (Coal Mine Methane ou CMM), pour des raisons de sécurité afin d'éviter le risque du "coup de grisou " mais aussi désormais pour valoriser le gaz.
- Extraction à partir des mines de charbon abandonnées (Abandoned Mine Methane ou AMM).
- Production par forage des couches de charbon souterraines non exploitées (Virgin Coal Bed Methane ou VCBM).

La production par forage vertical des couches de charbon souterraines (VCBM) est actuellement la plus courante.

La technique consiste à réduire la pression dans le filon de charbon pour libérer le gaz par pompage de l'eau qu'il faudra ensuite séparer du gaz et « recycler ».

- Même si la roche est naturellement fissurée, celle-ci peut nécessiter une fracturation hydraulique pour stimuler la production de gaz.

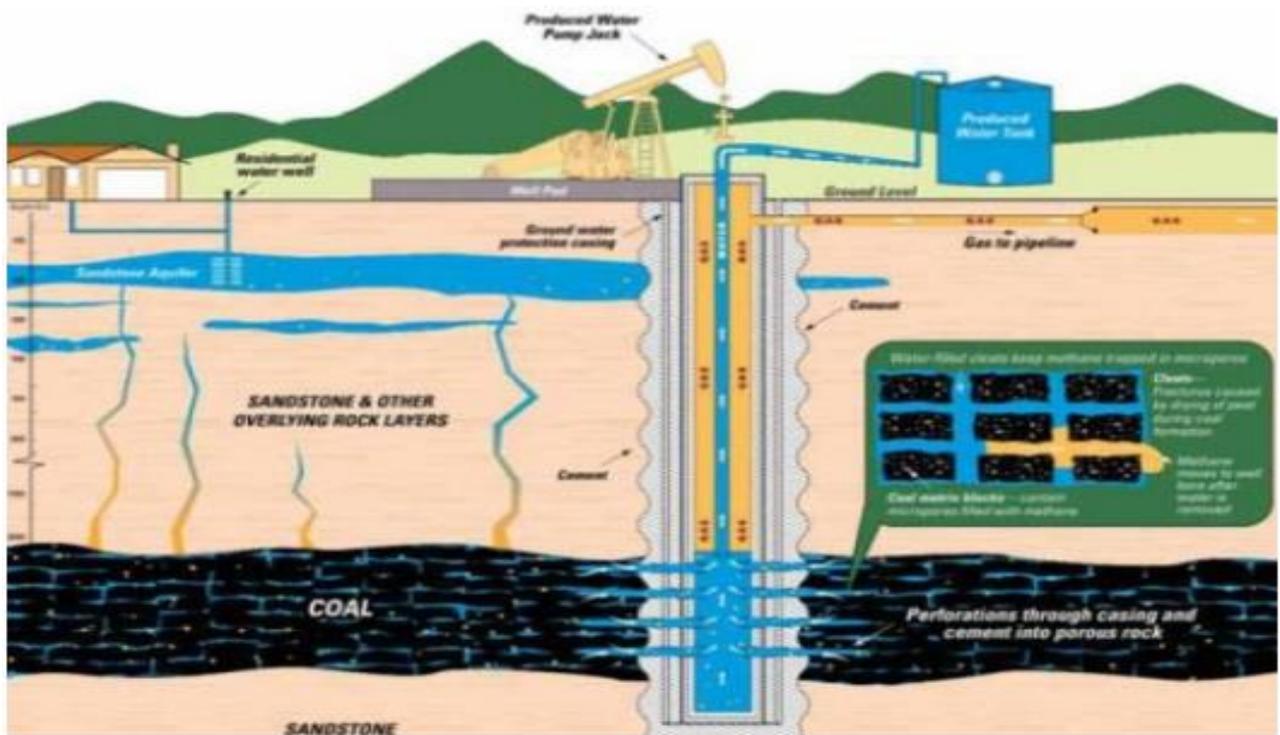


Figure 25 : Exploitation du CBM "Grisou" (IEA, 2011)

III.1.1-1/4 Hydrate de méthane :

Un hydrate de méthane est un composé organique naturellement présent dans les fonds marins, sur certains talus continentaux, ainsi que dans le permafrost des régions polaires. C'est un des réservoirs d'hydrocarbures planétaires.

Ce composé glacé est inflammable dès qu'il fond et en présence d'oxygène ou d'un oxydant : il s'agit en effet d'une fine « cage » de glace dans laquelle est piégé du méthane issu de la décomposition de matière organique relativement récente (par rapport à celle qui a donné le pétrole et le gaz naturel) effectuée par des bactéries anaérobies.



Figure 26 : Hydrate de méthane : La glace qui brule (Schlumberger, 2011)

III.1.1-2 Notion de porosité et de perméabilité :

- La **porosité** est le pourcentage de vides par unité de volume dans un sédiment ou une roche. La mesure s'exprime en %.
- La **perméabilité** réfère à la capacité du sédiment ou de la roche à laisser circuler les fluides qui se trouvent dans les pores. La mesure s'exprime en Darcy.

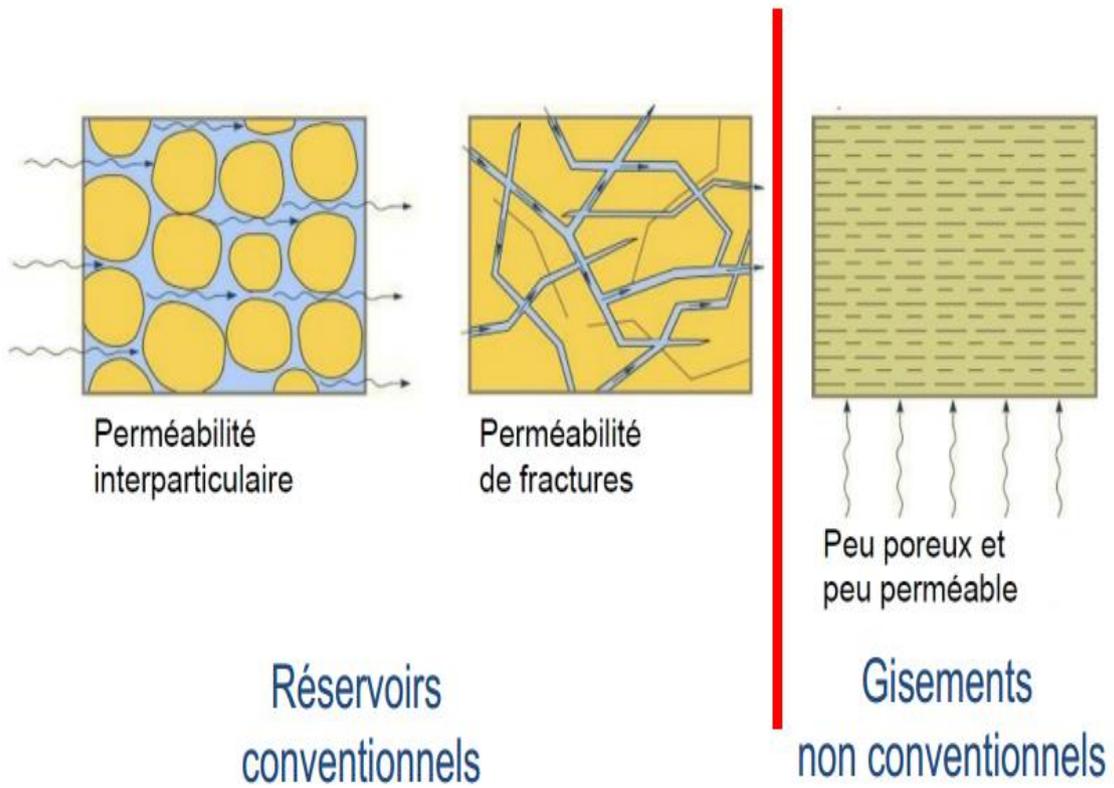


Figure 27 : Perméabilité et porosité : conventionnel vs non-conventionnel (Schlumberger, 2011)

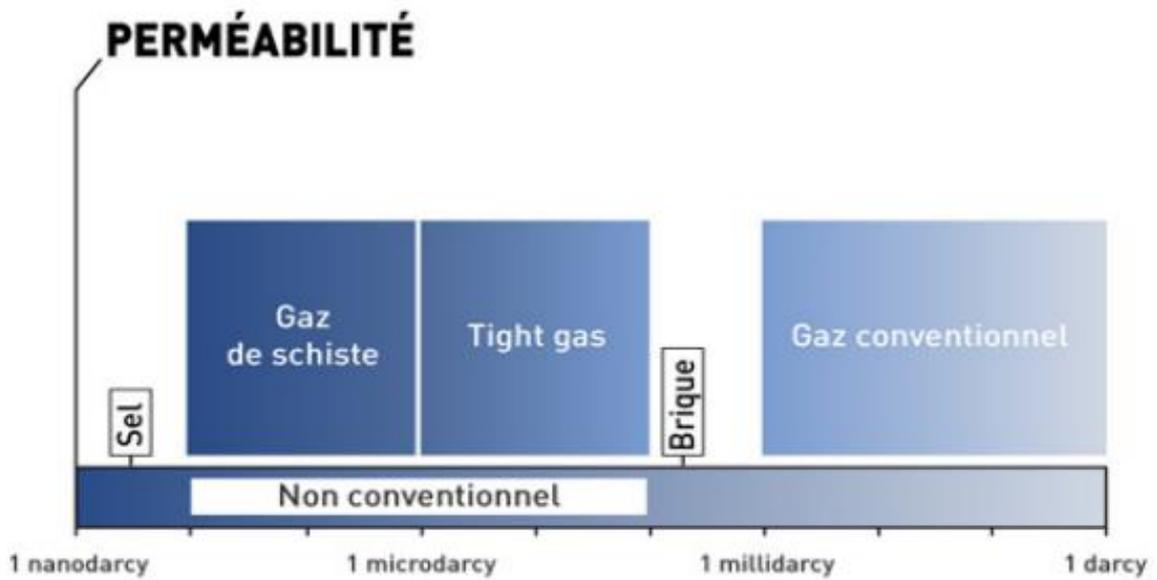


Figure 28 : Frontière entre les réservoirs conventionnels et non-conventionnels (Schlumberger, 2011)

III.2 Partie pratique :

III.2.1 Application de la fracturation hydraulique sur le puits (Y) :

III.2.1-1 Présentation du puits :

Le puits (Y) est un puits destiné à la production de gaz à partir d'un réservoir non-conventionnel (gaz de schiste).

C'est un puits vertical d'une profondeur de 6000ft (1980m).

III.2.1-2 Profile du puits :

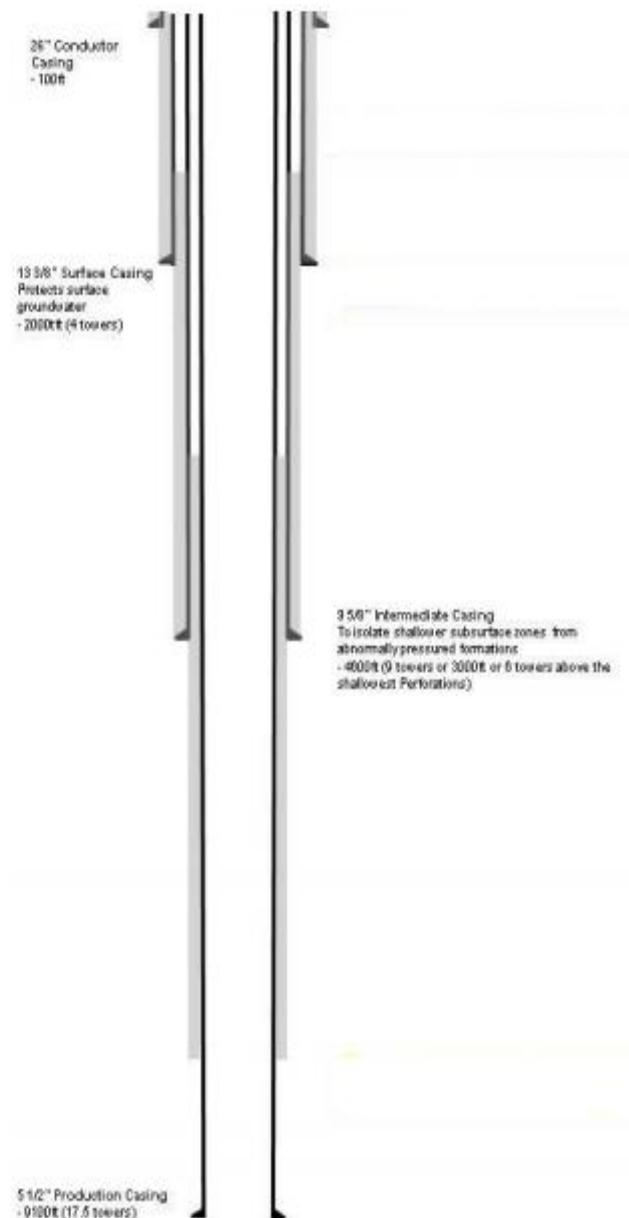


Figure 29 : Profile du puits (Y) (Schlumberger, 2011)

III.2.1-3 Volume des fluides utilisés :

Le volume des fluides utilisés dépend principalement du type de puits foré horizontal ou vertical. Dans la stimulation des réservoirs par la fracturation hydraulique, le volume d'eau peut varier de 380 m³ à 15200 m³ d'eau. A cela il faut ajouter 0,49% d'additif :

Tableau 9 : Additifs utilisés dans le fluide de fracturation hydraulique (Schlumberger, 2011)

Additifs	Pourcentage	Additifs dans la vie de tous les jours
Acide dilué	0,12 %	Nettoyants ménagers, nettoyants de piscine
Réducteur de frictions	0,09 %	Traitements de l'eau, démaquillants
Surfactant	0,09 %	Nettoyants de vitres, anti-transpirants, teintés pour cheveux
Chlorure de potassium	0,06 %	Sel de table
Agent gélifiant	0,06 %	Dentifrices, bicarbonate de marchandises, crèmes glacées, les sauces, cosmétiques
Inhibiteur de tartre	0,04 %	Nettoyants ménagers, agents de dégivrage
Régulateur de PH	0,01 %	Détergents, cristaux de soude, adoucisseurs d'eau, savons
Cross-linker	0,01 %	Cosmétiques capillaires, plastiques ménagers
Contrôleur de fer	0,007 %	Savons, lessive
Inhibiteur de corrosion	0,004 %	Additifs alimentaires, jus de citron, arômes dans les aliments et les boissons
Agent antibactérien	0,0001 %	Pharmacie, plastiques

III.2.1-4 Equipements requis pour la fracturation du puits (Y) :

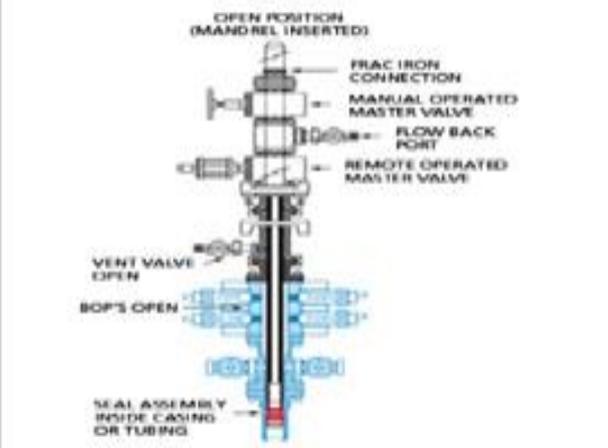
<p>High Pressure Frac Pump</p> 	<p>12</p>	<p>Frac tank</p> 	<p>10</p>
<p>Control Vehicle (TCV)</p> 	<p>2</p>	<p>Sand truck / Sand Chief</p> 	<p>1</p>
<p>Annulus Pump</p> 	<p>1</p>	<p>POD Blender</p> 	<p>1</p>
<p>PCM</p> 	<p>1</p>	<p>Wellhead Isolation Tool (TreeSaver)</p> 	<p>1</p>

Figure 30 : Equipements requis (Schlumberger, 2011)

III.2.1-5 Schéma de la fracture :

La figure ci-dessous montre que pour des contraintes faibles de (4000 à 5500 psi), la fracture a une demi-longueur de 3500 ft (1066 m), son épaisseur est de 0,4 in (10mm) et sa hauteur est de 60m.

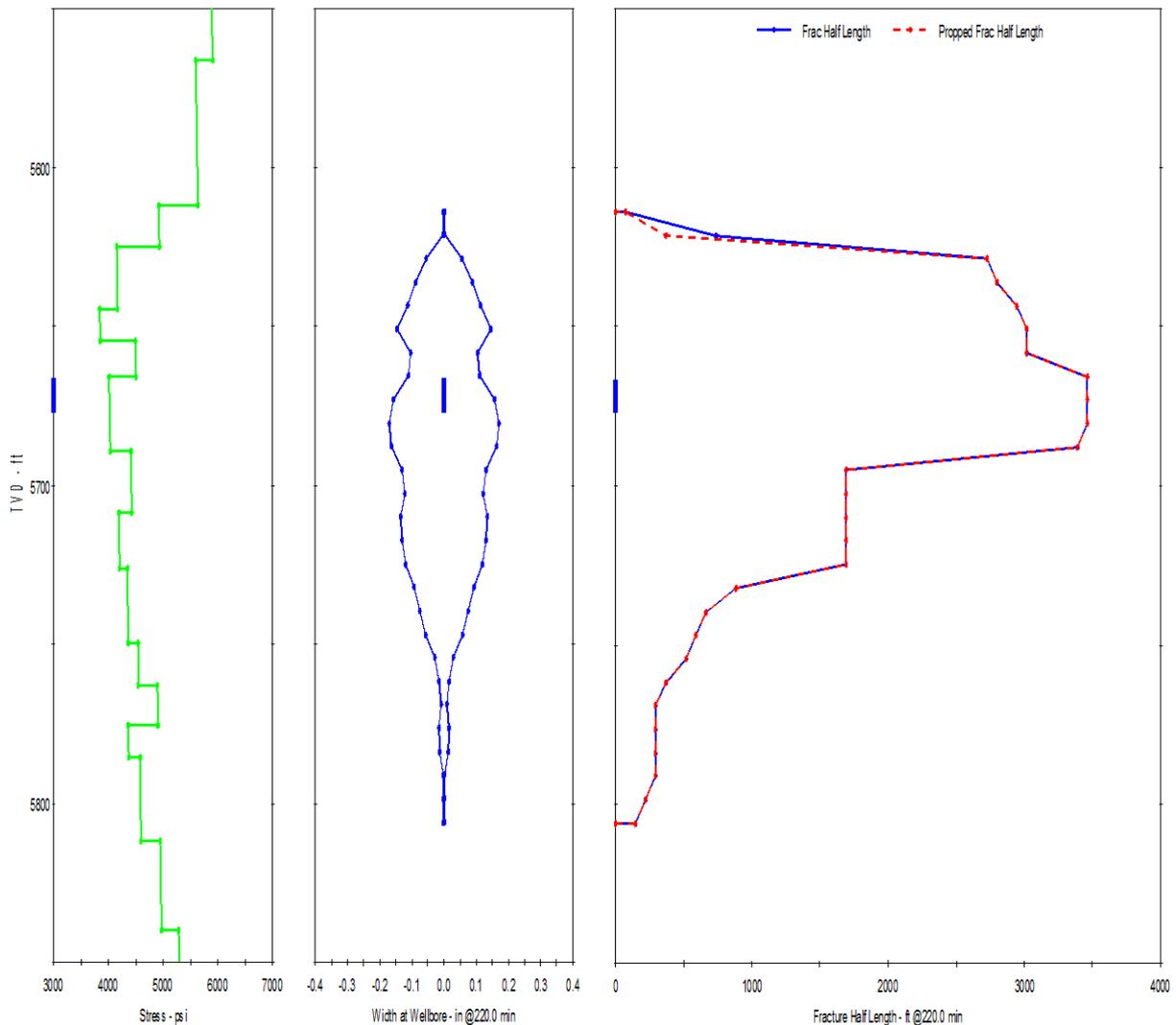


Figure 31 : Schéma de la fracture (Schlumberger, 2011)

III.3 Conclusion :

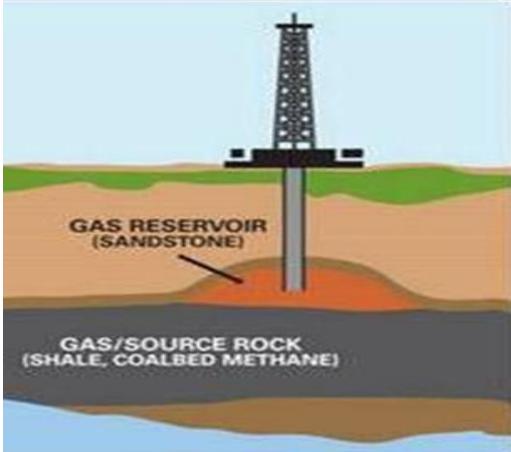
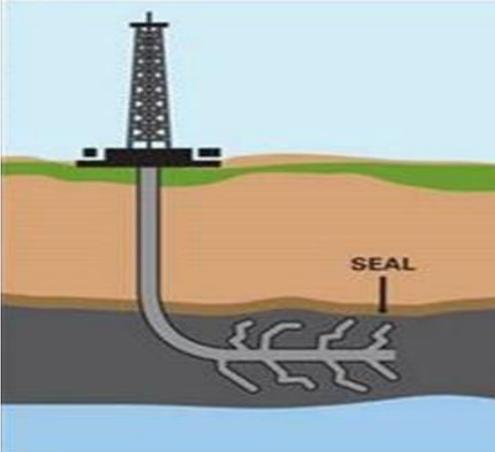
La fracturation hydraulique effectuée sur le puits (Y) s'est très bien déroulée, Toute la quantité du fluide et du proppant ont été pompés dans la fracture, le réservoir a très bien répondu au volume injecté, aucun problème ou screen-out a été signalé. L'opération de fracturation hydraulique pour un puits non-conventionnel nécessite beaucoup plus d'attention, de travail et de suivie.

Chapitre IV : Comparaison entre la fracturation hydraulique dans les réservoirs conventionnel et la fracturation hydraulique dans les réservoirs non conventionnels

IV.1 Introduction :

Dans ce chapitre nous allons comparer la fracturation hydraulique dans les réservoirs conventionnels et la fracturation hydraulique dans les réservoirs non-conventionnels, et essayer de voir si une exploitation de gaz non-conventionnel (gaz de schiste) est si différente de ce qui se fait dans notre pays depuis une cinquantaine d'années environ.

IV.2 comparaison :

Objet de comparaison	Conventionnel	Non-conventionnel
Formation Du Réservoir	<p>Accumulations dans un réservoir moyennement ou hautement poreux, avec une perméabilité suffisante pour permettre au gaz de circuler. Le régime de pression tend à se déplacer vers la production de gaz et (c'est à dire écoulement naturel).</p>  <p>Figure 32 : Puits conventionnelles (DTE energy, 2010)</p>	<p>Dépôts de gaz naturel trouvé dans des formations rocheuses relativement imperméables - sables serrés (tight sands), schiste et lits de charbon. Pour exploiter ces ressources du sol, des voies artificielles (fractures) doivent être créés. Les technologies clés sont le forage horizontal et de fracturation hydraulique.</p>  <p>Figure 33 : Puits non-conventionnelles (DTE energy, 2010)</p>

<p>Localisation du gaz dans le réservoir</p>	<p>Le gaz se situe dans les espaces interstitiels classiques avec une faible stratification verticale, une bonne perméabilité et un important flux de gaz sans obligation de fracturer.</p>	<p>Le gaz se situe dans des schistes dans la roche mère. Très faiblement perméable, presque pas de rayon de drainage, très hétérogène et obligation de fracturé</p>
<p>Réservoir</p>	<p>Le gaz a migré vers le réservoir "gaz libre", pris au piège dans plusieurs zones relativement petites, poreuses et diverses formations rocheuses naturelles, telles que les carbonates et les grès. Le gaz réside dans l'espace entre les pores. La perméabilité permet de produire naturellement et économiquement sans stimulation hydraulique. Les puits verticaux sont le moyen le plus commun pour la production.</p>	<p>Le gaz est généré in situ. Le "gaz libre" est piégé dans de grandes zones imperméables dans la roche mère. L'ultra faible perméabilité nécessite une fracturation hydraulique pour produire. Grande stratégie de développement pour exploiter la ressource. Les puits horizontaux avec une stimulation à plusieurs étages sont le moyen le plus commun pour la production.</p>
<p>Processus de développement</p>	<p>Surface d'accumulation réduite. Brève période d'exploration. La phase de développement est courte à moyenne. Aucun perçage n'est requis au cours de la période de production.</p>	<p>Grande surface d'accumulation. Longue période d'exploration et dévaluation. Le développement et la période de production sont longs. Le perçage est nécessaire.</p>
<p>Perméabilité</p>	<p>Figure 34 : Perméabilité des réservoirs conventionnels et non-conventionnels (document Schlumberger, 2010)</p>	

IV.2.1 Volume d'eau utilisé :

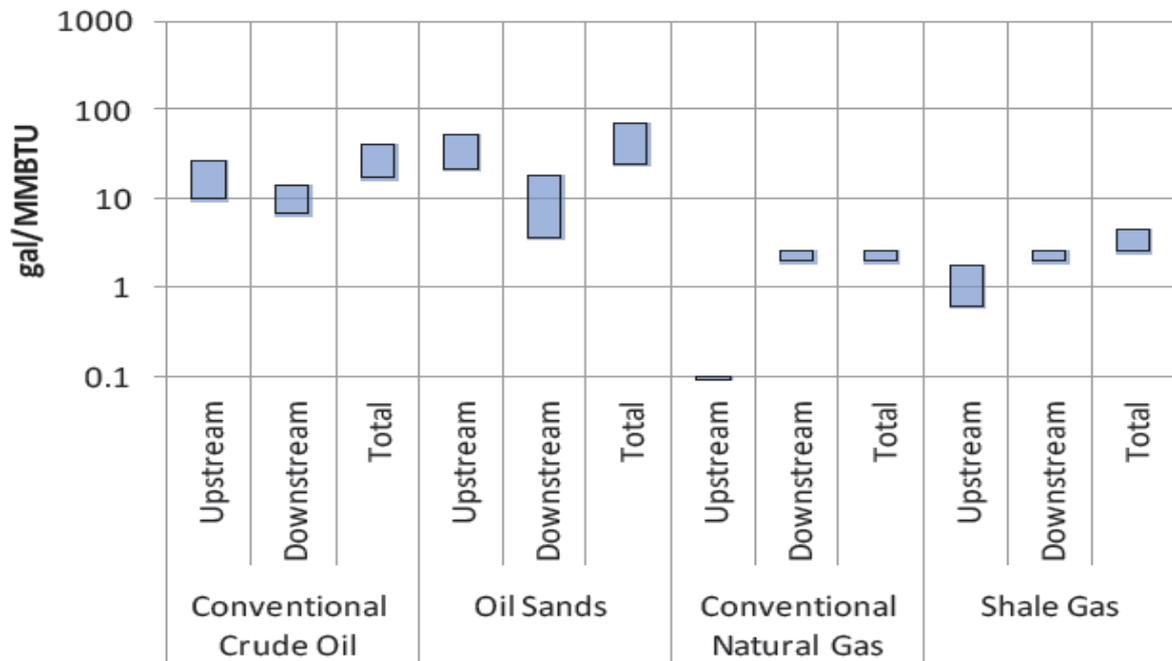


Figure 35 : volume d'eau utilisé pour l'exploitation des hydrocarbures (Schlumberger, 2010)

La figure ci-dessous montre que pour l'exploitation des shale gas, le volume d'eau nécessaire est compris entre (4 et 6 MMBTU), alors que pour l'huile conventionnelle le volume d'eau nécessaire est compris entre (20 et 60 MMBTU).

MMBTU :

MBTU est utilisé comme une unité de mesure standard pour le gaz naturel, elle fournit une base pratique pour comparer le contenu énergétique des différentes qualités de gaz naturel et d'autres combustibles.

Un pied cube de gaz naturel produit environ 1000 BTU, de sorte que 1000 pieds cubes de gaz est comparable à 1 MBTU. MBTU est parfois exprimée en MMBTU, qui est destiné à représenter un millier de mille BTU.

IV.2.2 Additifs utilisés :

Les pourcentages des additifs ajoutés lors d'une fracturation hydraulique sont quasiment les mêmes pour les réservoirs conventionnels et les réservoirs non-conventionnels (voir tableau 9 chapitre III).

Cependant leur volume peut varier ; cela dépend de la quantité d'eau utilisée.

IV.2.3 La hauteur des fractures :

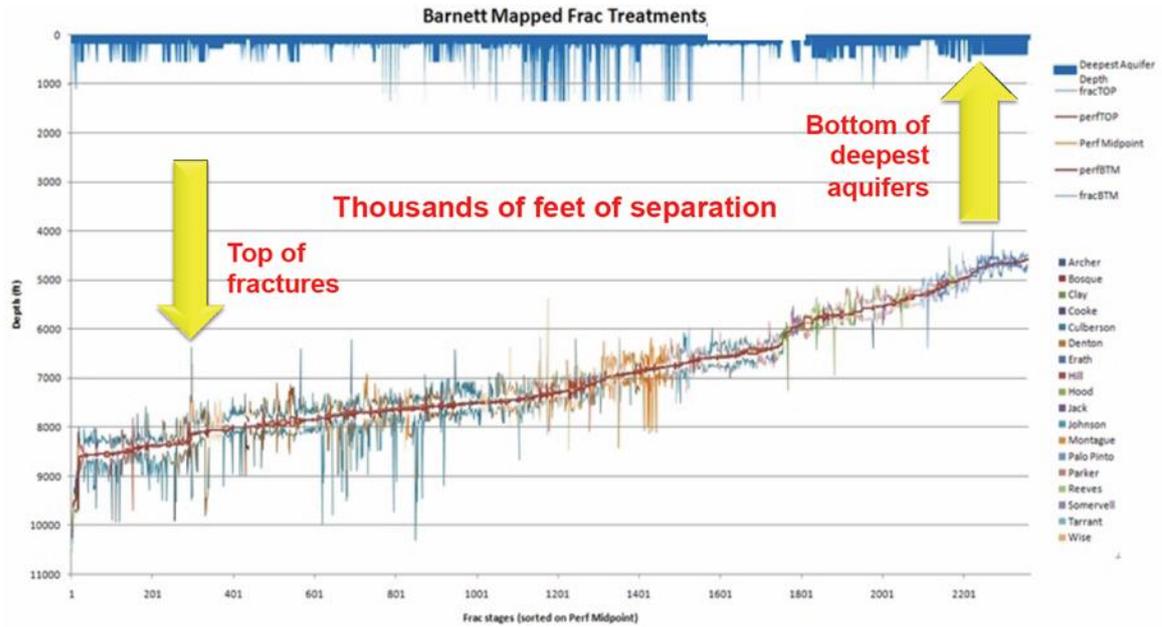


Figure 36 : Détermination de la hauteur des fractures par la micro-sismique (Schlumberger, 2011)

La figure ci-dessus illustre la hauteur des fractures pour traitements de fracturation hydraulique effectuées dans une grande formation de schiste aux États-Unis.

La fracture est illustrée par la ligne jaune et triés par la profondeur.

Les pointes rouges représentent l'extension des fractures vers le haut et vers le bas.

Les barres bleues sombres au sommet de la figure illustrent la profondeur des sources d'eau sus-jacentes.

US données micro-sismiques montre que les fractures créées par fracturation hydraulique sont très peu susceptibles de se propager verticalement plus d'un kilomètre.

Une récente étude britannique a examiné la croissance de la fracture verticale basée sur des ensembles de données naturelles et artificielles montre que la hauteur verticale maximale des fractures artificielles créés était moins de 600 m, la hauteur de seulement 1% de ces fractures a été supérieure à 350 m. La hauteur verticale de la plupart des fractures naturelles examinées dans cette étude était entre 200 et 400 m.

Quelques fractures naturelles s'étendent au-delà de 700 m, et c'était extrêmement rare qu'une fracture se prolongée au-delà de 1000 m.

On ne sait pas si ces fractures naturelles se propagent par les mêmes mécanismes que l'ingénierie de la fracturation hydraulique, bien qu'il puisse y avoir des similitudes.

La plus forte croissance verticale peut survenir lorsque des fractures rencontrent des failles.

IV.2.4 Sismicité induite par la fracturation hydraulique :

Il existe deux types de sismicité associés à la fracturation hydraulique.

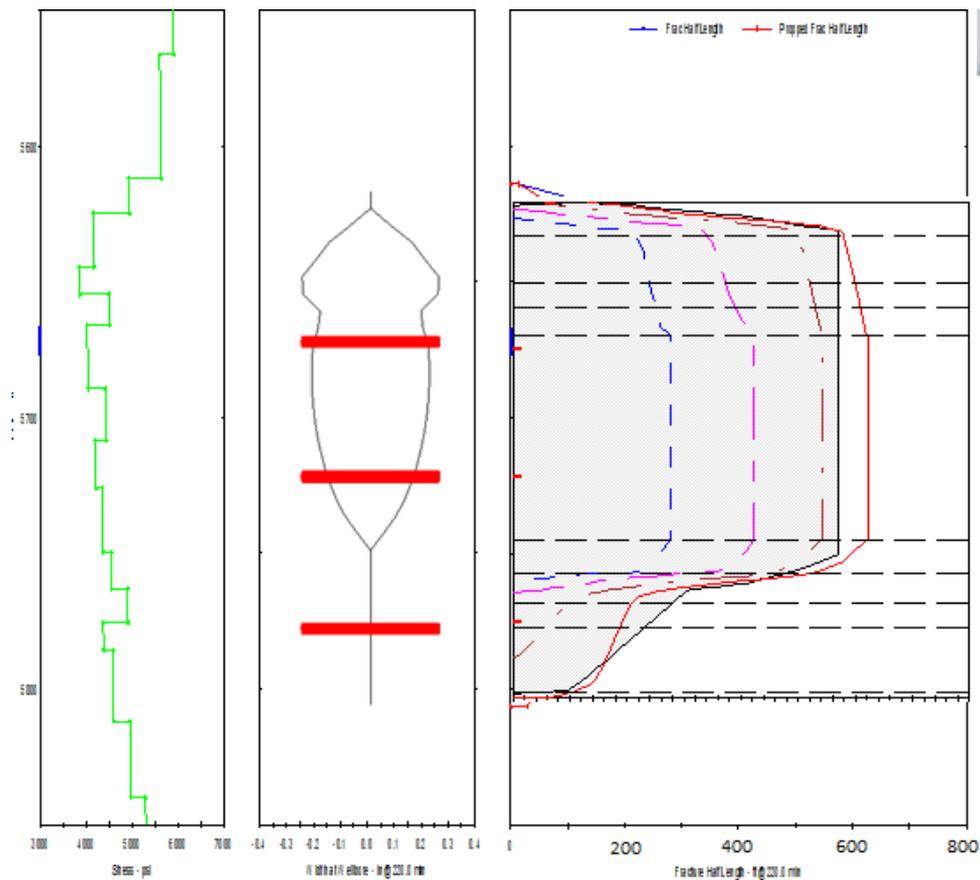
- Événements micro-sismiques qui sont une caractéristique courante de la fracturation hydraulique et sont dues à la propagation des fractures d'ingénierie. (La magnitude des microséismes induits par la fracturation hydraulique est comprise entre (-4 et -1) sur l'échelle de Richter).
- Grands événements sismiques qui sont généralement rares mais peuvent être induits par la fracturation hydraulique en présence d'un défaut de précontrainte. (La magnitude des grands événements sismiques induits par la fracturation hydraulique lors d'une rencontre avec une faille est comprise entre (0 et 2) sur l'échelle de Richter).

IV.2.5 Design ou conception :

Etape 1 :

Pour cette étape, on comparera la réponse d'un réservoir non-conventionnel stimulé avec un design conventionnel et un design non-conventionnel.

Design conventionnel :



Contraintes

Largeur de la fracture

Demi longueur de la fracture

Figure 37 : stimulation avec un design conventionnel (Schlumberger, 2015)

La figure précédente (fig. 37), montre que la demi-longueur de la fracture est de 3000 pieds (914 m), la largeur de la fracture est de 0.5 pouce (1.2 cm) mais celle-ci n'est pas ouverte sur toute sa hauteur qui est de 180 pieds (54 m) en raison des contraintes élevées.

Design non-conventionnel :

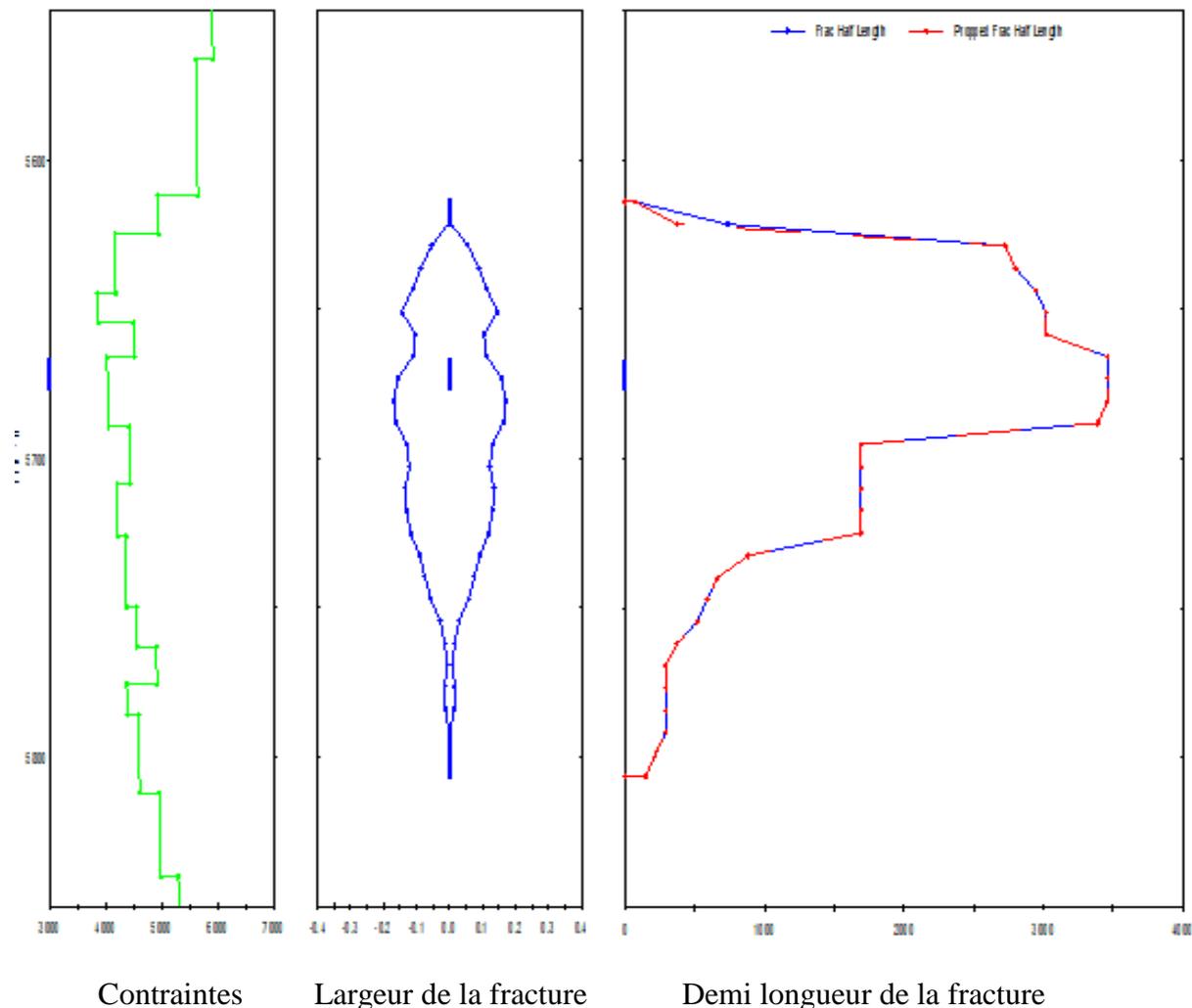


Figure 38 : stimulation avec un design non-conventionnel (Schlumberger, 2015)

La figure ci-dessus (fig.38) montre que la demi-longueur de la fracture est de 3500 pieds (1067 m), la largeur de la fracture est de 0.4 pouce (1 cm) et celle-ci est ouverte sur toute sa hauteur qui est de 200 pieds (60 m).

Etape 2 :

Pour cette deuxième étape, on comparera la réponse d'un réservoir non-conventionnel stimulé avec un gel linéaire (slick water) et un gel réticulé (cross-linked gel).

Gel linéaire :

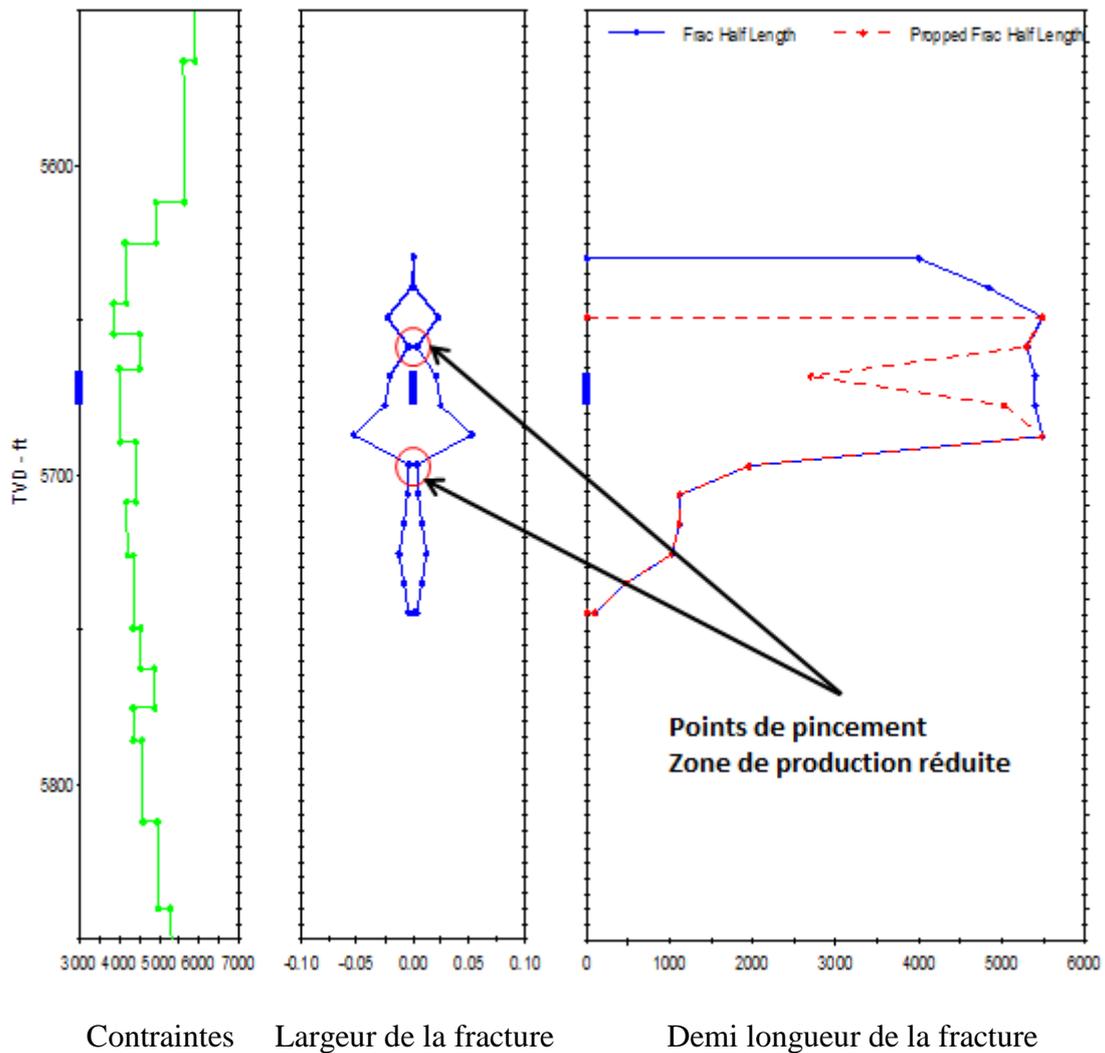


Figure 39 : stimulation avec un gel linéaire « slick water » (Schlumberger, 2015)

La figure ci-dessus montre que la demi-longueur de la fracture est de 5500 pieds (1650 m). La largeur de la fracture est de 0.15 pouce (3.75 mm) et n'est pas ouverte sur toute sa hauteur qui est de 120 pieds (36 m). On remarque deux points de pincement qui réduisent la hauteur de la fractures exploitables à 40 pieds (12 m).

Gel réticulé (cross-linked gel) :

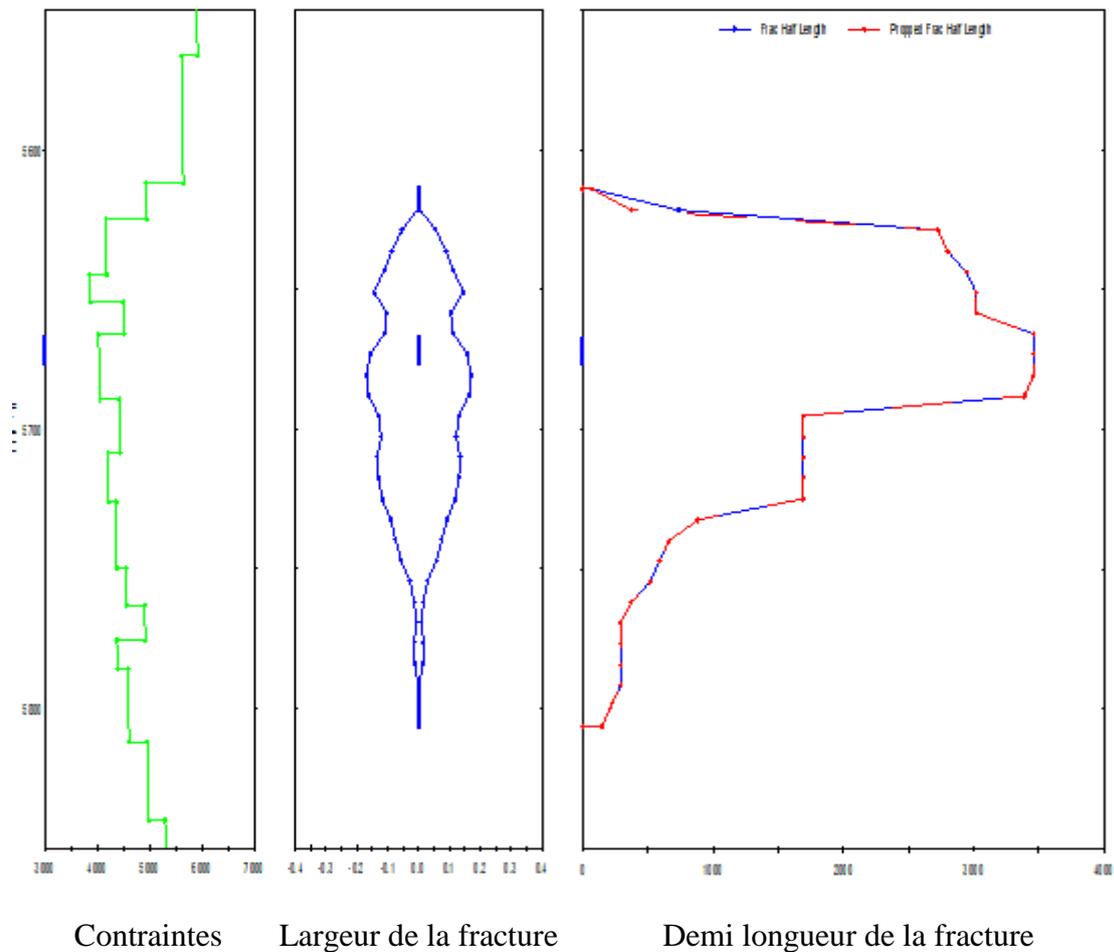


Figure 40 : stimulation avec un design non-conventionnel (Schlumberger, 2015)

La figure ci-dessus montre que la demi-longueur de la fracture est de 3500 pieds (1067 m). La largeur de la fracture est de 0.4 pouce (1 cm) et elle est ouverte sur toute sa hauteur qui est de 200 pieds (60 m).

De ces deux étapes, on peut conclure que pour une fracturation hydraulique optimale dans un réservoir non-conventionnel nécessite :

- Design non-conventionnel (équipements de surface, volume d'eau, concentration des additifs, quantité de proppant et débit de pompage.)
- La viscosité du fluide joue un rôle très important du fait qu'avec le gel linéaire « slick water » on obtient une longueur de fracture considérable car le fluide peut pénétrer plus facilement dans le réservoir, mais il a une hauteur réduite en raison de sa faible viscosité.

IV.3 Conclusion :

La comparaison entre la fracturation hydraulique dans les réservoirs conventionnels et les réservoirs non-conventionnels permet de conclure qu'il n'y a pas une très grande différence entre les deux procédés, les quelques points qui diffèrent sont due à la perméabilité des réservoirs non-conventionnels qui est très réduite.

De ce fait, un puits horizontal est souhaitable à un puits vertical. Une pression du fluide quelque peu supérieur à celle utilisé dans le conventionnel, implique plus d'équipements de surface.

La quantité d'eau utilisée dans le non-conventionnel est la même que celle utilisée dans le conventionnel; en ce qui concerne la micro-sismique, elle est utiliser pour faire un suivis du réseau de fractures.

La longueur de fracture dans le non-conventionnel est largement plus grande que celle du conventionnel (elle peut atteindre jusqu'à 1000 m), pour avoir le plus de pores connectés possible afin d'augmenter la connectivité.

Conclusion générale :

La fracturation hydraulique s'avère être la meilleure méthode pour l'amélioration de la productivité des gisements. C'est une opération très délicate qui peut échouer suite à un incident négligeable et sans importance. Mais elle peut changer les propriétés pétro-physiques du niveau fracturé lorsque l'exécution de cette dernière est réalisée selon les règles de l'art.

Cette méthode ne s'applique pas uniquement pour les réservoirs de caractéristiques pétro-physiques médiocres, mais elle peut aussi être appliquée sur des réservoirs qui ont déjà une bonne productivité.

Cette étude a pour but d'éclaircir quelques idées reçues sur les gaz de schiste, qui jusqu'à présent suscitent une très grande polémique due au manque d'informations.

D'après les résultats obtenus par notre étude, on peut dire que l'exploitation des gaz de schistes est semblable ou presque à une exploitation de gaz conventionnel, elle est même moins polluante qu'une exploitation d'huile conventionnelle.

Le gaz non-conventionnel devrait être vu comme une perspective d'avenir, sachant que la production nationale a baissée de 10% ces dernières années (de 2004 à 2010) alors que la consommation nationale a augmentée de 10% durant cette même période [article Liberté 08/06/2015], notre pays a besoin de cette nouvelle source d'énergie, sans quoi la production nationale ne suffirait qu'à la consommation nationale et cela dans quelques dizaines d'années seulement.

Références bibliographiques :

- Daniel Arthur, J and David, B., 09 juillet 2009. Environmental Best Practices For Shale Gas Development, Présenté à : Independent Oil and Gas Association of New York Findley Lake, NY.
- Dums, R and Wind, J., 17 juillet 2012. Water Usage Considerations, National Petroleum Council Future Transportation Fuels Study Topic Paper.
- Green, C., 2012. Shale Gas Background Note.
- Ground Water Protection Council., avril 2009. Modern Shale Gas, Development in the United States : A Primer U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory.
- Kenneth, G and Nolte., 1989. "Reservoir Stimulation", Economides M.J, Third Edition.
- Key Issues and Responsible Business Practices., mars 2013. Shale Gas Exploration and Production, Guidance Note for Financiers.
- Laura, A, Opuku, D, Peggy, W., février 2011. Global Shal Gas Study.
- Martin T., 2007. Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production, Economides M.J, (University of Houston).
- Office National de l'Energie Canadienne., novembre 2009. A Primer for Understanding Canadian Shale Gas, Energy Briefing Note.
- Oligney, R and Valko,P., 2002." Unified Fracture Design: Bridging The Gap Between Theory and Practice", Economides M.J.
- Schlumberger and Sonatrach., 2007. Well Evaluation Conference Algérie.
- The Royal Society and The Royal Academy of Engineering., juin 2012. Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing.
- The Technology Behind America's New Natural Gas Supplies., 02 octobre 2010.The Real Facts About Fracture Stimulation.

Annexes :

Conversion des unités utilisées lors de l'élaboration de notre projet de fin d'études

Unités utilisées		Système International d'unités
Inch	1 in	0.0254 m
Feet	1 ft	0.3048 m
Pound	1 Lb	0.4536 Kg
Baril	1 bbl	0.1590 m ³
Gallon US	1 Gal	0.0038 m ³
PSI	1 psi	0.0069 MPa
PPT	1 ppt	1 g.L ⁻¹
PPA	1 ppa	0.2 g.L ⁻¹