

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° Série :/2026

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures Energies Renouvelables et Science de la Terre et de l'Univers

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnel

Présenté Par :

BELMEHBOUL Rabeh, BOUSSIOUD ELmouloud, NECIR Hamza

-Thème -

**Etude et évaluation d'une fracturation hydraulique dans
un réservoir non conventionnelle 'Quartzite Hamra'**

Soutenue le : 04 / 06 / 2026 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	HADJADJ Sadok	MCA	Univ. Ouargla
Rapporteur	ALI ZERROUKI Ahmed	Professeur	Univ. Ouargla
Examineur :	HAFSI Fadila	MAA	Univ. Ouargla



Remerciements

Nous tenons tout d'abord à exprimer notre profonde gratitude à ALLAH, le Tout-Puissant, pour nous avoir accordé la force, la patience et les moyens nécessaires afin de mener à bien ce modeste travail.

Nous adressons nos sincères remerciements à nos encadrants pour la confiance qu'ils nous ont accordée en acceptant de suivre ce travail, ainsi que pour leurs précieux conseils, leur rigueur et leur disponibilité tout au long de sa réalisation.

Nous remercions également aux membres du jury pour avoir accepté d'évaluer ce travail, ainsi que pour l'intérêt qu'ils lui ont porté et leurs remarques constructives.

Nous exprimons aussi notre reconnaissance à l'ensemble des enseignants, ainsi qu'au personnel administratif du département de production des hydrocarbures de l'université d'Ouargla, pour leur contribution, directe ou indirecte, à notre formation tout au long de notre parcours universitaire.

Enfin, nous adressons nos sincères remerciements en premier lieu à nos familles, ainsi qu'à nos amis, pour leur soutien moral et leurs encouragements constants tout au long de ces années.



Dédicace

Je dédie ce modeste travail avant tout à la lumière de ma vie, la source de mon bonheur et le guide de mon chemin : mes très chers parents.

À mes chers frères,

À mes chères sœurs,

Et à toute la famille BELMEHBOUL.

BELMEHBOUL Rabeh

Je dédie ce modeste travail avant tout à la lumière de ma vie, la source de mon bonheur et le guide de mon chemin : mes très chers parents.

À mes chers frères,

À mes chères sœurs,

Et à toute la famille BOUSSIOUD.

BOUSSIOUD ELmouloud

Je dédie ce modeste travail avant tout à la lumière de ma vie, la source de mon bonheur et le guide de mon chemin : mes très chers parents.

À mes chers frères,

À mes chères sœurs,

Et à toute la famille NECIR.

NECIR Hamza

الملخص

هدف هذا العمل إلى دراسة عملية التكسير الهيدروليكي المنفذة على البئر HTMN1-Z1، المستغل لخزان Ordovicien (كوارتزيت الحمرة)، وذلك باستخدام تجهيزات شركة هاليبورتون وبرنامج المحاكاة (GOHFER). تعتمد هذه الدراسة على إجراء مجموعة من الاختبارات القبلية الضرورية، بهدف تحديد الخصائص الديناميكية للمكمن وضبط معايير التصميم بما يضمن تحقيق أعلى كفاءة تشغيلية ممكنة. كما تم إعطاء نتائج العملية، من أجل تقييم أدائها وقياس مدى تأثيرها على تحسين إنتاجية البئر. أظهرت النتائج أن تقنية التكسير الهيدروليكي في هذا النوع من الخزانات غير التقليدية تسهم بشكل ملحوظ في تعزيز الإنتاجية وتحسين انسيابية الموائع داخل المكمن.

الكلمات المفتاحية: التكسير الهيدروليكي، الخزانات غير التقليدية، كوارتزيت الحمرة، تقييم الأداء، الإنتاج.

RESUME

Ce travail vise à étudier l'opération de fracturation hydraulique réalisée sur le puits **HTMN1-Z1**, exploitant le réservoir ordovicien (**Quartzite Hamra**), en utilisant les équipements de **Halliburton** et le logiciel de simulation **GOHFER**. Cette étude repose sur la réalisation d'un ensemble de tests préalables indispensables, destinés à déterminer les propriétés dynamiques du réservoir et à ajuster les paramètres de conception afin de garantir la meilleure efficacité opérationnelle possible. Les résultats de l'opération ont également été analysés afin d'évaluer ses performances et de mesurer son impact sur l'amélioration de la productivité du puits. Les résultats obtenus montrent que la technique de fracturation hydraulique appliquée à ce type de réservoirs non conventionnels contribue de manière significative à l'augmentation de la productivité et à l'amélioration de l'écoulement des fluides au sein du réservoir.

Mots-clés: Fracturation hydraulique, réservoirs non conventionnels, Quartzite Hamra, évaluation des performances, production.

ABSTRACT

This work aims to study the hydraulic fracturing operation carried out on the **HTMN1-Z1 well**, producing from the **Ordovician reservoir (Hamra Quartzite)**, using **Halliburton equipment** and the **GOHFER simulation software**. The study is based on conducting a series of essential pre-fracturing tests to determine the dynamic reservoir properties and optimize the design parameters in order to achieve the highest possible operational efficiency. The operation results were also analyzed to evaluate its performance and assess its impact on improving well productivity. The results indicate that hydraulic fracturing technology, when applied to this type of unconventional reservoir, significantly enhances productivity and improves fluid flow within the reservoir.

Keywords: Hydraulic fracturing, unconventional reservoirs, Hamra Quartzite, performance evaluation, production.

Tableau des Matières

Remerciements	I
Dédicace	II
Résumé	III
Tableau des Matières	V
Liste des figures	IX
Liste des tableaux	XI
Symboles et abréviations	XII

Introduction

Chapitre I : Généralités sur la région d'étude

I-1 Généralité sur la direction GASSI AL AGRAB	01
I-1-1 Situation géographique	01
I-1-2 Situation géologique	01
I-1-3 Structure de champ	02
I-1-4 Aspect stratigraphique	02
I-1-5 Caractéristique du réservoir	06
I-1-6 Caractéristique des fluides de gisement	06
I-2 Généralité sur le champ de Hassi Toumiet (GASSI AL AGRAB)	07
I-2-1 Puits de découverte	07
I-2-2 Situation et objectifs	08
I-2-3 Données de forage	09
I-2-4 Diagraphies enregistrées	10
I-2-5 Interprétation des diagraphies	10
I-3 Conclusion	11

Chapitre II : Théorie sur la fracturation Hydraulique

II-1 Généralités sur la Fracturation Hydraulique	12
---	----

II-2 Concept et domaines d'application de la fracturation hydraulique	13
II-3 Description du processus de la fracturation hydraulique	15
II-3-1 Initiation de la fracture	15
II-3-2 Extension de la fracture	16
II-3-3 Maintien l'ouverture de la fracture	16
II-3-4 Fermeture du puits	16
II-3-5 Dégorgement du puits	17
II-4 Etapes de réalisation d'une opération de fracturation hydraulique	17
II-4-1 Tests des équipements	17
II-4-2 Le Pré-pad stage	17
II-4-3 Le Pad stage	17
II-4-4 L'injection du Slurry	18
II-4-5 La chasse du Slurry (Displacement ou Flushing stage)	20
II-4-6 Arrêt de pompage et fermeture du puits	20
II-4-7 Dégorgement de puits et mise en production	20
II-5 Conductivité adimensionnelle de la fracture « FCD »	21
II-6 Modèles de propagation de la fracture	23
II-6-1 Modèle de Perkins, Kern et Nordegren (PKN)	23
II-6-2 Modèle de Kristianovic, Geertsma et De Klerk (KGD)	24
II-6-3 Modèle radial	25
II-7 Diagnostique de calibration test (Calibration test)	25
II-8 Analyse de la pression de fracturation (La Méthode de Nolté)	26
II-9 Fluides de fracturation	27
II-9-1 Propriétés des fluides de fracturation	28
II-9-2 Types des fluides de fracturation	28
II-9-2-1 Les fluides à base d'eau	28
II-9-2-2 Les fluides à base d'huile	29
II-9-2-3 Les fluides à base d'acide	29

II-9-2-4 Les fluides multiphasiques	29
II-9-3 Les additifs des fluides de fracturation	30
II-10 Agents de soutènement	31
II-10-1 Propriétés du Proppant idéal	32
II-10-2 Type des Proppants	32
II-10-2-1 Les sables (Low Strength Proppants, LSP)	32
II-10-2-2 Les Proppants en céramique	33
II-10-3 Propriétés physiques des Proppants	34
II-10-4 Mise en place des agents de soutènement	34
II-10-5 Sélection des Proppants	34
II-11 Conclusion	34

Chapitre III : Réservoir non conventionnels

III-1 Introduction	35
III-2 Valorisation du potentiel	35
III-3 Notion sur les réservoirs conventionnels et non conventionnels	37
III-3-1 Réservoirs conventionnels	37
III-3-2 Réservoirs non conventionnels	37
III-3-2-1 Types d'hydrocarbures liquides non conventionnels Il existe plusieurs types	38
III-3-2-2 Types de gaz non-conventionnels	38
III-4 Notion géologiques et pétro physiques sur les réservoirs compacts (non conventionnels)	39
III-4-1 Porosité	39
III-4-2 Perméabilité	39
III-4-3 La texture	40
III-4-4 Détermination de type d'argile	40
III-4-4-1 La compaction	41

III-4-4-2 Cimentation par le quartz	41
III-4-4-3 Diagenèse des argiles	41
III-5 Etapes d'études pour l'exploitation des réserves compacte	41
III-5-1 Identification des ressources	42
III-5-2 Evaluation des ressources	42
III-5-3 Pilote production évaluation	43
III-5-4 Pilote teste de production	44
III-5-5 Développement commercial	44
III-5-6 Complétion du projet et recyclage	44
III-6 Conclusion	44

Chapitre IV : Etude cas pratique d'un puits Tight huile réservoir HTMN1-Z1

IV-1 Introduction	45
IV-2 Paramètres du puits	45
IV-3 Paramètres du réservoir	47
IV-4 Le Test d'injectivité, Step down rate test	47
IV-4-1 Procédure de Test d'injectivité	47
IV-4-2 Step Down Rate Test	50
IV-5 Le Minifrac	52
IV-5-1 Procédure de MiniFrac	53
IV-6 La simulation sur GOHFER	58
IV-6-1 Analyse de «settle frac» et «main treatment»	59
IV-6-2 Procédure de Settle Frac	60
IV-7 Procédure de traitement principale (Main Frac)	63
IV-8 Discussion et Conclusion	67
IV-9 Gain de l'opération	68

Conclusion générale et Recommandations

Conclusion générale

Recommandations

Références

Références

Annexe

Annexe

Liste des Figures

Figure I 1 : Situation géographique du champ GEA	01
Figure I 2 : Directions Structurales Régionales dans la Zone GEA/Hassi Messaoud	02
Figure I 3 : Stratigraphie du réservoir d'El-Gassi	03
Figure I 4 : Section Stratigraphique en Comparaison avec l'Architecture de Forage	05
Figure I.5 : Localisation géographique du champ de Hassi Toumiet [1]	07
Figure II.1 : Principaux équipements de la fracturation [4]	12
Figure II.2 : Principe de la Fracturation Hydraulique	13
Figure II.3 : Schéma de différents états du puits	15
Figure II.4 : Objectifs de la fracturation hydraulique	15
Figure II.5 : Schématisation de la 3eme phase (PAD volume)	18
Figure II.6 : Schématisation de la 4eme phase (l'injection du Slurry)	18
Figure II.7 : Evolution de la concentration du Proppant	19
Figure II.8 : Profils des concentrations du Proppant pendant l'injection	19
Figure II.9 : Schématisation des phases d'un traitement principal (Main frac)	21
Figure II.10 : Conductivité adimensionnelle de la fracture	22
Figure II.11 : Paramètres influençant la conductivité (type, concentration de Proppant et FCP)	22
Figure II.12 : Mécanismes altérant la conductivité de la fracture	23
Figure II.13 : Configuration du modèle PKN	24
Figure II.14 : Configuration du model KGD	24
Figure II.15 : Configuration du modèle radial	25
Figure II.16 : Détermination de la FCP par la méthode de G-function.	27
Figure II.17 : Fluides de fracturation	29
Figure II.18 : Les agents de réticulation	30
Figure II.19 : Les sables (Low Strength Proppants)	33
Figure II.20 : Agents de soutènement en céramique (ISP, HSP)	33
Figure III.1 : Volume des réserves non conventionnelles par rapport aux réserves conventionnelles [Mathieu, Y. (2011)]	35
Figure III.2 : Estimation des Ressources non conventionnelles dans le monde.	36
Figure III.3 : Réservoirs conventionnels	37
Figure III.4 : Présentation des réservoirs non conventionnels	38
Figure III .5 : Types d'huile selon les réservoirs (IFP)	38
Figure III.6 : Réservoir conventionnel, réservoir compact	39

Figure III.7 : La différence de connectivité associée à la taille des grains.	40
Figure III.8 : Processus de développement d'un réservoir tight Canadian Society of Un-conventionnel Ressources (CSUR)	41
Figure III.9 : Réserves de gaz techniquement recouvrables dans les 15 premiers pays en disposant, à fin 2011	43
Figure III.10 : Illustration des étapes d'un forage horizontal. Canadian Society of Un-conventionnel Ressources (CSUR)	44
Figure IV.1 Fiche technique du puits HTMN1-Z1	46
Figure IV.2: Injection test	48
Figure IV.3: Injection test G function analyses	49
Figure IV.4: Injection test square root analyses	49
Figure IV.5: Load well and step down rate test	51
Figure IV.6: Step down rate test	52
Figure IV.7: Minifrac	55
Figure IV.8: Minifrac ISIP	56
Figure IV.9: Minifrac G Function analyses	57
Figure IV.10: Minifrac Square root analyses	57
Figure IV.11 : Minifrac net pressure	58
Figure IV.12 GOHFER Minifrac match	59
Figure IV.13: Settle frac	62
Figure IV.14: Settle frac engine result	63
Figure IV.15: Main treatment	65
Figure IV.16 : Main treatment net pressure	66
Figure IV.17 : Concentration en proppant du traitement principal	66
Figure A: Complétion 4''1/2 new vam ancre HTMN1-Z1	 Annexe
Figure B: Step down rate test – Pressure vs Rate	
Figure C: GOHFER Main treatment design proppant conductivity	
Figure D: Settle frac G function analyses	
Figure E: Settle frac square root analyses	
Figure F: GOHFER Main treatment review	

Liste des tableaux

Tableau I-1 : Caractéristique d'huile	06
Tableau I-2 : Caractéristique d'eau	06
Tableau I-3 : Caractéristiques de gaz	06
Tableau I-4 : Etat du trou	09
Tableau I-5 : Paramètres de boue	09
Tableau I-6 : Tops des formations HTMN1-Z1	09
Tableau I-7 : Paramètres des carottes	10
Tableau I-8 : Paramètres du diagraphies	10
Tableau I-9 : Paramètres d'interprétation	11
Tableau IV-1 : Paramètres de puits étudié	45
Tableau IV-2 : Etapes prévues	49
Tableau IV-3 : Composition de l'eau traitée	50
Tableau IV-4 : Analyse du test d'injection	50
Tableau IV-5 : Donnée de l'analyse de réduction de pression (step down)	51
Tableau IV-6 : Données du test	54
Tableau IV-7 : Résumé du Minifrac	54
Tableau IV-8 : Analyse ISIP et de minifrac	56
Tableau IV-9 : Conception de Settle frac et de traitement principal.	59
Tableau IV-10 : Données du test	62
Tableau IV-11 : Données du traitement principal	65
Tableau IV-12 : Conception de traitement principale par GOHFER	66

Symboles et les abréviations

Symbole

HMD	Hassi Messaoud
HMN1-Z1	Hassi Toumiet 1- Horizontal 1
RCS	Sable enrobé de résine (Resin-coated sand)
ISP	Proppant de force intermédiaire (Intermediat Strength Proppant).
HSB	Bauxite à haute résistance (Heigh Strength Bauxite)
SRT	Step Rate Test (psi)
σ	Contrainte (psi)
F	Force normal (N)
A	Surface (ft ²)
p	Pression de pore (psi)
α	Constante de BIOT ($0 \leq \alpha \leq 1$), $\alpha \approx 1$
C_m	Compressibilité de la matrice (psi ⁻¹)
C_b	Compressibilité de la roche poreuse (psi ⁻¹)
E	Module de Young (psi)
ν	Coefficient de Poisson(%)
G	Le module de Cisaillement (psi ⁻¹)
X_f	Demi-longueur de la Fracture (ft)
W_f	Epaisseur de la Fracture ft(m)
H_f	Hauteur de la Fracture ft(m)
QH	Quartzites de Hamra
Ptete	Pression de la tête (psi)
PFD	Pression de fond (psi)
T	Température (°F)
K	Perméabilité (md)
h	Epaisseur (ft)
μ	Viscosité d'huile (cp)
DST	Drill Stem Test
PDRP	Pression dynamique et remontée de pression.
QGaz	Débit Gaz (m ³ /j)

QCond	Débit condensat (m^3/j)
QEau	Débit Eau (l/h)
V(t)	Vitesse de filtration (m/h)
C	Coefficient de qualité ou de filtration(%)
t_0	Instant du début de filtration (h)
AOFP	Potentiel d'écoulement ouvert absolu. (Absolute Open Flow Potential).(m^3/j)
S	Facteur Skin (sans unité)
DTS	Détection de la température distribuée (Distributed Temperature Sensing)
CT	Coiled Tubing
TVD	Profondeur verticale du puits (m)
MD	Profondeur Mesurée (m)
Bpm	Beats Per Minute
ISIP	Chute de Pression lors d'arrêt des pompes (psi)
Pcl	La pression de fermeture (psi)
p^*	Start pressure (psi)
LPP	Dernière pression de pompage (psi).
KH	Conductivité (md/ft)
bbl	Barrel
Ppm	Parts Per Million
PLT	Production Logging Tool
Sleeve	Communication entre l'intérieur et l'extérieur de la complétion
Open Hole	Puits ouvert c'est-à-dire sans complétion du puits
Proppant	Agent de soutènement- maintien la fracture ouverte.

Introduction

INTRODUCTION

La croissance des besoins en énergie a amené les pétroliers à travers le monde de rechercher de nouvelles ressources inexploitées comme, les huiles extra-lourdes, l'offshore ultra-profond, les gaz acides, les hydrocarbures très profondément enfouis à haute pression et haute température, souvent dans les réservoirs compacts (Tight réservoirs) qui sont très complexes à exploiter et demandent de très grandes maitrises technologiques.

Les réservoirs compacts constituent l'une des pistes prometteuses de ressources non conventionnelles. Ces gisements souvent gréseux, sont caractérisés par un potentiel pétrolier important, mais des propriétés pétrophysiques médiocres, particulièrement le paramètre perméabilité, qui ne permet pas un drainage des hydrocarbures du réservoir vers le puits.

L'Algérie est un pays disposant d'un grand potentiel pétrolier dans les réservoirs compacts.

Aujourd'hui, les nouvelles technologies d'exploration dans l'industrie pétrolière ont permis d'augmenter considérablement le taux de récupération par des techniques de stimulation telles que, l'acidification et la fracturation hydraulique, les forages horizontaux et le lavage aux solvants, mais les techniques de récupération les plus communes dans le cas de réservoirs compacts, est de forer un puit horizontal puis à le fracturer hydrauliquement par stage.

L'objectif principal de la fracturation hydraulique est d'accroître la productivité d'un puits par la création d'une structure de grande conductivité dans la formation (fracture soutenue) ou en remédiant l'endommagement à proximité de la paroi du puits.

La fracturation consiste à l'injection d'un fluide de traitement à une pression supérieur à la pression de fracturation de la formation, ouvrant ainsi des canaux de très forte perméabilité, dans lesquels l'effluent peut s'écouler beaucoup plus facilement, ce qui augmente le débit du puits et la productivité.

La réussite d'une telle opération dépend énormément des paramètres choisis et des décisions prises afin d'éviter toute échec ou toute dépense supplémentaire et avoir un bon rendement de l'opération. [17] [18].

Notre travail se compose de quatre chapitres distincts :

La première Chapitre englobe une présentation sur le champ Hassi Toumiet situé dans le périmètre de Hassi D'Zabat à 70 Km au Sud-Ouest de Hassi Messaoud. (Direction El-Gassi la région Hassi Messaoud).

- La deuxième Chapitre est consacré à la partie théorique et scientifique du sujet, se concentre sur les notions de base de fracturation hydraulique et sa méthode et son équipement et matériels utilisés.
- La troisième Chapitre aborde quelques contextes généraux, en commençant par les réservoirs conventionnels et non conventionnels et les caractéristiques des réservoirs compacts.
- La quatrième Chapitre représente la partie pratique, en commençant par la présentation du puits **HTMN1-Z1**, puis le design de fracturation, ses explications et résultats à partir de courbes de changement de pression avec le calcul de paramètres nécessaires.

Une conclusion générale et des recommandations concernant le sujet traité figurent à la fin du mémoire.

Chapitre I

Généralité sur la région d'étude

I-1 Généralité sur la direction GASSI AL AGRAB

I -1-1 Situation géographique

Le champ du GEA se trouve dans la partie Sud-Ouest à environ 100km du champ de Hassi Messaoud (Figure I-1), ayant les coordonnées Lambert suivants :

$$\begin{cases} \text{Longitude : } 5^{\circ}45 \text{ Est} \\ \text{Latitude : } 30^{\circ}59 \text{ Nord} \end{cases}$$

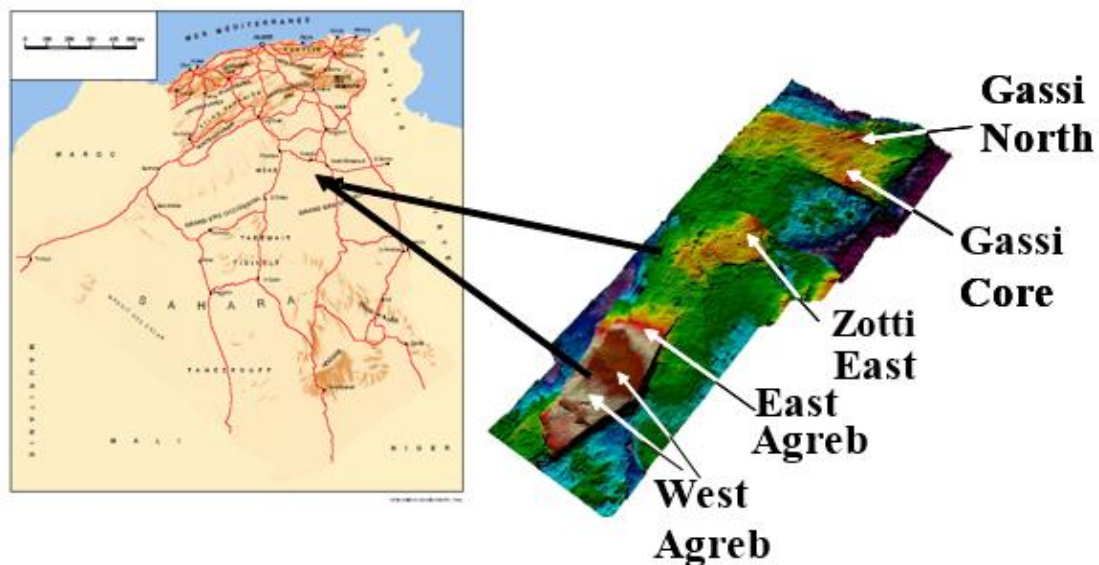


Figure I.1: Situation géographique du champ GEA [1]

Données sur le site et le climat :

- **Élévation** : La zone est à 200m au-dessus du niveau de la mer.
- **Températures** : 0-50 °C à l'ombre. La zone subit une très forte radiation solaire.
- **Humidité** : 20-50% RH
- **Vitesse de Vent Max** : 200 km /h
- **Pluviométrie** : Une moyenne annuelle basse, cependant un pic de pluviométrie atteignant 35mm/h.
- **Autre** : La zone est sujette à des tempêtes de sable violentes et régulières, souvent accompagnées d'éclairs.

I-1-2 Situation géologique

Le gisement d'El-Gassi se situe dans la partie sud de la dorsale de Hassi-Messaoud. Ce soulèvement sépare le bassin d'Oued-Mya à l'ouest du bassin d'Ilizi-Ghadames à l'est. Tous

les gisements d'huile le long de cette dorsale ont pour réservoir d'huile principal le cambrien Ra. Une autre caractéristique prédominante de la dorsale de Hassi-Messaoud est que toutes les culminations structurales (anticlinaux) ont été profondément érodées et incisées par la discordance hercynienne. A El-Gassi, la discordance n'a pas érodé le réservoir Ra, alors qu'aux gisements de Zotti et El-Agreb, elle a enlevé une partie de l'intervalle du réservoir.

I-1-3 Structure de champ

Les champs de GEA suivent la même direction structurale que celle des champs de Hassi Messaoud, Rhourde el Baguel et Nezla (**figure I-2**). Cette principale chaîne de dorsales orientée NE-SW est d'origine Pré-Cambrienne (PanAfricaine) et piège les accumulations d'hydrocarbures dans les strates du Cambrien Supérieur. Les dorsales qui permettent la fermeture des champs de GEA sont le résultat de multiples réactivations des directions des failles dominantes, et l'initiation des directions subordonnées, à travers le passé géologique.

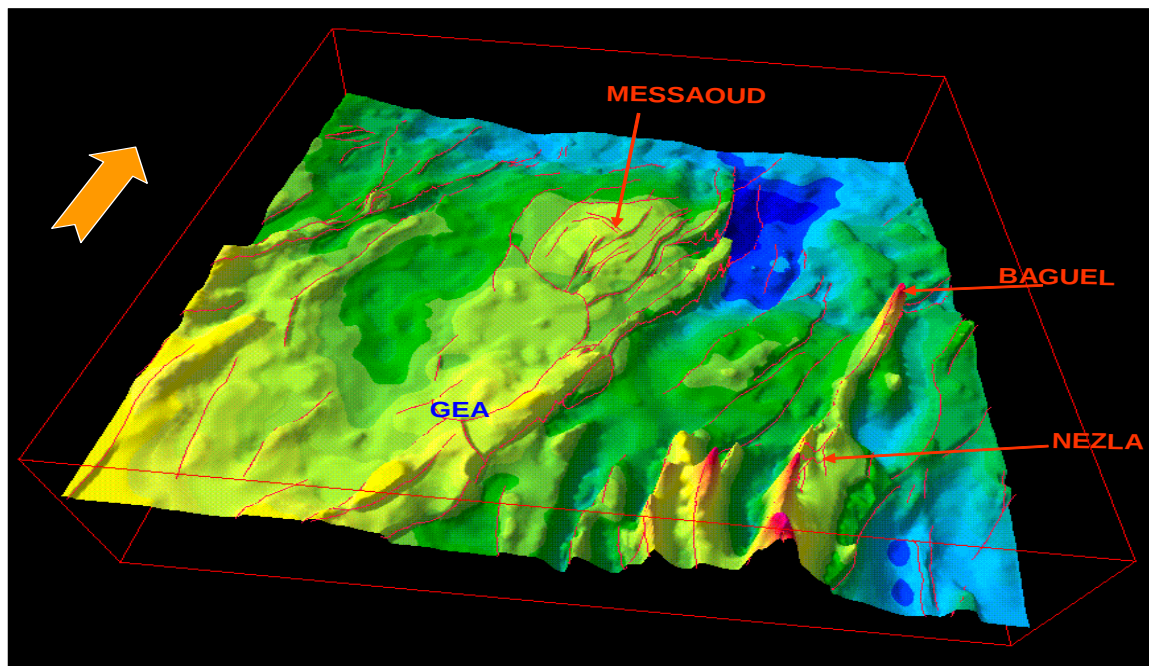


Figure I.2 : Directions Structurales Régionales dans la Zone GEA/Hassi Messaoud [1]

I-1-4 Aspect stratigraphique

La lithologie et l'examen des lames minces ont permis une synthèse des caractères lithologiques des étages du Cambro-ordovicien (le réservoir).

La formation est considérée comme unité fondamentale, qui est définie comme un ensemble des couches caractérisées par un faciès dominant, constitue l'unité de base des subdivisions adoptées.

Le membre étant une portion lithologique continue ou lenticulaire regroupant plusieurs couches au sein d'une formation (les noms de ces formations sont désignés par des termes géographiques reconnus dans des localités ou sites types). Le groupe comprenant plusieurs formations.

✚ Définition des formations étudiées

La succession normale rencontrée dans les puits de ce gisement est la suivante :

AGE	Hassi Messaoud	Ali (1975)	Balducchi and Pommier (1970)	Legrand (1985)	Revised
Ordovician	ZdA		El Gassi Sst. *		ZdA
Cambrian	Ri	RA		El Gassi Sst/Miribel Sst. Fm.	Ri
	Ra Drain 4 Drain 3 Drain 2 InterDrain Drain 1	RB/RC	Ra	R1/Ra	RaU RaU4 RaU3 RaU2 RaU1
	R2	RD	R2	R2	RaL R2
	R3	RE	R3	R3	R3
Precambrian	BASEMENT				

Figure I.3 : Stratigraphie du réservoir d'El-Gassi [2]

Les séries Cambro-ordoviciennes se divisent de bas en haut de la façon suivante :

- Le Groupe de Hassi Messaoud

Comprend trois formations de bas en haut :

- ✓ Formation inférieure : Lithozone R-3.
- ✓ Formation moyenne : lithozone R-2.
- ✓ Formation supérieure : Lithozone Ra.

- Le groupe Argilo-Gréseux d'Oued –Mya

- ✓ Les Grès d'El-Gassi. (ZDA +RI) : D'une épaisseur sensiblement constante de 60 m à 75 m. elle est constituée de deux ensembles sont :

- La zone d'alternance (ZDA) : Leur épaisseur augmente beaucoup entre le Nord et le Sud de la région, c'est une Zone d'alternances des Argiles d'El-Gassi et les Grès d'El-Gassi.
- Quartzites isométrique (Ri) : Contrairement à la zone des alternances « ZDA », leur épaisseur augmente du Sud vers le Nord, il y a donc une compensation d'épaisseur entre ces deux faciès ; « ZDA » et « Ri ». L'ensemble des Grès d'El-Gassi est considéré comme une formation équivalente dans tous les sondages. Avec un passage de faciès entre la région d'El-Gassi et les Grès moyen Isométriques de Hassi Messaoud. Le mur de cette formation peut être fixe soit au niveau de la rupture granulométrique « ALT-1 » soit au début de la véritable anisométrie « A-2 ». Les Grès Anisométriques « Ra » : La zone des quartzites Anisométriques est à peu près isopaque à l'échelle régionale, sauf à Hassi Messaoud où il y a une réduction importante d'épaisseur au sommet de cette zone dans l'Est du champ (MD 28-MD 45) qui peut être liée à l'érosion d'une zone haute déformée avant le dépôt de la zone des alternances. L'intercalation dans la série des venues éruptives laisse penser à une action perturbatrice de la tectonique au cours de la sédimentation Gréseuse.
- ✓ La Zone « R2 » : Elle montre que de très légères variations d'épaisseur du Sud vers le Nord.
- ✓ La Zone « R3 » : La Série représente de très fortes variations d'épaisseurs du Sud vers le Nord. Ce qui donne une série de Comblement des Dépressions de la Pénéplaine du paléozoïque inférieur

La succession normale rencontrée dans les puits de ce gisement est représenté sur la fig I-4

Ere/Sy	ETAGES	LITHO	Ep(m)	DE S C R I P T I O N
CZ	MIO PLIOCENE		239	SABLE , CALCAIRE
	EOCENE		122	CALCAIRE
MESOZOIQUE	SENOONEN	CARBONATE	107	CALCAIRE , DOLOMIE , , ANHYDRITE
		ANHYDRITIQUE	209	ANHYDRITE , MARNE , DOLOMIE
		SALIFERE	149	SEL MASSIF
	TURONIEN		112	CALCAIRE
	CENOMANIEN		147	MARNE , CALCAIRE , DOLOMIE
	ALBIEN		362	GRES , ARGILE
	APTIEN		24	DOLOMIE
	BARREMIEN		276	ARGILE , SABLE
	NEOCOMIEN		182	DOLOMIE , MARNE , ARGILE
	MALM		226	ARGILE , MARNE , CALCAIRE
	DOCK	ARGILEUX	107	ARGILE , MARNE
		LAGUNAIRE	211	ANHYDRITE , DOLOMIE
	LIAS	LD1	66	DOLOMIE , ANHYDRITE , ARGILE
		LS1	90	SEL , ANHYDRITE
		LD2	55	DOLOMIE , MARNE
		LS2	58	SEL MASSIF
		LD3	31	DOLOMIE , MARNE
	SALIF	TS1	46	ANHYDRITE , ARGILE
		TS2	189	SEL , ARGILE , ANHYDRITE
		TS3	202	SEL MASSIF
PALEOZOIQUE	ARGILEUX		113	ARGILE
	GRESEUX		0 à 35	GRES , ARGILE
	ERUPTIF		0 à 92	ANDESITE
	ORDOVICI	Quartzites de Hamra	75	Grès très fins
		Grès d'El-Atchane	25	Grès fins glauconieux
		Argiles d'El-Gassi	50	Argile verte ou noire
		Zones des Alternances	18	Alternances grès et argiles
	CAMBRIEN	R. Isométriques	42	GRES Isométriques, Silts
		R. Anisométriques	125	GRES Anisométriques, Silts
		R. 2	100	GRES Grossiers, Argile
		R. 3	370	GRES Grossiers, Argiles
		Infra Cambrien	45	GRES Argileux rouge
PROTEROZOIQUE	SOCLE			Granite porphyroïde rose

Figure I.4 : Section Stratigraphique en Comparaison avec l'Architecture de Forage [2]

I-1-5 Caractéristique du réservoir

- ✓ Une profondeur moyenne : 3120m
- ✓ Épaisseur moyenne : 100 m
- ✓ La saturation initiale moyenne en eau : 33%
- ✓ Température de réservoir : 235°F
- ✓ Pression de réservoir : 6653 psia
- ✓ Porosité moyenne : 7.5%
- ✓ Perméabilité moyenne : 1,7 md
- ✓ Degré API : 49.5 °API
- ✓ GOR : 1003 SCF/BBL

I-1-6 Caractéristique des fluides de gisement

❖ Tableau I-1 : Caractéristique d'huile

B_{oil} à Pinit	m³/m³	1.55
B_{oil} à Psat	m³/m³	1.687
Densité de l'Huile(En surface)	kg/m³	795
Densité de l'Huile(Sur place)	kg/m³	679
Viscosité de l'Huile A Pinit	cP	0.28
Viscosité de l'Huile A Psat	cP	0.21

❖ Tableau I-2 : Caractéristique d'eau

B eau	m³/m³	1.019
Densité de l'Eau (En surface)	kg/m³	1,222
Densité de l'Eau (Sur place)	kg/m³	1,199
Viscosité de l'Eau (A partir de la corrélation)	cP	0.58

❖ Tableau I-3 : Caractéristiques de gaz

Densité de Gaz (En surface)	kg/m³	1.35
Viscosité du Gaz A Psat	cp	0.0186

I-2 Généralité sur le champ de Hassi Toumiet (GASSI AL AGRAB)

Le champ de Hassi Toumiet (**Figure I.5**) concerné par cette étude est situé dans le périmètre de Hassi D'Zabat le bloc 427-439 à environ 670 Km au Sud d'Alger et à 70 Km au Sud-Ouest de Hassi Messaoud. La superficie globale du périmètre d'exploitation est de 608,70 Km². La zone est délimitée par des méridiens géographiques en degrés, minutes et secondes sexagésimales par rapport au méridien international d'origine, et par des parallèles géographiques en degrés, minutes et secondes sexagésimales par rapport à l'équateur. Les méridiens et parallèles géographiques sont définis par l'ellipsoïde de Clarke 1880 (Afrique du Nord) et par le système de référence du Sahara du Nord. [1]

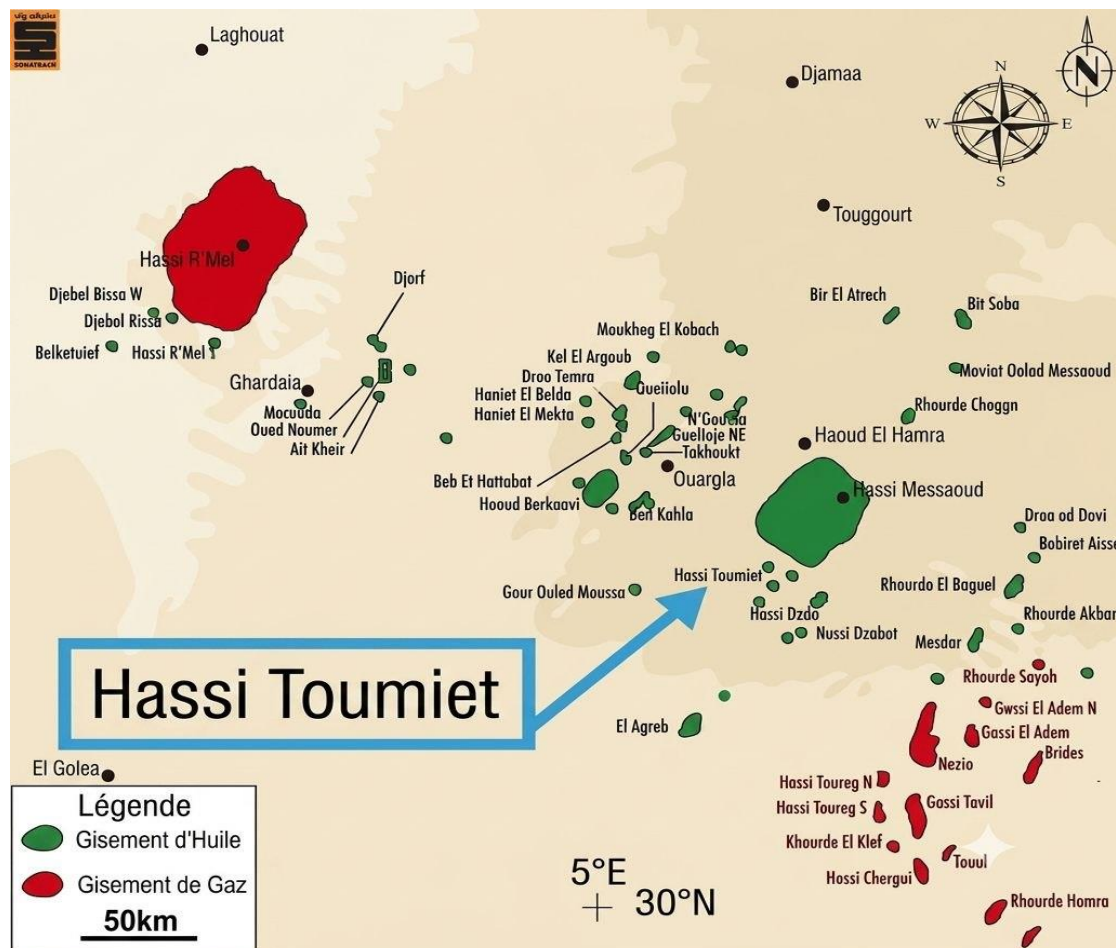


Figure I.5 : Localisation géographique du champ de Hassi Toumiet [1]

I-2-1 Puits de découverte

La structure de Hassi Toumiet a été mise en évidence suite à l'interprétation de la sismique 2D de 1994 et retraitée en 2006. Le puits HTMN-1 (Hassi Toumiet Nord-1) s'inscrit dans le cadre d'un programme de forage de délinéation visant à tester le

compartiment situé en contrebas de la structure de HTM-1 (Découverte réalisée en 2010), de confirmer le potentiel Ordovicien au Nord de HTM-1, mais aussi la mise en évidence d'un éventuel plan d'eau.

Il est important de signaler que ce forage fera l'objet d'un drain horizontal (HTMN1-Z1) dans le but de traverser un maximum de fractures. Le puits HTMN-1 a été testé négativement dans les Quartzites de Hamra et il s'est montré non productif. En 2015, le puits a été repris en dévier (HTMN1-Z1) dans les Quartzites de Hamra. Le KOP est à 2903 m. Azimut : N220°. Longueur du drain total est 910 m et la longueur du drain dans les Quartzites de Hamra est 300m (TVD : 3383m). Ce puits est candidat à une opération de fracturation hydraulique.

Cette interprétation a pour but l'évaluation des caractéristiques pétro-physiques et la détermination de la nature des fluides contenus dans les réservoirs Ordovicien traversés par le forage HTMN1-Z1, réalisé par Sonatrach en effort propre. A noter que ce forage a été réalisé en drain horizontal pour intercepter le maximum de fractures.

NB : Deux ELAN-Plus ont été réalisés pour cette phase, l'une en MD (3300 – 3989m) et l'autre en TVD (3300-3386m).

I-2-2 Situation et objectifs

Le puits Hassi Toumiet Nord-1 (HTMN-1) est un puits de délinéation d'exploration, il est situé dans le bassin d'Amguid-Messaoud, bloc 427 et 439a, permis Hassi Dzabat. Il est important de signaler que la localisation ce forage Hassi Toumiet Nord-1 (HTMN-1) se trouve dans un contexte pétrolier et infrastructurel favorable et constituera une grande opportunité de confirmer le volume estimé en probable et par conséquent d'accroître la superficie imprégnée du réservoir Ordovicien dans le périmètre Hassi Toumiet.

Il est localisé à 12.62 Km au Nord du puits HTM-1, à 7.28km au Sud du puits SGS-1 et à 9.64 km à l'Ouest du puits RHM-1.

La structure est contrôlée par la sismique, IL : 1580 XL : 1306 (3D HGW)

➤ Coordonnées géographiques

X : 05° 45' 3.905'' E

Y : 31° 16' 25,083'' N

Zs= 169m

$Z_t = 177\text{m}$

➤ **Objectifs pétroliers**

Ordovicien : Les Quartzites de Hamra

➤ **Réserves totales en place**

62,58 Millions de m^3

I-2-3 Données de forage

Tableau I-4 : Etat du trou

Casing/Liner	Intervalle	Sabot	Phase
7" TVD et MD	3300-3989	3364	6"

Tableau I-5 : Paramètres de boue

Phase	Type de boue	Densité (g/cc)	Viscosité (s)	BHT (°c)
6" TVD	OBM	1.46	54 s/qt/ 18cp	121

Tableau I-6 : Tops des formations HTMN1-Z1

Formation	Top prévu (m)	Top réalisé (m)	Ecart
Grès d'Ouargla	-	-	-
Quartzites de Hamra	3287	3320	-33
Grès d'El Atchane	3355	3337.5	+17.5
Argiles d'El Gassi (R.E))	3363	3349	-14
Zone des Alternances	3583	3606	-23
Cambrien Ri	3623	3620	+3
Cambrien Ra	3663	3640	+23
Fond	4000	3700	+300

➤ **Carottes prélevées**

Pas de carottes sur le puits **HTMN1-Z1**

Deux carottes ont été prélevées au-devant de ces réservoirs dans le puits **HTMN-1** précédent :

Tableau I-7: Paramètres des carottes

Carotte	Côtes (m)	Formation	Réc.	Indices (F1 - F2)
CR1	3322-3224	Q.Z.H	90%	Grès gris-blanc a blanc fin a moyen, sub anguleux a sub arrondi, quartzitique compact, dur avec de films millimétriques d'argile noire, silteuse, indurée. Présence des joints stylolithiques remplis d'argile. Présence des fissures subhorizontales a sub-verticales rarement ouvert a fermées Porosité visuelle : mauvaise Fluorescence direct :Néant
CR2	3324-3342	Q.Z.H	100 %	Grès quartzitique a quartzit, gris-blanc a blanc, et gris sombre fin a moyen, subanguleux a subarrondi, compact, dur avec films millimétriques d'argile noire, silteuse, indurée

I-2-4 Diagraphies enregistrées

Les diagraphies reçues ont été enregistrées par la société de service Haliburton, elles sont de bonne qualité dans l'ensemble.

Tableau I-8 : Paramètres du diagraphies

Phase	Date	Opération	Intervalle (m)
6''	04/02/2015	FLEX-DTD-CCL-GTET-IDT-FLEX- ICT-FLEX-BSAT-ACRT	3000-3989

I-2-5 Interprétation des diagraphies

L'interprétation des diagraphies a été faite sur la base Geoframe programme ELAN PLUS.

Tableau I-9 : Paramètres d'interprétation

Réservoirs	GRmin API	GRmax API	DTsh us/ft	RHObsh g/cc	NPHIsh %	Rw $\Omega.m$
Ordovicien	10	70	60	2.65	10	0.012

- **Résistivité de l'eau de formation R_w**

La résistivité de l'eau de formation utilisée est estimée à partir de la salinité régionale qui est de l'ordre de 300 g/l. Elle est de 0.012 Ohm.m à la température 120°C.

- **Porosité utile**

La porosité utile est déduite à partir de la combinaison des courbes Sonique-Neutron-Densité, corrigée de l'effet des argiles.

➤ **Résultats d'interprétation des diagraphies**

L'interprétation des diagraphies, réalisée sur la base d'une salinité égale à 300 g/l et en considérant les Cut-off : $\Phi=4.5\%$ $S_w=45\%$ et $V_{sh}=45\%$.

Ordovicien : Ce réservoir est à hydrocarbures entre 3337 à 3356m en TVD (True Vertical Depth) avec une porosité (ϕ moy de 7%), (S_w moy 30%) et une hauteur utile de NP 10m.

En MD (Measured Depth) la hauteur utile serait de NP 45 m entre 3746 à 3846 m. (La présence de fissures ouvertes améliorerait les propriétés réservoir). [2]

I-3 Conclusion

D'après l'interprétation des diagraphies Les Quartzites de Hamra est à intérêt pétrolier et sans eau.

Chapitre II

Théorie sur la fracturation

Hydraulique

II-1 Généralités sur la Fracturation Hydraulique

Au fil des années, les propriétés pétrophysiques de la roche s'altèrent à cause de l'endommagement de la formation. Le maintien, voire l'amélioration de la productivité représentent un défi pour l'industrie pétrolière. La technique de fracturation hydraulique vient comme solution pour remédier ces problèmes. Elle est utilisée pour créer une forte perméabilité artificielle en engendrant de nouveaux drains ou canaux qui permettent à l'effluent de parvenir plus facilement au puits. Les statistiques indiquent qu'environ 50 % des puits de gaz naturel et 30 % des puits de pétrole subissent à des traitements par fracturation pour améliorer leur productivité ou injectivité. [3]

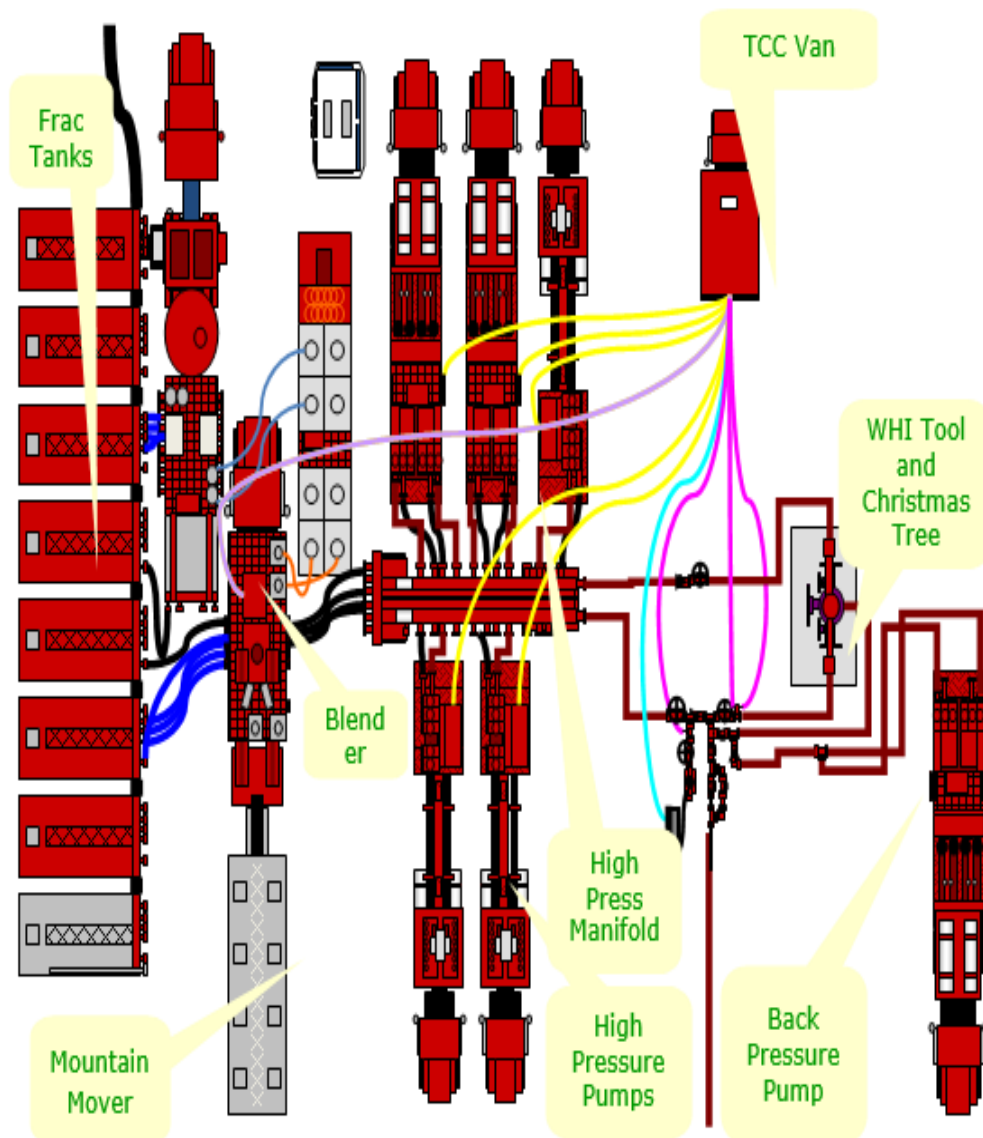


Figure II.1 : Principaux équipements de la fracturation [4]

II-2 Concept et domaines d'application de la fracturation hydraulique

La fracturation consiste à injecter un fluide de traitement dans le puits. Lors du pompage de ce fluide, la pression augmente tant que le débit de pompage est supérieur à celui qui peut filtrer dans la formation, cette augmentation de pression génère des contraintes de traction qui vont initier la fracture de la roche perpendiculairement à la contrainte de compression minimale en place avant le pompage. La fracturation de la roche intervient à une pression appelée « pression d'initiation de la fracture » ou « FIP ». En continuant à pomper, la fracture se développe de plus en plus tant que le débit de pompage est supérieur au débit de filtration. L'extension de la fracture s'effectue à une pression appelée « pression de propagation de la fracture » ou « FPP ».

A la fin de l'injection, lorsqu'on relâche la pression, la fracture ouverte par le fluide tend à se refermer. Afin d'empêcher cette fermeture, un matériau granulaire d'origine naturel ou synthétique, appelé « Proppant » est ajouté au fluide durant le pompage. Dans les formations carbonatées, on utilise un fluide de fracturation contenant de l'acide chlorhydrique assez concentré pour ronger les parois de la formation, ce qui laisse des canaux résiduels de très haute perméabilité lorsque la fracture se referme suite à l'arrêt de pompage, Comme le montre la figure ci-contre Fig II.2. [5]

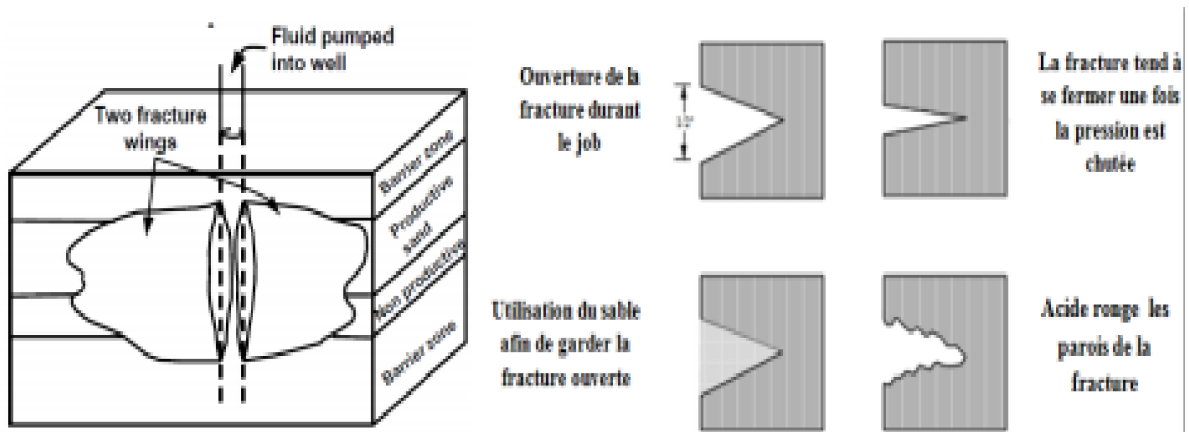


Figure II.2 : Principe de la Fracturation Hydraulique [21]

Le but essentiel de la fracturation hydraulique est d'améliorer la productivité ou l'injectivité des puits en ouvrant de nouveaux canaux sous forme d'une fracture à très haute perméabilité, Comme le montre la figure (Fig II 4). L'équation de Darcy en écoulement radial montre que la fracturation hydraulique peut augmenter l'indice de productivité IP du puits par :

- Augmentation de la capacité d'écoulement (Kh).
- By-pass des abords endommagés qui font augmenter le skin (si l'endommagement se trouve en profondeur dans le réservoir).
- Augmentation du rayon du puits (r_w) au rayon effectif (r_w').

$$Q = \frac{Kh(P_r - P_{wf})}{141.2\beta_0\mu(\ln r_e r_w + S)} \dots\dots\dots (III.1)$$

$$IP = \frac{2\pi Kh}{\mu(\ln r_e r_w + S)} = \frac{Q}{(P_r - P_{wf})} \dots\dots\dots (III.2)$$

Q : Débit d'huile conditions de fond (bbl/j).

K : Perméabilité (MD-).

P_r : Pression de gisement (psi).

h : Hauteur du réservoir (ft).

P_{wf} : Pression de fond dynamique (psi).

S : Le skin total

r_e : Rayon de drainage,

r_w : rayon du puits (ft).

μ : Viscosité d'huile (cp).

IP : indice de productivité

En complément de ce qui précède, les raisons pour lesquelles on opte pour la fracturation hydraulique sont :

- Faire produire les réservoirs tight et les réservoirs complexe (Sand bars).
- Connecter les systèmes naturellement fissurés.
- Modifier l'écoulement du fluide dans la formation (d'un écoulement radial à un écoulement linéaire) et distribuer la perte de charge le long de la fracture.
- Diminuer la différence de pression aux abords du puits (Draw-down) afin de renforcer la stabilité du puits.
- Contrôler la production de sable et minimiser le problème des dépôts organiques et minéraux.
- Améliorer la récupération secondaire (Augmentation de l'injectivité des puits).

La figure suivante (Fig II.3) montre l'évolution de l'indice de productivité pour différents états du puits, sachant que :

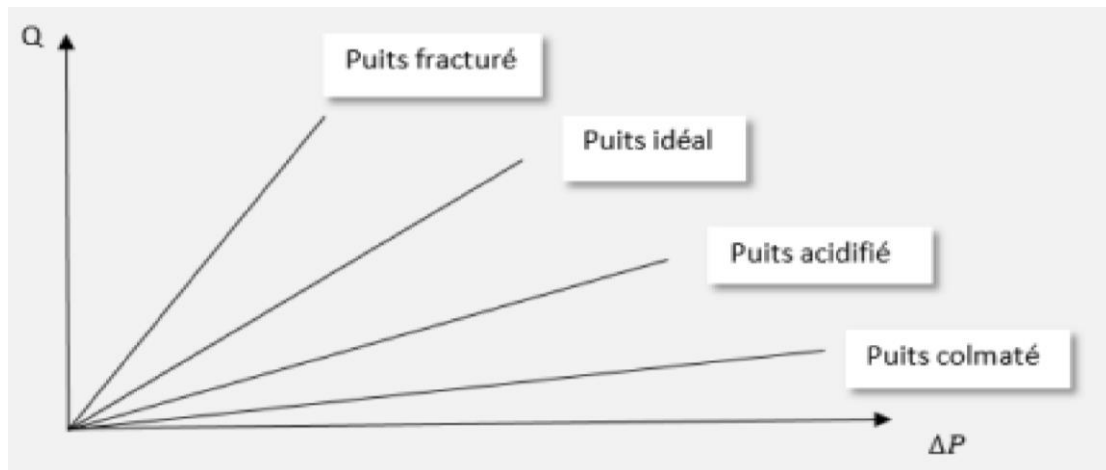


Figure II.3 : Schéma de différents états du puits [20]

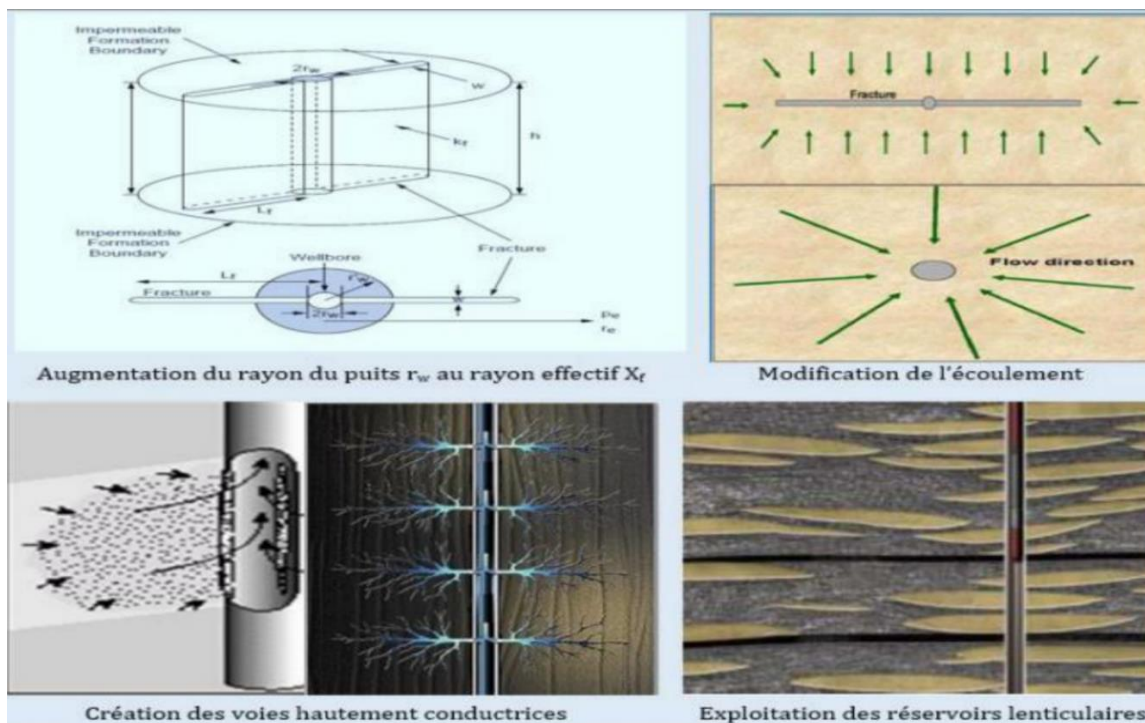


Figure II.4 : Objectifs de la fracturation hydraulique [21]

II-3 Description du processus de la fracturation hydraulique

L'opération d'une fracturation Hydraulique se déroule selon les cinq étapes suivantes :

II-3-1 Initiation de la fracture

En pompant dans le puits un fluide à un débit supérieur à ce qui peut être filtré dans la formation, on monte en pression dans le puits en générant des contraintes de traction qui vont initier une fracture de la roche perpendiculairement à la contrainte horizontale minimale en place. [6]

II-3-2 Extension de la fracture

En continuant à pomper, la fracture s'étend de plus en plus tant que le débit de pompage est supérieur au débit de filtration à travers les faces de la fracture.

A faible profondeur, au moins de 600 m, la fracture se développe généralement dans un plan horizontal selon une géométrie plus ou moins radiale circulaire. Le gradient de fracturation est alors généralement de l'ordre de 0.23 bar/m (1 psi/ft).

Aux profondeurs plus importantes, et en particulier au-delà de 1000 m, la fracture se développe généralement dans un plan vertical. Dans les modèles, elle est supposée soit symétrique par rapport au puits, soit développée d'un côté du puits. Le gradient de fracturation est alors généralement inférieur à 0.23 bar/m, sa valeur moyenne étant considérée de 0.16 bar/m (0.7 psi/ft).

II-3-3 Maintien l'ouverture de la fracture

Il faut distinguer deux cas :

- Dans les formations carbonatées : on utilise un fluide de fracturation contenant de l'acide chlorhydrique assez concentré ; cet acide ronge irrégulièrement les parois de la fracture en éliminant ainsi un certain volume de la roche ce qui laisse des canaux résiduels de très haute perméabilité lorsque la fracture se ferme suite à l'arrêt du pompage.
- Dans les formations gréseuses : des agents de soutènement présentant une très bonne perméabilité (sable, bille de verre ...) sont mélangés au fluide de fracturation et sont entraînés dans la fracture par ce fluide ; ils empêchent la fracture de se refermer quand on arrête le pompage en fin de traitement.

II-3-4 Fermeture du puits

Cela permet à l'excédent de pression de résorber par filtration de fluide de fracturation à travers les parois de la fracture. Elle est nécessaire pour les traitements avec les agents de soutènement, de manière à permettre à ces derniers d'être bloqué en place avant le dégorgement du puits.

II-3-5 Dégorgement du puits

Il faut évacuer au mieux non seulement le fluide de traitement contenu dans la fracture résiduelle mais aussi encore le fluide qui a filtré dans la formation. [5,6]

II-4 Etapes de réalisation d'une opération de fracturation hydraulique

Le traitement de fracturation proprement dit se subdivise en plusieurs étapes :

II-4-1 Tests des équipements

Il est nécessaire de s'assurer de l'absence de toute fuite en procédant aux essais de pression des équipements de surface et de fond. Les équipements et les installations doivent résister aux pressions atteintes lors de l'opération de fracturation. Ces essais auront lieu immédiatement avant le début de traitement.

II-4-2 Le Pré-pad stage

Un gel linéaire est généralement employé, ce tampon de fluide a pour but d'amorcer les pompes, refroidir la formation et remplir le puits dans le cas où le niveau statique de celui-ci est bas.

II-4-3 Le Pad stage

Cette étape consiste à pomper le fluide de fracturation qui est le même que celui du calibration test (généralement, du gel réticulé très visqueux, non chargé en agent de soutènement). Durant cette étape, la fracture déjà créée à la fin du Calibration test, va se ré-ouvrir afin de permettre aux fluides contenant l'agent de soutènement, pendant la phase suivante, de rentrer et de se déposer à l'intérieur de la fracture d'une façon à la maintenir béante. La pression nécessaire à rouvrir la fracture est appelée pression de réouverture de la fracture (RFP), elle est généralement inférieure à la pression de fracturation établie pendant les tests de calibration test.

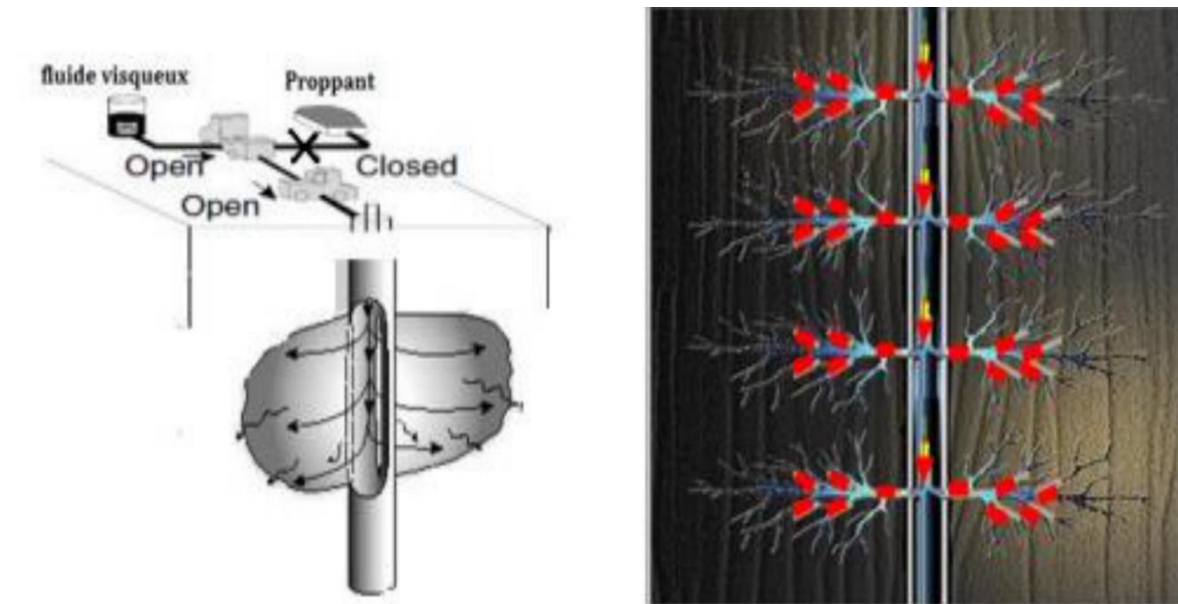


Figure II.5 : Schématisation de la 3eme phase (PAD volume) [25]

II-4-4 L'injection du Slurry

Cette phase consiste à véhiculer l'agent de soutènement de la surface vers la fracture, en utilisant un gel transporteur réticulé (Cross-linked gel), avec des concentrations de Proppant progressives (rampes ou stages). Il a pour rôle de remplir et de maintenir la fracture ouverte une fois la pression de fracturation relâchée.

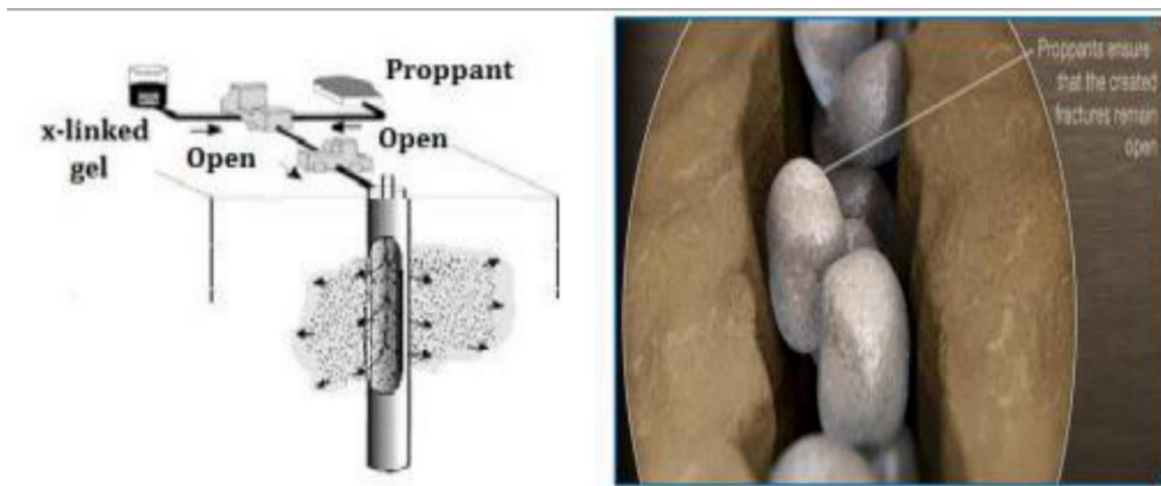


Figure II.6 : Schématisation de la 4eme phase (l'injection du Slurry) [25]

Généralement le Proppant n'est injecté qu'une fois sûre que la largeur de la fracture est suffisamment béante pour accepter l'intrusion des agents de soutènement, et la longueur obtenue s'approche de la longueur prévue.

La concentration du Proppant est augmentée au fur et à mesure qu'on s'approche de la fin de l'étape, Comme le montre la figure ci-contre (Fig II 7) :

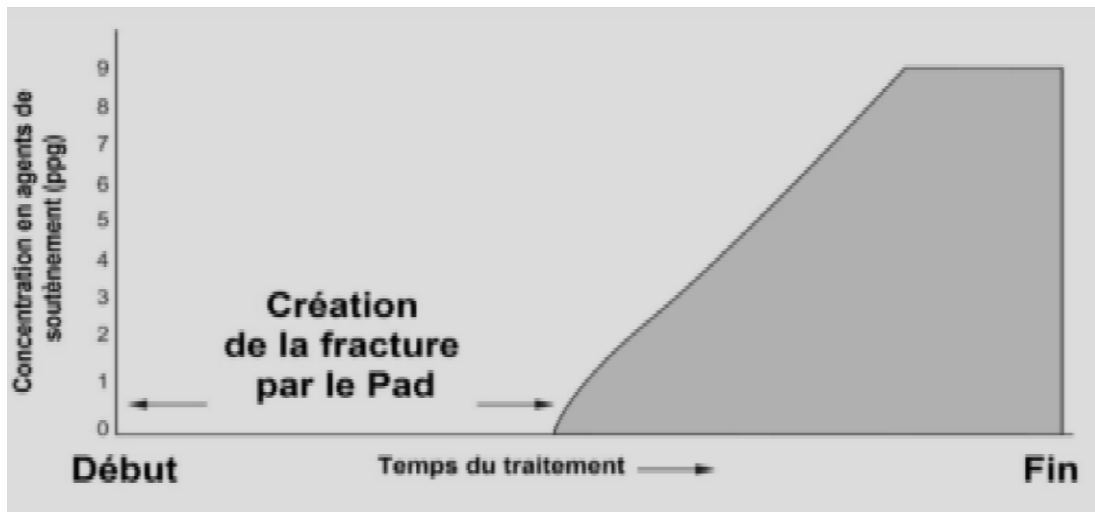


Figure II.7 : Evolution de la concentration du Proppant [25]

On utilise souvent dans cette phase deux à trois calibres d'agents de soutènement, successivement et séparément. Du plus fin au plus gros.

Généralement 40% des agents de soutènement prévus, sont injectés avec une concentration constante (plateau) à la fin de l'étape.

Cela garantit une concentration maximale aux abords du puits et une conductivité maximale au niveau de cette aire.

La chute soudaine de la concentration de proppant en surface annonce la fin de l'étape actuelle et le commencement de la chasse.

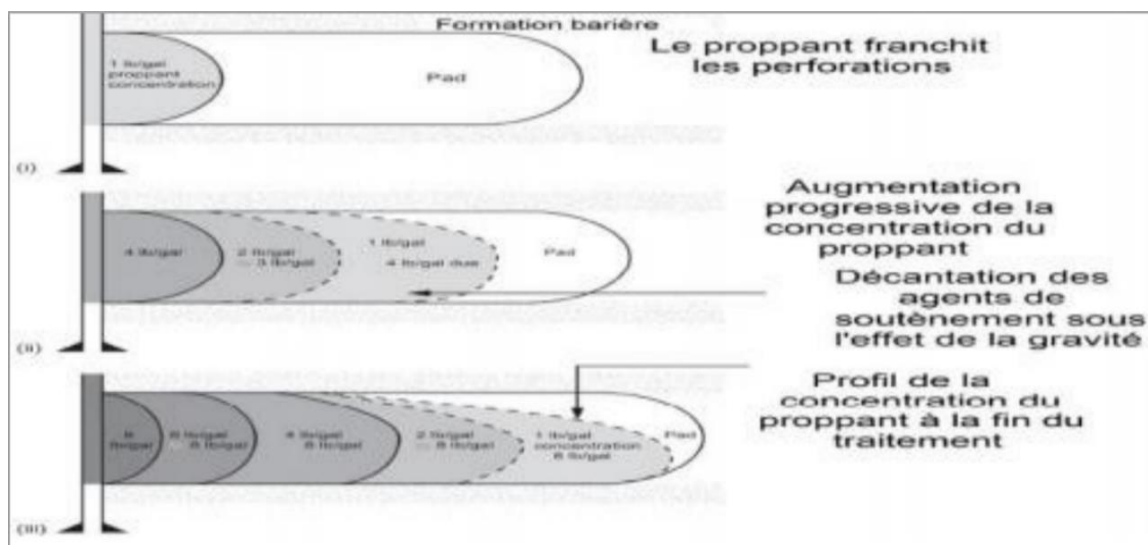


Figure II.8 : Profils des concentrations du Proppant pendant l'injection [25]

II-4-5 La chasse du Slurry (Displacement ou Flushing stage)

Cette étape consiste à pomper un gel linéaire sans Proppant qui va chasser l'excès du mélange précédent (Slurry) restant dans le tubing ou dans les perforations. On utilise un gel linéaire car il est facile à dégorger. Le volume de chasse varie en fonction de la size de la complétion. Lors de la chasse, il faut faire attention à ne pas sur-déplacer le fluide chargé en Proppant, le volume de chasse doit toujours être sous-estimé sinon la zone voisine du puits, n'est plus soutenue.

II-4-6 Arrêt de pompage et fermeture du puits

A la fin de la chasse, on arrête les pompes. L'ouverture du puits se fait en observant la pression en tête (En attendant sa stabilisation, approximativement 3000 psi pour des raisons de sécurité). La fermeture du puits permet à l'excédent de pression de se rejeter par filtration. Elle est essentielle pour bloquer les Proppant en place avant que le puits ne soit dégorgé. Certains préconisent de dégorger le puits après 24h de fermeture, d'autres limitent cette attente à 8h. En effet, la durée de fermeture varie d'un puits à un autre suivant la perméabilité du réservoir et la nature du fluide injecté. L'emploi d'un colmatant temporaire retarde parfois considérablement l'abaissement de la pression en tête.

II-4-7 Dégorgement de puits et mise en production

Dans cette phase, il faut tenter d'évacuer non seulement le fluide de traitement contenu dans le puits et dans la fracture, mais encore le fluide qui a filtré dans la formation. Il est recommandé de dégorger le puits en augmentant progressivement le débit dans le but d'éviter les variations brutales des contraintes effectives dans la formation et de maintenir le proppant dans la fracture. Les mesures de BSW permettent de préciser la durée du dégorgement (on s'arrêtera par exemple lorsque $BSW \leq 5\%$). [7]

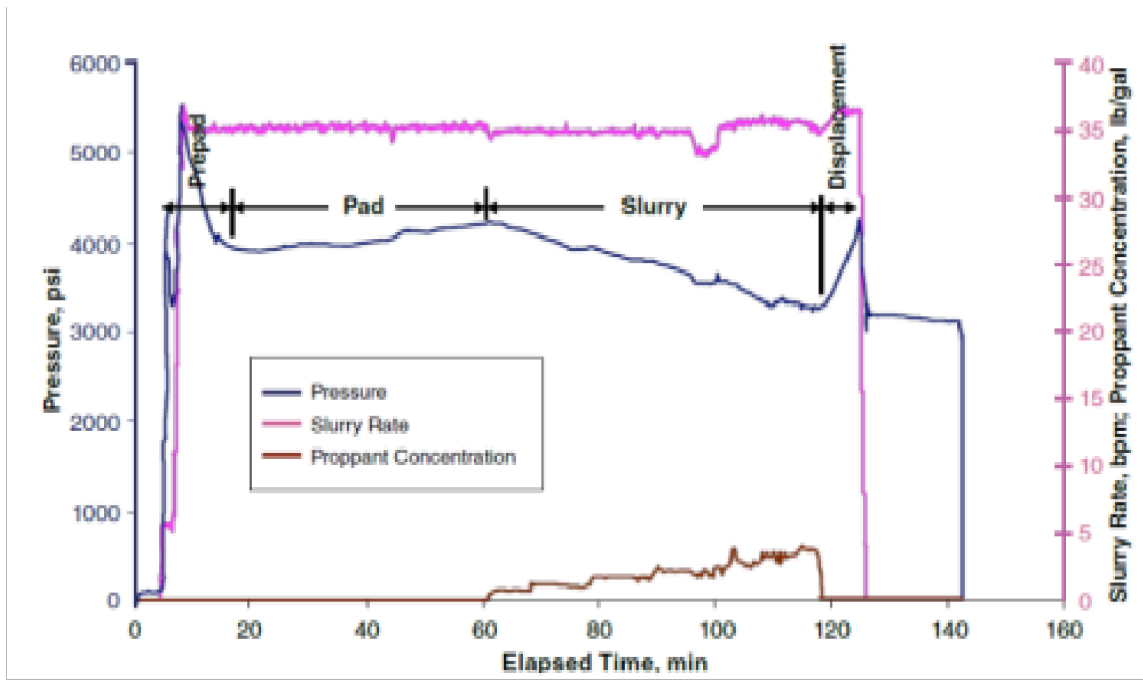


Figure II.9 : Schématisation des phases d'un traitement principal (Main frac) [25]

II-5 Conductivité adimensionnelle de la fracture « FCD »

La conductivité de la fracture « C_f » est sa capacité de transmettre les fluides à travers la fracture jusqu'au fond du puits, elle dépend principalement de la perméabilité de la fracture :

$$C_f = K_f W_f \dots\dots\dots (II-5)$$

La conductivité adimensionnelle de la fracture « FCD » (Appelé aussi contraste de conductivité) est un paramètre utilisé pour comparer l'aptitude de la formation à acheminer les fluides aux abords de la fracture et celle de la fracture à transporter ces fluides jusqu'au fond du puits. Mathématiquement elle est exprimée par la relation suivante :

$$FCD = \frac{K_f W_f}{K X_f} \dots\dots\dots (II-6)$$

FCD: Fracture (Conductivity Adimensionnels). **W_f** : Epaisseur de la fracture (ft)

K : La perméabilité de la formation (MD-) **K_f** : La perméabilité de la fracture (MD-)

La conductivité adimensionnelle et les dimensions de la fracture sont deux paramètres fondamentaux qui conditionnent le résultat et le rendement de l'opération de fracturation hydraulique.

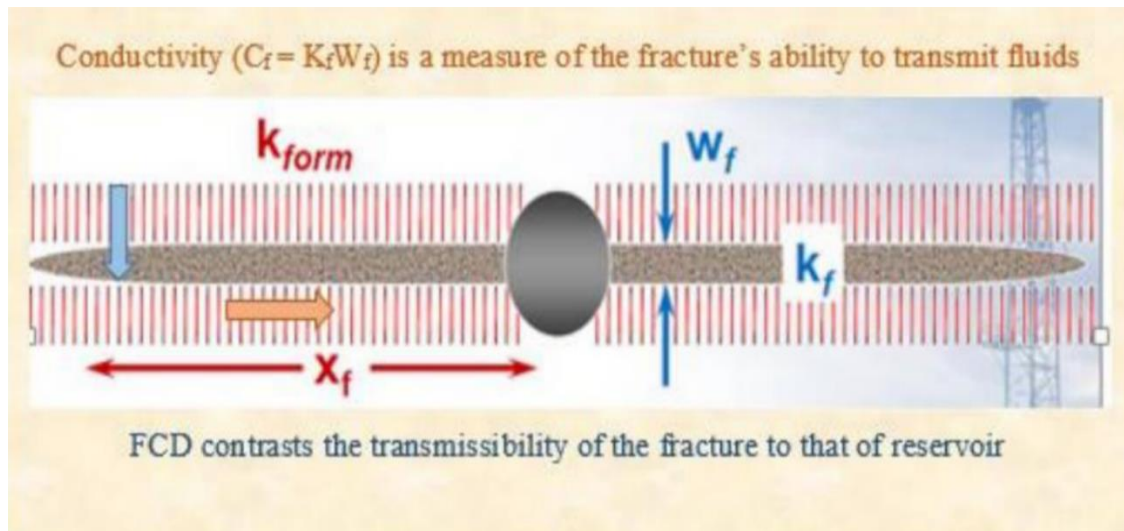


Figure II.10 : Conductivité adimensionnelle de la fracture [20]

Les paramètres les plus importants affectants la conductivité de la fracture sont:

- La concentration du Proppant et ses propriétés physiques (granulométrie, résistance, etc.)
- Le fluide de traitement (formation d'émulsion avec le fluide de formation, haute viscosité qui cause un mauvais dégorgement,
- Les résidus insolubles contenus à l'origine dans le fluide ou laissés sur place après sa dégradation)
- Les contraintes in situ. [7,8]

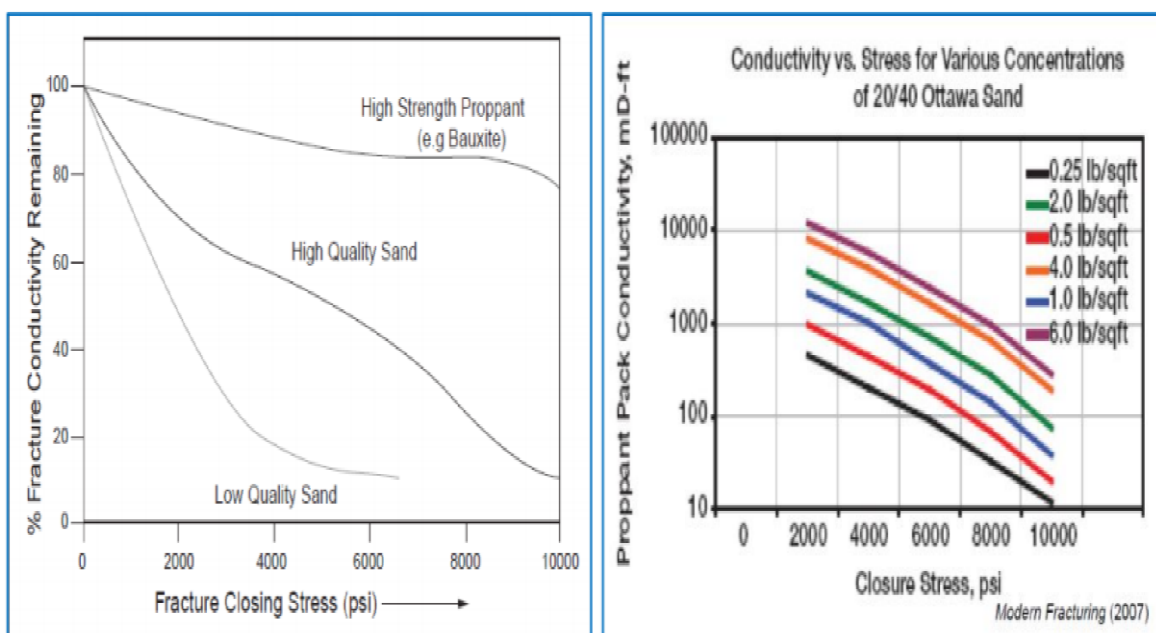


Figure II.11 : Paramètres influençant la conductivité (type, concentration de Proppant et FCP) [20]

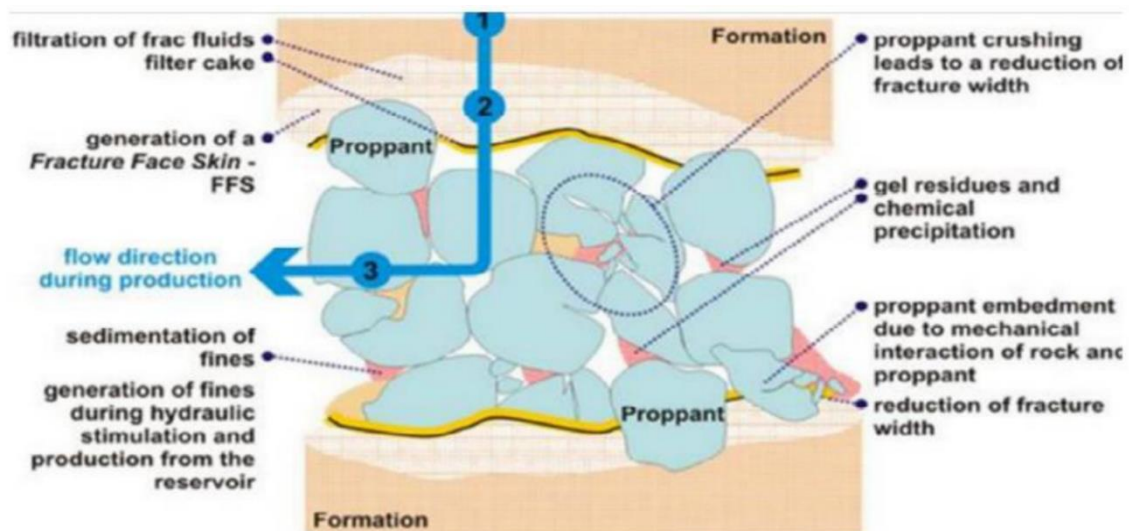


Figure II.12 : Mécanismes altérant la conductivité de la fracture [20]

II-6 Modèles de propagation de la fracture

Il existe plusieurs méthodes de calcul des dimensions des fractures. Elles simplifient le phénomène réel en imposant de nombreuses hypothèses pour le rendre abordable par le calcul. En effet, un modèle de propagation est indispensable pour relier le débit d'injection, le temps de traitement et la filtration du fluide avec les dimensions de la fracture. Ces modèles utilisent deux équations analytiques (deux dimensions) où la hauteur de la fracture doit être saisie. On distingue trois modèles principaux dans cette catégorie :

II-6-1 Modèle de Perkins, Kern et Nordegren (PKN)

Quand la fracture est confinée entre deux couches barrières et la pression présente un accroissement pendant le pompage, le modèle PKN prévoit une fracture qui se développe en forme elliptique aux abords du puits suivant un plan plus ou moins vertical. Pour ce modèle la méthode de calcul est basée sur les hypothèses suivantes:

- La hauteur de la fracture est constante sur toute sa longueur.
- La longueur X_f est nettement supérieure à la hauteur H_f .
- L'épaisseur de la fracture varie selon le plan vertical (Proportionnelle à la hauteur H_f).
- L'écoulement dans la fracture est monodimensionnel et dirigé suivant X_f .

- La section verticale est supposée être elliptique donc on peut représenter cette fracture schématiquement, comme une série de cylindres horizontaux à base elliptique s'emboitant les uns dans les autres.

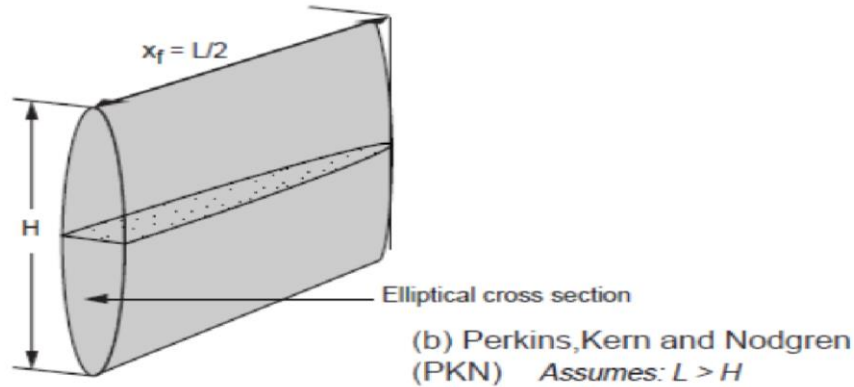


Figure II.13 : Configuration du modèle PKN [22]

II-6-2 Modèle de Kristianovic, Geertsma et De Klerk (KGD)

Ce modèle est développé à la base par Kristianovitch et Zeltov (1955) pour un fluide newtonien, amélioré plus tard par Geerstma et De Klerk (1969). Ce modèle admet que :

- L'écoulement est mono dimensionnel.
- La hauteur de la fracture est constante.
- La fracture a une section rectangulaire dans le plan vertical.
- La fracture a une section elliptique dans le plan Horizontale.
- L'épaisseur de la fracture varie selon le plan horizontal (Proportionnelle à la longueur x_f)
- Contrairement au model PKN, La hauteur H_f est supérieure à la longueur x_f .

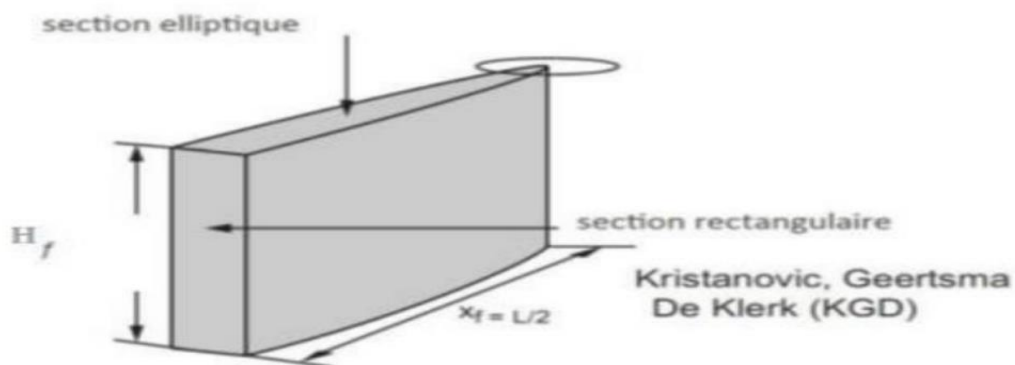


Figure II.14 : Configuration du model KGD [23]

II-6-3 Modèle radial

Le modèle radial est caractérisé par un profil circulaire dans le plan vertical avec une section elliptique. Ce modèle est applicable quand il n'y a pas d'obstacles qui freinent la croissance en hauteur ou dans le cas d'une fracture horizontale.

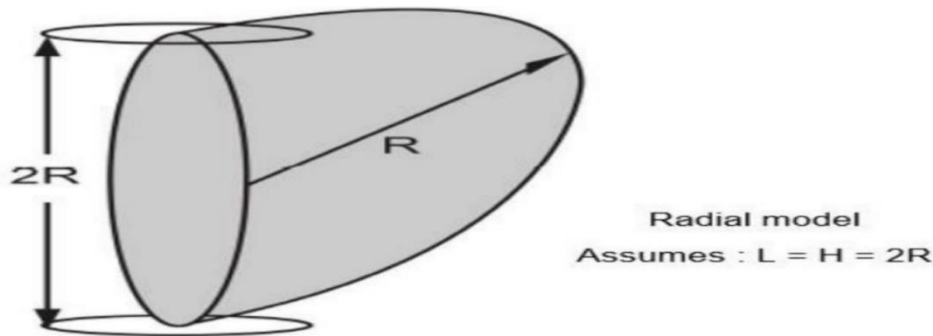


Figure II.15 : Configuration du modèle radial [20]

Le modèle radial est basé sur les hypothèses suivantes :

- La hauteur de la fracture varie avec la longueur.
- La section verticale est supposée elliptique.
- La fracture se développe radialement.

II-7 Diagnostique de calibration test (Calibration test)

Calibration test est un ensemble des tests consécutifs, effectués sur la formation permettant d'amorcer et créer une fracture non soutenue, pendant une durée de temps suffisante, de telle façon à nous fournir par leur analyse, les informations exactes ou du moins réalistes des mesures in situ nécessaires pour l'élaboration du design de l'opération avec les meilleures chances de succès. Les paramètres qui sont obtenus à partir de l'analyse de ce test sont :

- Le gradient de fracturation.
- La pression instantanée de fermeture.
- La pression de fermeture et la pression nette.
- Les pertes de charges.
- Le coefficient de filtration et l'efficacité du fluide.
- La géométrie de la fracture et le modèle de propagation.

Calibration test include trois tests:

- Test de débit par incrément (Step rate test)
- Test de pompage et de retour (Pump in / Flow back test)
- Test de déclin de pression (Pressure Decline test)

II-8 Analyse de la pression de fracturation (La Méthode de Nolté)

Nolté a développé une méthode d'analyse du déclin de pression de Calibration test qui a une application directe sur les trois modèles 2D (KGD, PKN et radial). Cette analyse est basée sur l'utilisation de la G-fonction pour aider à identifier la pression de fermeture de la fracture, le Leak-off du fluide et la géométrie de fracture. Les hypothèses liées à G-fonction sont les suivantes :

- Hauteur constante de la fracture, donc elle s'applique pour les modèles 2D.
- Débit de pompage constant.
- Fonction du temps et non du volume.
- L'extension de la fracture s'estompe lorsque le pompage s'arrête.
- La chute de pression s'explique par les pertes de fluide.

G-Function est un modèle mathématique sans dimension qui traduit une relation de combinaison du temps d'arrêt et le temps de pompage. Les équations suivantes éclaircissent analytiquement la G-fonction :

$$G(\Delta tD) = \pi^4(g(\Delta tD) - g0) \dots\dots\dots (II-6)$$

$$g(\Delta tD) = 3((1 + \Delta tD)^{1,5} - (\Delta tD)^{1,5}) \dots\dots\dots (II-7)$$

$$g(\Delta tD) = ((1 + \Delta tD) \sin - 1(1 + \Delta tD) - 0,5) + \Delta tD^{1,5} \dots\dots\dots (II-8)$$

Avec :

$$(\Delta tD) \text{ (différence de temps adimensionnel)} = \frac{\Delta t}{t_p} = t - t_p$$

$$(\Delta tD) = 0 = \left(\frac{3}{4}\right) \text{ Pour le UB}$$

$$(g0) = 0 = \left(\frac{\pi}{2}\right) \text{ Pour le UB}$$

On distingue deux cas limites :

- La limite supérieure ou UB (**pour $\alpha = 1$**) : c'est à dire pour de faibles pertes de fluide.
- La limite inférieure LB (**$\alpha = 0,5$**) : traduit des pertes de fluides élevées.

La figure suivante montre la méthode de détermination de la FCP à partir du tracé de «G-function» :

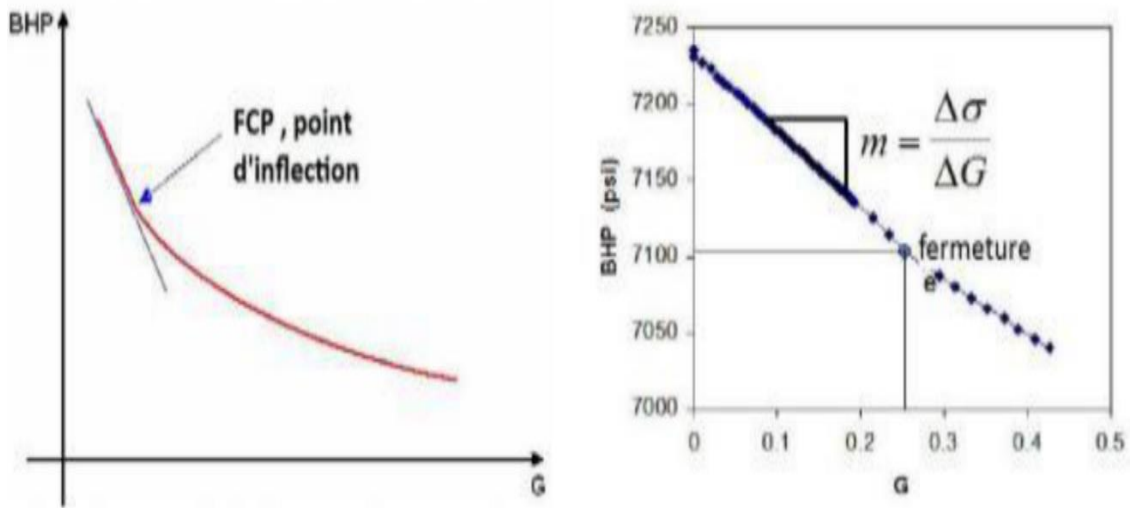


Figure II.16 : Détermination de la FCP par la méthode de G-function [24]

G-function permet de calculer les paramètres suivants :

- Efficacité du fluide
- Coefficient de filtration
- Caractéristiques géométriques de la fracture

II-9 Fluides de fracturation

Les fluides de fracturation sont des fluides visqueux et élastiques, pompés à une très grande pression dans le puits. Leurs principaux rôles au cours de l'opération de fracturation sont :

- **L'initiation et l'extension de la fracture**

Pour créer et étendre une fracture, les fluides de fracturation transmettent l'énergie hydraulique de la surface à partir du matériel de pompage vers le réservoir cible. L'augmentation de la viscosité augmente l'efficacité du fluide dans la transmission de l'énergie à la fracture.

➤ Le transport des agents de soutènement

Une fonction tout aussi importante du fluide de fracturation est le transport et la suspension du Proppant dans la fracture. Lorsque la vitesse de sédimentation de l'agent de soutènement est négligeable, la suspension se comporte comme une «Suspension Parfaite », et les solides se déplacent efficacement avec la même vitesse du liquide de suspension. Lorsque la vitesse de sédimentation de l'agent de soutènement est significative, un banc de Proppant est créé, les solides se déplacent vers la pointe de la fracture avec une vitesse plus lente.

II-9-1 Propriétés des fluides de fracturation

Pour que les fluides de fracturation parviennent à remplir leurs rôles de base, ils doivent avoir deux principales qualités requises : une forte viscosité et une faible filtration. En complément de ce qui précède, un fluide de fracturation « *Idéale* » devrait avoir les qualités suivantes :

- Faibles frictions pour limiter la puissance de pompage nécessaire lors de l'injection.
- Faible teneur en produits solides insolubles.
- Bonne compatibilité avec les fluides de formation et création d'un minimum de produits de réaction insolubles pour ne pas endommager la formation.
- Après la fermeture de la fracture, il doit se dégrader afin de faciliter le dégorgement.
- Stable aux conditions de réservoir.
- Facile à préparer et économique.

II-9-2 Types des fluides de fracturation

II-9-2-1 Les fluides à base d'eau

Les fluides à base d'eau sont les fluides de fracturation les plus utilisés en raison de leur :

- Facilité de manipulation et traitement avec les additifs.
- Disponibilité et facilité de transport.
- Puissance minimum requise pour le pompage.
- Cout réduit et ne posent pas des problèmes de sécurité (Incendie, Explosion, Pollution)

Parmi les fluides à base d'eau on distingue :

➤ **Gels linéaires**

Les gels linéaires ont une faible viscosité (< 100 cp). Ils sont constitués de longues chaînes polymériques, les unes à côté des autres avec des liaisons hydrogène entre elles qui sont des liaisons faibles.

➤ **Gels réticulés**

Le gel réticulé est également constitué de longues chaînes polymériques, mais cette fois avec de fortes liaisons dues à un agent réticulant (Cross-linker) qui permet de bien lier les chaînes polymériques entre elles, créant ainsi une grande viscosité qui dépasse les 400 cp.

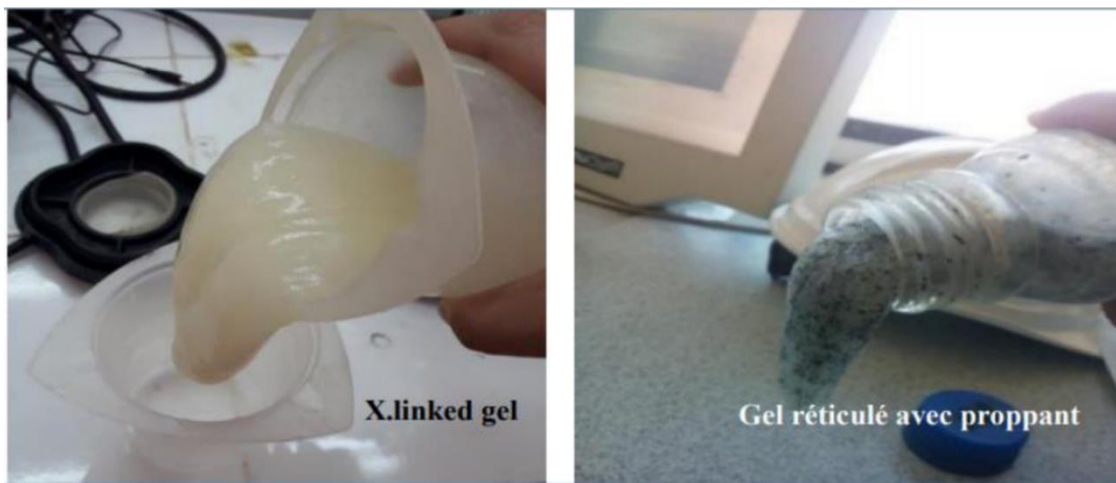


Figure II.17 : Fluides de fracturation [26]

II-9-2-2 Les fluides à base d'huile

Les fluides de fracturation à base d'huile (huiles gélifiées, huiles réticulées) ont l'avantage d'une meilleure compatibilité avec les fluides de formation, une bonne stabilité, une bonne viscosité, et une densité faible qui favorise le dégorgement.

II-9-2-3 Les fluides à base d'acide

Dans le cas d'une fracturation à l'acide pour stimuler une formation de carbonate, on utilise habituellement l'acide chlorhydrique (HCl).

II-9-2-4 Les fluides multiphasiques

Les fluides multiphasiques sont les mousses et les émulsions. Ce type de fluide est généralement utilisé dans le cas de réservoirs à faible pression et/ou sensible à l'eau.

II-9-3 Les additifs des fluides de fracturation

De nombreux additifs sont souvent nécessaires, le choix de leur nature et leur concentration doit se faire avec soin en fonction des paramètres de gisement et des conditions opératoires. Parmi les additifs utilisés, nous pouvons citer :

➤ **Agents gélifiants (Gelling agent)**

Ils servent à accroître la viscosité du fluide de fracturation. Ce sont généralement des polymères solubles dans le fluide de base. Exemple : WG-11, WG-18. on utilise généralement des polymères naturels tels que : La gomme de Guar, Le HPG (Hydroxy-Propyl-Guar) , HEC (Hydroxy-Ethyl-Cellulose) .

➤ **Agents réticulants (Cross-linkers)**

Cet additif a pour but de créer des liaisons entre les différentes chaînes polymériques. L'ajout d'un agent réticulant fait passer du mode linéaire à une structure semi-rigide tridimensionnelle, où les liaisons entre les molécules sont très fortes, augmentant ainsi la viscosité du fluide.

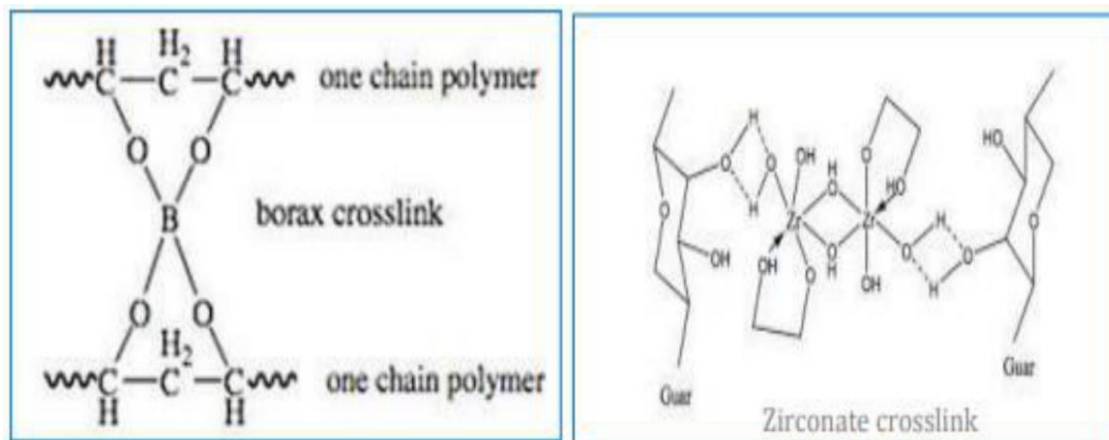


Figure II.18 : Les agents de réticulation [26]

➤ **Activateurs (Activator)**

Cet additif est ajouté à la sortie du blinder. Il permet, par modification du pH, d'accélérer le phénomène de réticulation.

➤ **Les réducteurs de friction (Friction Reducer)**

Ils viennent compléter l'action réductrice de friction des agents gélifiants :

- Ils réduisent les frottements et l'exigence de puissance associée à l'opération de pompage.
- Ils protègent l'équipement contre l'usure.

➤ **Réducteurs de filtrat**

Augmentent l'efficacité du fluide en réduisant le filtrat du fluide (Notamment dans les formations fissurées)

➤ **Stabilisateurs d'argile (Clay Stabiliser)**

Les stabilisateurs d'argiles (Tels que le chlorure de Potassium) sont utilisés pour réduire les dommages causés au réservoir en empêchant certains minéraux secs de réagir avec l'eau.

➤ **Les briseurs de gel (Breakers)**

Pour faciliter le dégorgement du gel il faut que celui-ci perde sa viscosité après l'injection. On incorpore donc au gel un briseur qui cassera les chaînes polymériques en petits tronçons, faisant perdre au gel sa haute viscosité initiale.

➤ **Les surfactants**

Ils sont utilisés pour faciliter la récupération du fluide après l'opération de fracturation, en évitant ainsi de laisser une matrice trop fortement saturée à l'eau.

➤ **Bactéricides**

L'utilisation des bactéricides dont le rôle de détruire tout composant organique qui pourrait modifier les propriétés du gel, ou engendrer un développement bactérien dans la formation.

II-10 Agents de soutènement

Le succès d'une fracturation hydraulique dépend bien souvent des agents de soutènement. Ils sont utilisés pour maintenir la fracture ouverte après l'arrêt de pompage. Leur comportement dans la fracture dépend des caractéristiques liées :

- Aux matériaux utilisés (Type d'agent).
- A la roche constituant les lèvres de la fracture (Roche tendre ou dure).
- A l'état des contraintes régnant dans le réservoir.

II-10-1 Propriétés du Proppant idéal

Pour qu'un agent de soutènement soit idéal, il devrait posséder les propriétés suivantes :

- Une bonne granulométrie et une forme susceptible de générer une bonne conductivité.
- Une haute résistance mécanique aux contraintes in-situ.
- Une résistance chimique dans les conditions de fond avec le temps (Corrosion, érosion).
- Une densité acceptable (pour éviter la sédimentation).
- Ne détériore pas les installations lors du pompage.
- Cout et disponibilité.

II-10-2 Type des Proppants

Le compromis nécessaire entre les propriétés idéales et l'aspect pratique, a conduit à retenir essentiellement les deux catégories suivantes : les sables naturels (sans ou avec revêtement) et les Proppants artificiels de céramique ou bauxite

II-10-2-1 Les sables (Low Strength Proppants, LSP)

- **Les sables naturels**

L'agent de soutènement le plus utilisé est le sable, car c'est le moins cher et le plus accessible. Sa densité est d'environ 2,6. Généralement, il offre une conductivité de fracture suffisante pour une contrainte de fermeture faible à moyenne n'excédant pas 6000 psi, survenant le plus souvent à des profondeurs de moins de 8000 ft.

- **Sables revêtus de résine (Resin Coated Proppants, RCP)**

Applicables pour des contraintes de fermeture inférieures à 8000 psi. Les revêtements en résine sont généralement appliqués au sable.

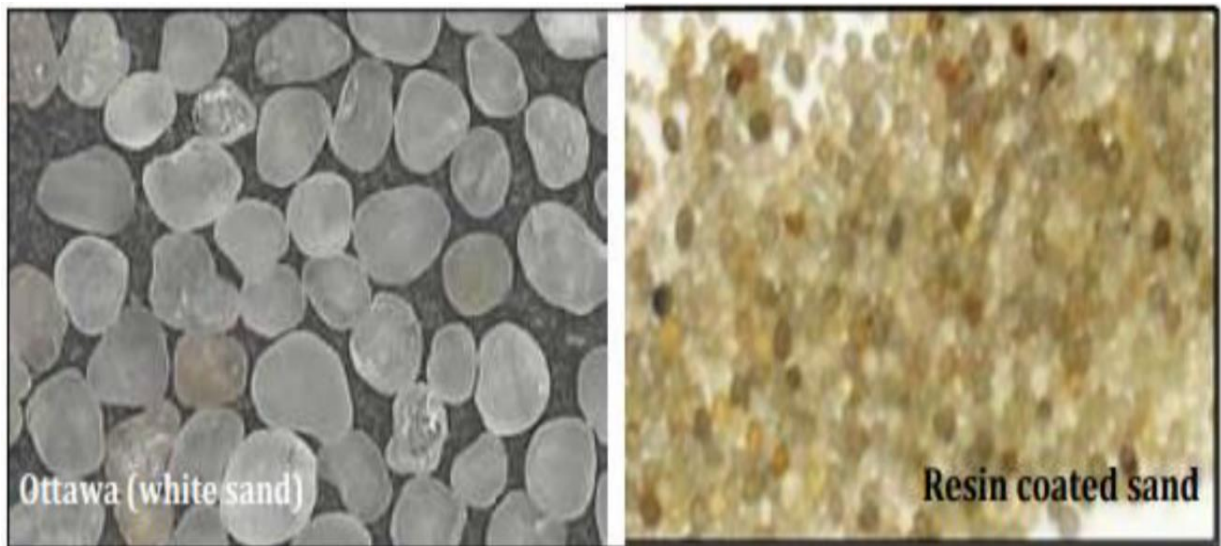


Figure II.19 : Les sables (Low Strength Proppants) [29]

II-10-2-2 Les Proppants en céramique

Les agents de soutènement en céramique sont les plus appropriés pour les applications de fracturation à plus de 10 000 pieds de profondeur. On distingue les types suivants :

- **Intermediate Strength Proppants (ISP):** Ce sont des Bauxites frittées allégées et certains oxydes de Zirconium. Ils ont une résistance intermédiaires
- **High Strength Proppants Bauxite (HSB ou HSP) :** Ils sont de même type que les bauxites frittées, mais de caractéristique « haute de gamme » avec des contraintes admissibles de 14000 psi.



Figure II.20 : Agents de soutènement en céramique (ISP, HSP) [29]

II-10-3 Propriétés physiques des Proppants

- La granulométrie
- La forme
- La Densité
- La Résistance

II-10-4 Mise en place des agents de soutènement

La mise en place des agents de soutènement dépend de deux paramètres importants :

- La viscosité de fluide de transport, d'où le recours à des gels réticulés.
- La densité des agents de soutènement.

Il existe deux techniques différentes pour la mise en place des agents de soutènement :

- **L'injection par « Staging »** : cette méthode consiste à l'injection des Proppants par palier, chaque palier correspond à une concentration déterminée des agents de soutènement.
- **L'injection par « Ramping »** : cette méthode consiste à l'injection des Proppants par augmentation graduelle de leur concentration.

II-10-5 Sélection des Proppants

Plusieurs critères de sélection doivent être pris en considération, à savoir, les caractéristiques de la formation (contraintes in situ), la conductivité souhaitée, La disponibilité, ainsi que le coût. [9,10]

II-11 Conclusion

La demande mondiale en hydrocarbures augmente de plus en plus et en parallèle les réserves s'épuisent. L'opération de fracturation hydraulique devient de plus en plus nécessaire pour exploiter au maximum nos champs pétroliers. Nous avons vu dans ce chapitre que son utilisation améliore de façon significative la productivité et l'injectivité des puits. Son succès dépend du choix des puits candidats et l'établissement d'un bon design qui envisage toutes les variantes possibles afin de minimiser le pourcentage d'échec.

Chapitre III

Réservoirs

Non

conventionnels

III-1 Introduction

Le monde est largement lié à la production du pétrole et du gaz pendant des années et continue à être au sommet de ces sources d'énergie. Ces deux ressources naturelles sont actuellement les matières premières minérales et énergétiques les plus utilisées, notamment sous forme de carburants, de médicaments, de matières plastiques ou même de cosmétiques. Aussi le pétrole est devenu depuis un siècle un produit stratégique qui a provoqué de nombreux conflits politiques.

Au fur et à mesure de la production des ressources d'huile et de gaz, il y a un déclin de production et épuisement des réserves essentiellement notre ressource conventionnelle, ce qui nous oblige de bien penser aux ressources non conventionnelles. [11,12]

III-2 Valorisation du potentiel

Pour garantir la croissance globale du marché des hydrocarbures, les compagnies pétrolières internationales doivent ouvrir l'accès économique et technologique à de nouvelles ressources. Elles sont regroupées sous l'expression générique de "réserves non conventionnelles : les gaz de charbon (coal bed méthane), les réservoirs gréseux compacts (tight sand), gaz de schiste (shale gas) ainsi que les hydrates de méthane (gas hydrates), Comme le explique la figure ci-contre (Fig III.1). [11]

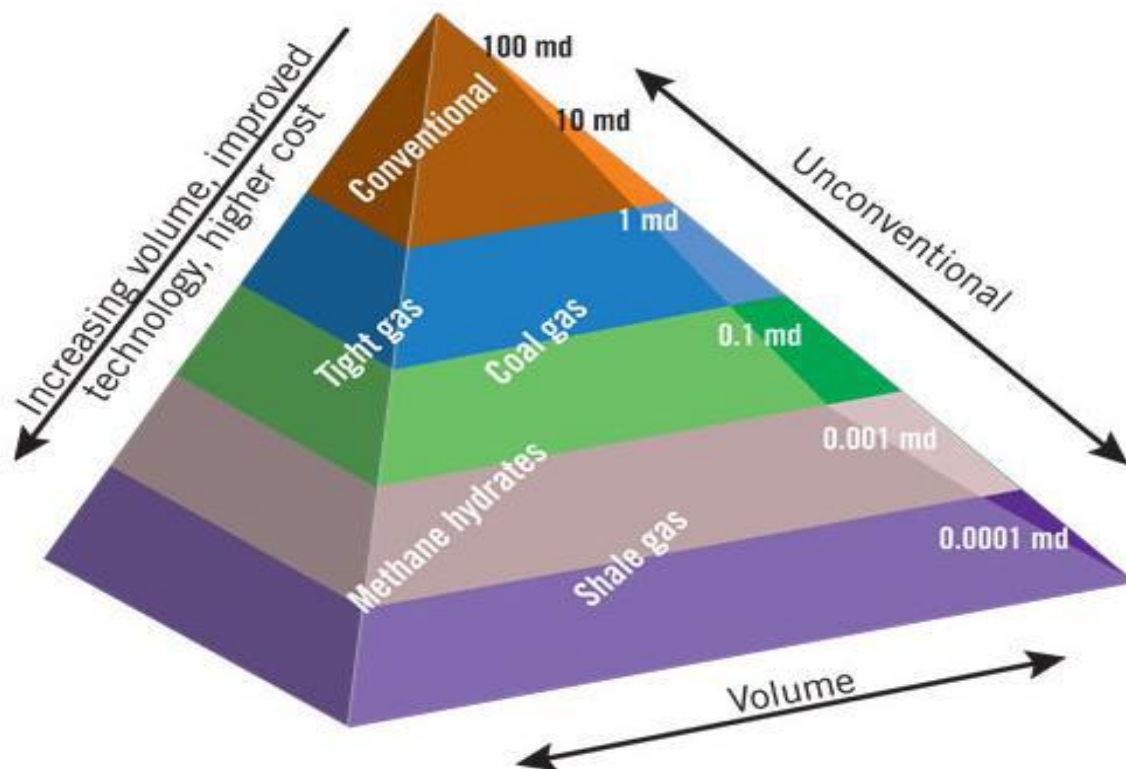


Figure III.1 : Volume des réserves non conventionnelles par rapport aux réserves conventionnelles [11]

En raison de leur potentiel important les réservoirs non conventionnels comme shale gas, tight gaz sont une priorité pour les compagnies pétrolières durant les prochaines décennies, à cause des nombreux défis liés à l'évaluation de ces réservoirs, le logging conventionnel ne permet pas une investigation exhaustive et fiable, essentielles pour l'exploration et le développement. Les techniques et les mesures classiques de logging sont fréquemment affectées par des incertitudes considérables qui conduisent parfois à des résultats d'évaluation erronés. Les méthodes de logging avancées offertes par la nouvelle technologie améliorent la précision en réduisant les incertitudes liées à l'évaluation et la caractérisation des réservoirs. Les données et les informations fournies par les réponses mesurées d'outils sont reliées aux équations clés qui seront résolues avec précision en différents workflow.

Les efforts d'exploration dans les milieux à faible perméabilité doivent être délibérés et se concentrer sur les éléments fondamentaux des pièges à hydrocarbures. Comprendre la production du gaz à partir des roches à faible perméabilité nécessite une compréhension des propriétés pétrophysiques associées, la distribution des faciès, les porosités in-situ, les saturations, les perméabilités effectives du gaz dans les conditions du réservoir, et l'architecture de la distribution de ces propriétés. La Pétro physique est une technologie critique nécessaire pour la compréhension des réservoirs à faible perméabilité.

L'amélioration de la technologie de la complétion et du forage permettra de bien identifier les pièges géologiques pour être pleinement exploités, et l'amélioration des prix des produits permettra aux puits à petites accumulations et à faible taux de débit de dépasser les seuils économiques, cela est vrai dans presque toutes les provinces du pétrole. [13]

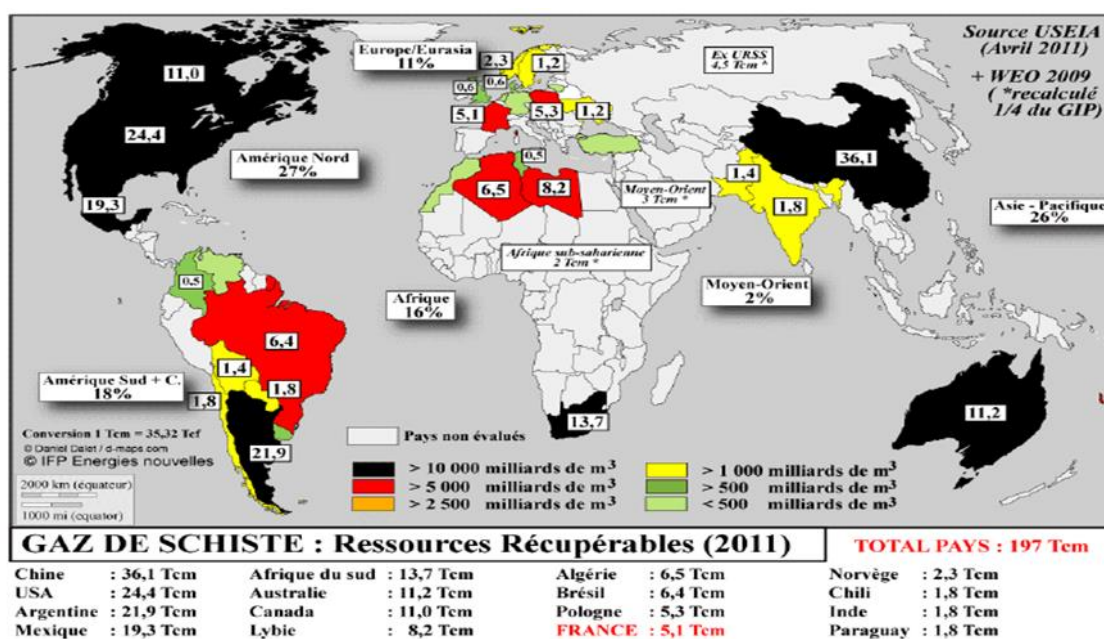


Figure III.2 : Estimation des Ressources non conventionnelles dans le monde [13]

III-3 Notion sur les réservoirs conventionnels et non conventionnels

III-3-1 Réservoirs conventionnels

Dans ce cas, les hydrocarbures ainsi formés suivent une trajectoire classique du point de vue géologique, ils migrent vers une roche poreuse et perméable (le réservoir) où ils seront piégés (pièges structuraux ou stratigraphiques).

On a donc des gisements dans lesquels les hydrocarbures sont concentrés occupant le petit volume de réserves compris entre les grains de roche ; être caractérisée par une bonne porosité et une bonne perméabilité, ils peuvent produire des volumes économiques importants par une réalisant un ou plusieurs forages sans avoir recours à des traitements de stimulation, comme le montre la figure ci-contre (Fig III.3) :

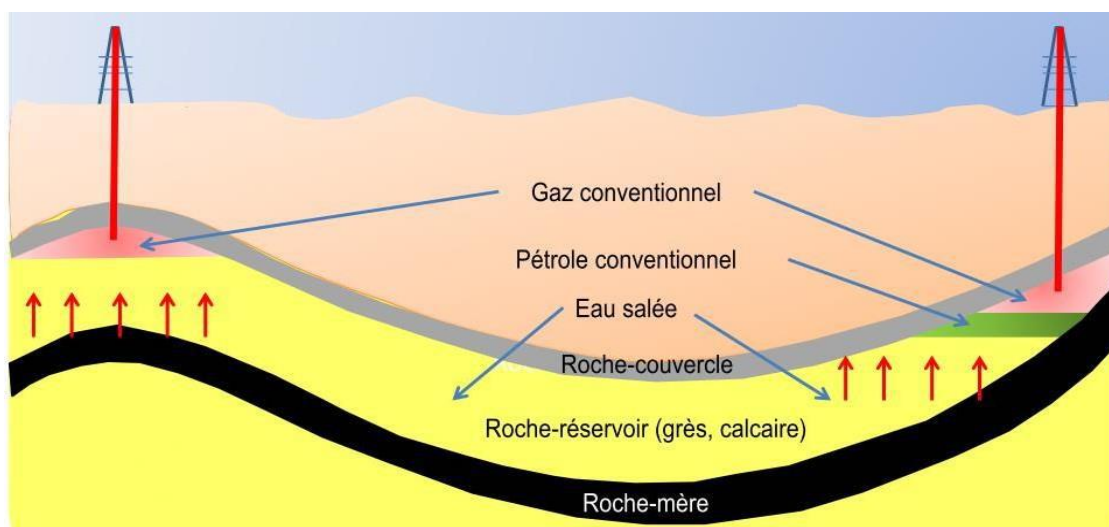


Figure III.3 : Réservoirs conventionnels [26]

III-3-2 Réservoirs non conventionnels

Les hydrocarbures liquides ou gazeux, qui seraient piégés dans une roche-mère ou un réservoir compact, dont la perméabilité est inférieure à 1 milli-darcy et nécessiteraient une exploration et/ou exploitation par fracturation hydraulique ou toute autre méthode ayant pour but de modifier notablement la Perméabilité.

Les hydrocarbures gazeux qui seraient piégés dans les veines de charbon ou de houille Et qui, en dehors d'une libération spontanée, ne pourraient être exploités que via une action humaine (stimulation, dépression, cavitation ou fracturation du gisement). Les hydrates de méthane ou tout autre gaz enfouis sous le plancher océanique, ou sous le pergélisol.

On peut donc proposer la définition suivante :

Les hydrocarbures non conventionnels se caractérisent par l'obligation de stimuler la roche dans laquelle ils sont piégés dès la première phase d'exploitation pour obtenir une production commerciale. Comme le montre la figure ci-contre (Fig III.4) :

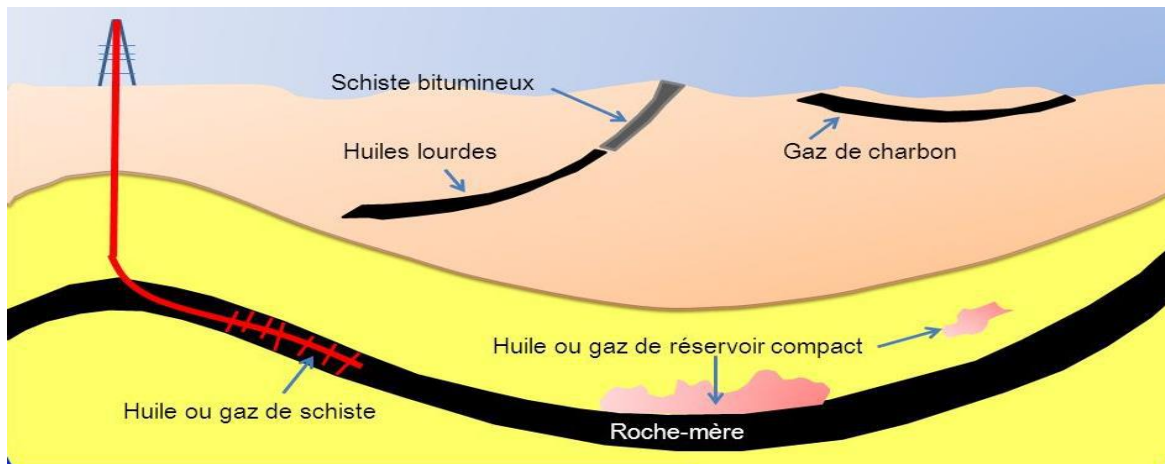


Figure III.4 : Présentation des réservoirs non conventionnels [26]

III-3-2-1 Types d'hydrocarbures liquides non conventionnels Il existe plusieurs types

- Les pétroles non conventionnels contenus dans une roche réservoir (Tight oils, pétroles lourds ou extra lourds, sables bitumineux) ;
- Les pétroles non conventionnels contenus dans une roche mère (schistes bitumineux, pétrole de schiste).

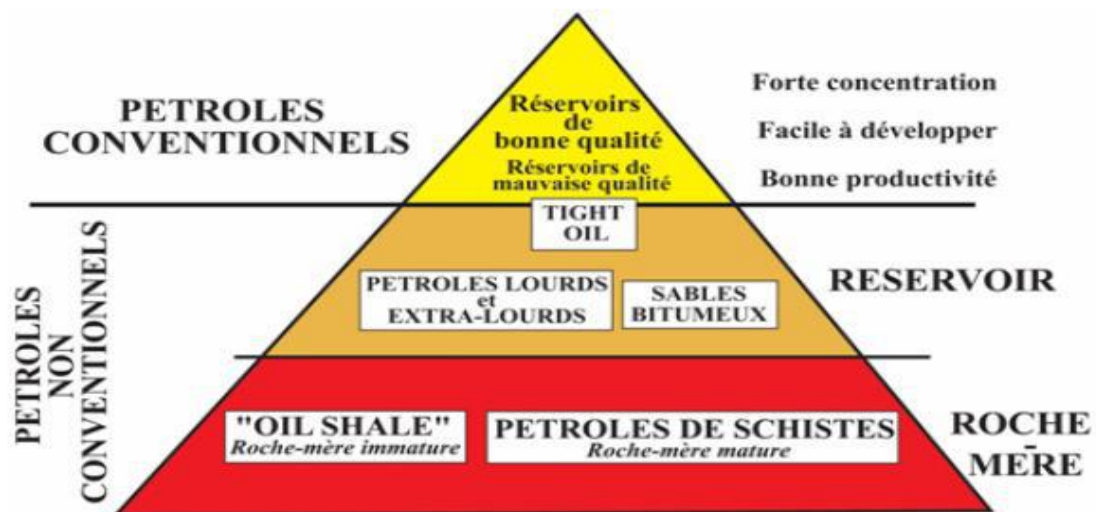


Figure III.5 : Types d'huile selon les réservoirs (IFP) [26]

III-3-2-2 Types de gaz non-conventionnels

Il existe plusieurs types :

- Les gaz non-conventionnels contenus dans une roche réservoir : Tight gas.
- Les gaz non-conventionnels contenus dans une roche mère : gaz de schiste, gaz de houille.
- Les hydrates de méthane, qui sont un mélange d'eau et de méthane qui, sous certaines conditions de pression et de température, cristallisent pour former un solide. [14,15]

III-4 Notion géologiques et pétro physiques sur les réservoirs compacts (non conventionnels)

Les hydrocarbures de réservoir compact peuvent être contenus dans des gisements particuliers, souvent de petite taille, situés dans des couches très peu poreuses et très peu perméables. Ils peuvent aussi se trouver dans des zones périphériques de gisements conventionnels.

III-4-1 Porosité

La porosité d'une roche correspond au rapport entre le volume des vides qui existent dans une roche et le volume total de cette dernière. Elle est exprimée en pourcentage. Dans le cas des réservoirs tight, la porosité de la roche est souvent inférieure à 1% (alors que la porosité est supérieure à 10%, parfois plus dans le cas des réservoirs conventionnels).

Les roches du sous-sol en s'enfonçant au cours des temps géologiques « se compactent » sous l'effet de l'accumulation de nouvelles couches sédimentaires les surplombant.

Le volume des pores dans les roches diminue alors progressivement au fur et à mesure de leur enfouissement.

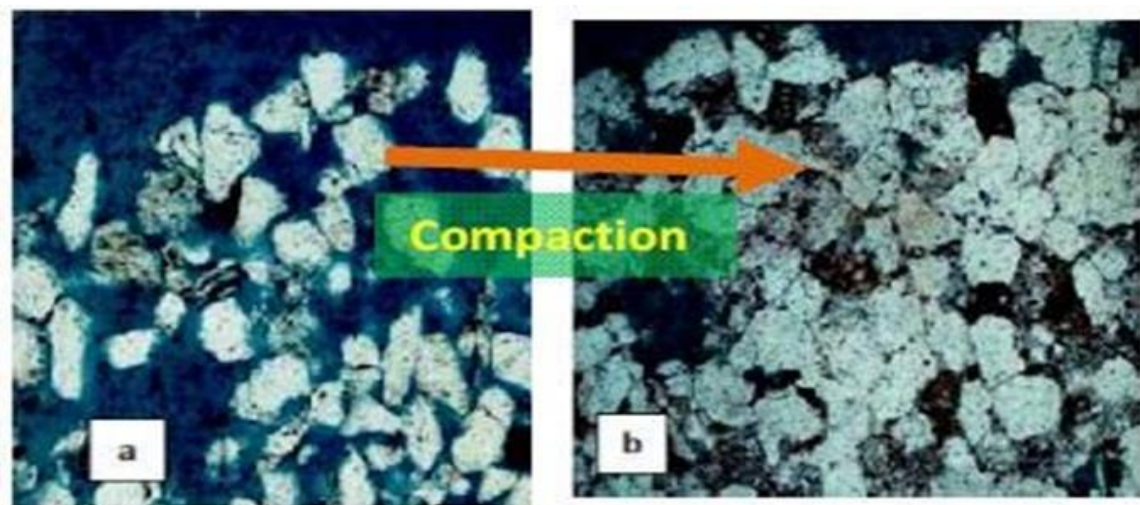


Figure III.6 : Réservoir conventionnel, réservoir compact [26]

III-4-2 Perméabilité

La perméabilité est un second paramètre important pour apprécier un réservoir géologique. Elle mesure la résistance du milieu à l'écoulement des hydrocarbures. Elle est exprimée en Darcy. La « compaction » des roches s'accompagne d'une recristallisation qui diminue fortement la connectivité des pores et donc la perméabilité.

Les réservoirs tight présentent des perméabilités inférieures à **1 mD** et ont ainsi des caractéristiques a priori défavorables à une extraction classique d'hydrocarbures.

La perméabilité des différents gisements conventionnels est nettement supérieure à **1 mD**.

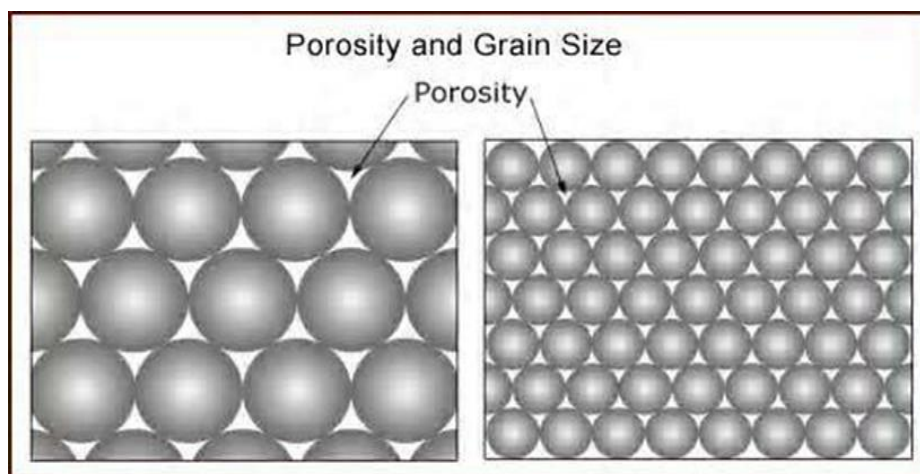


Figure III.7: La différence de connectivité associée à la taille des grains [26]

➤ Relation porosité et perméabilité

La porosité et la perméabilité, deux paramètres suffisant pour caractériser les réservoirs. Une roche peut posséder une bonne porosité, tout en ayant les pores isolés les uns des autres, empêchant donc toute circulation (pierre ponce volcanique ou grès cimenté partiellement). Dans le cas des Tight gas Réservoirs, les roches sont à la fois faiblement poreuses et peu perméables ; même les gaz, qui possède une viscosité faible, s'y déplace difficilement. Pour exploiter ces gisements, il faut alors créer des zones plus perméables, fractures ou puits, qui permettront aux hydrocarbures de circuler.

III-4-3 La texture

L'attribution texturale permet d'évaluer la taille des grains, leur classement et leur géométrie ainsi que le type de porosité. La texture est affectée non seulement par les propriétés initiales au moment du dépôt mais aussi par la vitesse et le degré de la diagenèse. La taille des grains et le grano-classement influent sur le type et la porosité de la roche. En général, les formations propres à petits grains sont caractérisées par une faible connexion des pores contrairement aux dépôts grossiers dont la connectivité est très importante.

III-4-4 Détermination de type d'argile

Le type d'argile est indicatif des conditions de diagenèse et peut significativement affecter la porosité et la perméabilité. Généralement dans les réservoirs gréseux compacts, la présence de matériel argileux tel que l'Illite réduit la perméabilité et la porosité primaire, tend à augmenter la saturation en eau irréductible et affecte la résistivité de la formation. Cependant le revêtement des grains, comme dans le cas du chlorite, peut atténuer la vitesse de la 'Surcroissance' des quartzs, l'identification de ces revêtements est très importante et le processus de 'surcroissance' des quartzs est la cause principale de la réduction de la porosité et de la perméabilité dans le cas des réservoirs gréseux compacts.

III-4-4-1 La compaction

Dans le cas des réservoirs gréseux compacts, la compaction est marquée par un réarrangement de grains, mais surtout par des contacts concavo-convexes traduisant la pression de dissolution des grains du quartz. La compaction est le premier phénomène responsable de la réduction des volumes des pores et donc de la réduction de la perméabilité. Le degré de compaction des grès est lié au volume, à la composition et à la rhéologie du matériau. (Bois, C., Bouche, P., & Pelet, R. (1982))

III-4-4-2 Cimentation par le quartz

Les ciments siliceux et les formes de ‘surcroissance’ sont les résultats de la pression de dissolution entre les grains du quartz, qui impliquent souvent la diffusion de la silice et sa ré concentration dans les espaces poreux, favorisant ainsi la diminution de la porosité et de la perméabilité. L’origine de la silice peut venir de la dissolution de grains du quartz ou des feldspaths. (Bois, C., Bouche, P., & Pelet, R. (1982))

III-4-4-3 Diagenèse des argiles

Processus conduisant à une modification de la taille et/ou de l’orientation des cristaux d’un élément figuré d’une matrice ou d’un ciment. Pendant l’enfouissement des minéraux argileux, sous l’effet de compaction et des changements des conditions de pression et de température, ont tendance à se transformer en d’autres minéraux, tels que le chlorite et l’Illite, qui ont un impact important dans la réduction de la porosité. Contrairement aux effets catalytiques de l’argile, le revêtement des minéraux argileux peut aider à préserver la perméabilité et la porosité initiale en empêchant la ‘surcroissance’ des quartzs. (Bois, C., Bouche, P., & Pelet, R. (1982))

III-5 Etapes d’études pour l’exploitation des réserves compacte

La décision du développement d’un réservoir non conventionnelle (tight réservoirs) passe par plusieurs étapes. Ces étapes sont basées essentiellement sur la promesse que le projet de développement nous donne pendant sa durée de vie. La continuité pour l’autre étape dépend essentiellement du succès de l’étape de l’exploration et essentiellement de la cote économique (rentable) et environnementale.

Les différentes étapes sont illustrées dans le schéma suivant :



Figure III.8 : Processus de développement d’un réservoir tight canadian society of un conventionnel ressources (CSUR)

III-5-1 Identification des ressources

Collecte des informations de sub-surface à partir des puits existants et des données sismiques qui sont l'indicateur clés sur le potentiel des ressources existantes.

Sur un gisement conventionnel, l'identification des réservoirs est fondée sur la discrimination entre les roches poreuses contenant les hydrocarbures et l'encaissant agissant comme barrière de perméabilité. Dans le cas des réservoirs tight, identifier les zones à fortes hétérogénéités sédimentaires et structurales constitue un enjeu supplémentaire ; ces zones, les plus perméables, étant les plus favorables pour initier un développement. Leur identification est extrêmement difficile, car la variation des caractéristiques acoustiques (impédance) liées à la nature pétrographique de la roche est minime. De plus, de nombreux réservoirs tight ont été découverts dans des contextes géologiques complexes et parfois à des profondeurs importantes.

III-5-2 Evaluation des ressources

Dans cette étape on doit confirmer les résultats des données sismique sur le champ et bien choisir les zones de positionnement des puits d'exploration, en premier lieu des puits verticaux sont implanter afin d'évaluer les propriétés réservoirs et le potentiel des ressources, également la collecte des carottes doit être faite.

$$N_{paw} = \frac{\varphi (1 - S_w - S_{or}) h_t^{2.5} R_{ng}^{1.5}}{\mu_o B_o}$$

Corrélation d'estimation des réserves non conventionnelles

Bo = formation volume factor, oil, RB/STB

Ht = Gross oil column thickness

Kh = horizontal permeability

N = Variable

Np = cumulative oil production, well, at abandonment, STB aw

Rn = net-to-gross pay ratio, dimensionless

Sor = residual oil saturation, fraction

Sw = water saturation, fraction

μo = oil viscosity, general, cp

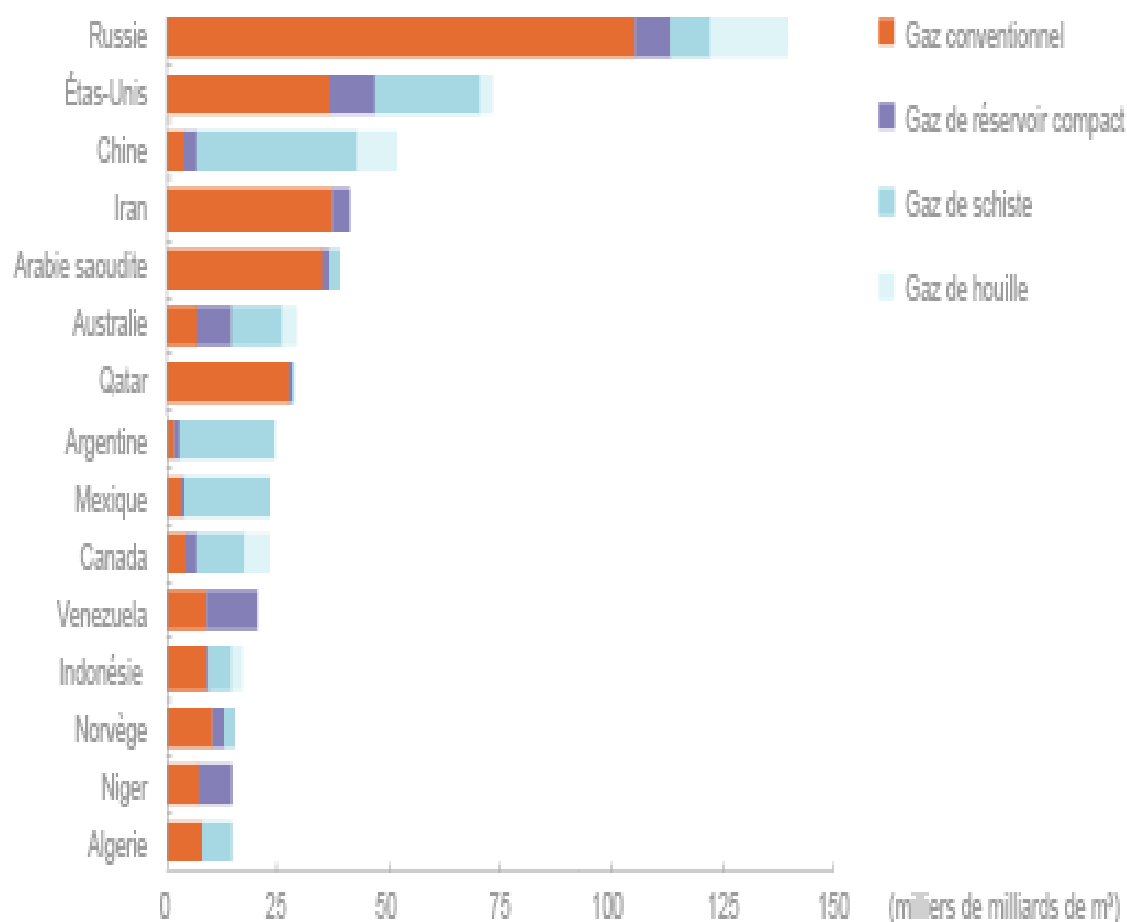


Figure III.9 : Réserves de gaz techniquement recouvrables dans les 15 premiers pays en disposant, à fin 2011

III-5-3 Pilote production évaluation

Dans cette étape, le forage de quelques puits horizontal afin de déterminer le potentiel de production et bien prévenir les étages à fracturer concernant la complétion, aussi planification des réseaux de collecte et pipeline essentiel pour le développement de ce projet. et dans cette étape que les technologies nouvelles commencent à intervenir sur terrain.

La faible productivité naturelle des puits, typique des réservoirs dits tight, est généralement insuffisante pour passer le seuil économique. L'enjeu est donc de connecter le maximum de volume de roche au puits pour un coût adéquat et de diminuer ainsi le nombre de puits à forer pour produire les réserves associées. L'identification et l'évaluation des réservoirs permettent de déterminer au mieux (optimum économique) le type de puits à forer.

Les différents designs de puits envisageables couvrent notamment les architectures suivantes : puits verticaux avec fracturation hydraulique (simple ou multiple), puits horizontaux ou fortement déviés (traversant), puits multi branches (multilatéraux), puits horizontaux multi fracturés, puits multi latéraux/multi fracturés, etc.

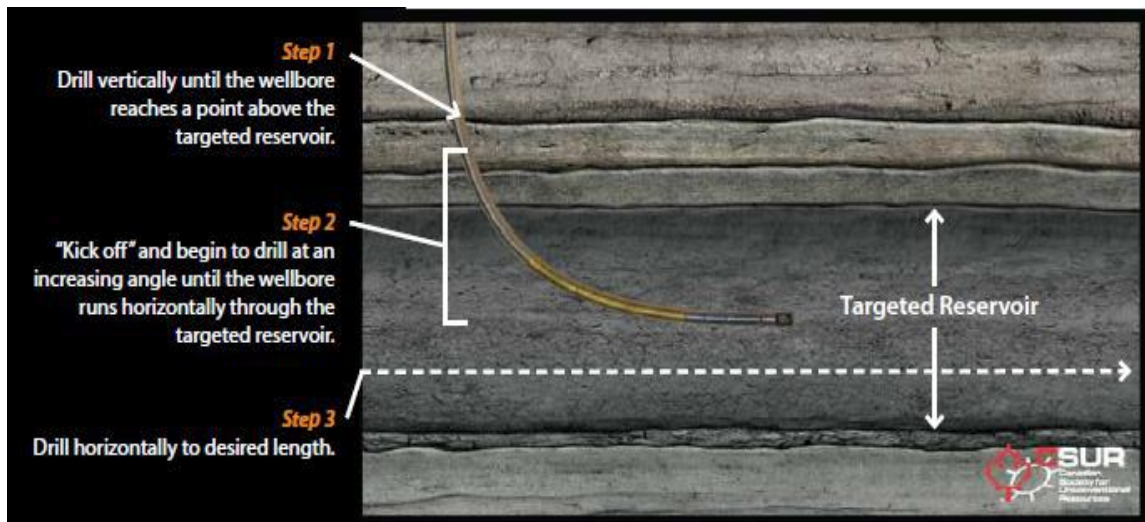


Figure III.10 : Illustration des étapes d'un forage horizontal. Canadian society of un-conventionnel ressource (CSUR)

III-5-4 Pilote teste de production

Dans cette étape forage de plusieurs puits horizontal qui est l'étape essentielle du projet. Aussi optimisation de la technique de complétion en tenant compte du forage et de la fracturation multi-étages et du suivi micro-sismique. Planification des droits et des chemins des pipelines pour un éventuel développement.

III-5-5 Développement commercial

Forage et complétion basé sur le plan de développement des champs définis par un espacement régulier des puits. Autorisation du gouvernement pour le développement du champ et l'utilisation des technologies nécessaires et identifier durant les étapes d'évaluation.

III-5-6 Complétion du projet et recyclage

Complétion du projet concernant les manques existant et recyclage des étapes sur plusieurs autres puits qui est une chose de grande importance concernant le projet. (Canadian society of un-conventionnel ressources). [14,16]

III-6 Conclusion

Certains géologues estiment que les réserves dites non conventionnelles peuvent représenter un grand espoir pour l'avenir. La mise en valeur des shale gas réservoirs et des tight gas réservoirs, qui exige de faire appel aux technologies les plus pointues, est un défi lancé à toute l'industrie pétrolière dans des formations de perméabilité assez faibles. La mise au point des technologies adaptées, comme la fracturation hydraulique ou l'acidification de la formation, permet d'améliorer la récupération en augmentant la porosité/perméabilité du réservoir et la mobilité du gaz.

Chapitre IV

Etude cas pratique d'un puits

Tight huile réservoir

HTMN1-Z1

Quartzite Hamra

IV-1 Introduction

Une opération de fracturation hydraulique est une opération très délicate et couteuse qui nécessite un matériel sophistiqué et des études (détermination de la zone à faible stress à partir de l'étude géomécanique) à mener avant de procéder à la fracturation.

Dans ce chapitre, la lumière sera portée sur le déroulement d'une opération de fracturation étape par étape sur le puits **HTMN1-Z1**, les outils et les produits (fluides de fracturation) utilisés et en fin les résultats de cette fracturation.

Les données présentées dans cette étude ont été collectées au niveau du champ d'EL GASSI (Gassi El Agreb).

IV-2 Paramètres du puits

Les paramètres de puits sont regroupés dans le tableau suivant :

➤ **Tableau IV-1 : Paramètres de puits étudié**

	Dimensions		Poids et qualité	Résistance à l'effondrement	Limite d'élasticité interne	Profondeur	
	Diamètre extérieur (po)	Diamètre intérieur (pouces)		psi	Psi	Haut (m)	Bas (m)
Tubage	9 5/8"	8,681	47# P-110	5 300	9 440	0	3 317
Liner	7"	6,184	32# P-110	8 530	11 540	2 745	3 664
Liner	4 ½"	3,92	13,5# P-110	10 690	12 410	2,856,15	4 000
Tubing	4 ½"	3,92	13,5# P-110	10 690	12 410	0	2 852,86
Packer	Packer Packer AWR 7 pouces					2 853,76	
Perforations	Jet abrasif					3 730 MD	3 731 MD

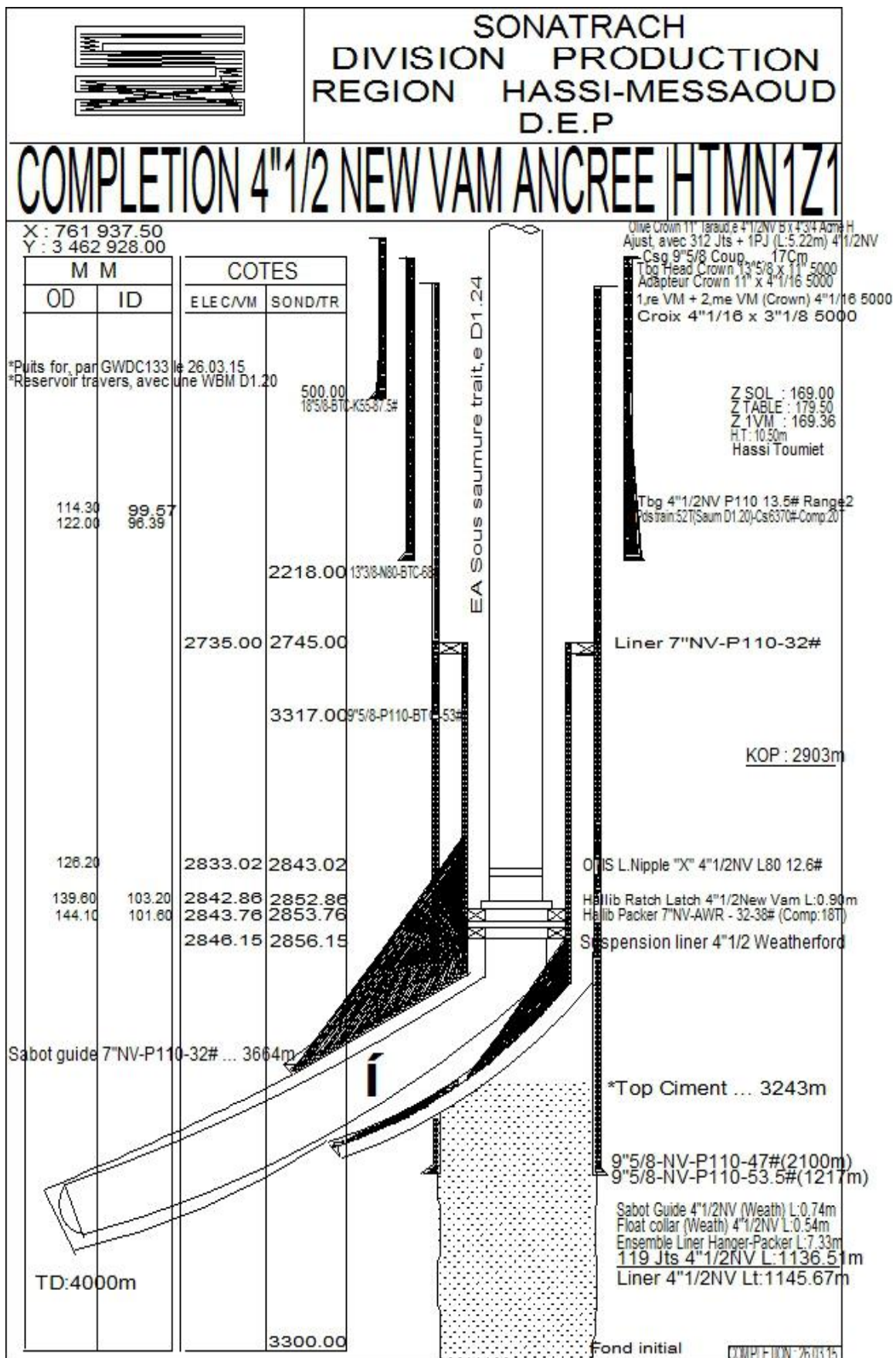


Figure IV.1 Fiche technique du puits HTMN1-Z1

IV-3 Paramètres du réservoir

- Type de puits : Puits de production de pétrole avec gaz associé
- Température estimée au fond du puits : 236 °F
- Pression estimée au fond du puits (BHP) : 4 200 psi
- Perméabilité moyenne : 0,021 mD
- 80° Déviation.

NB : *BHP et BHST fournis par Sonatrach.

Les étapes principales de l'opération sont :

- Etablissement d'un modèle préliminaire
- Test d'injectivité
- Step Down Rate Test
- Test Minifrac
- Traitement principale
- Dégorgement des agents en excès
- Evaluation de la production

IV-4 Le Test d'injectivité, Step Down Rate Test

Le 3 janvier 2017, un Test d'injectivité a été réalisé (Fig.IV. 1), suivi le lendemain le 4 janvier 2017, d'un essai de débit décroissant (Step down rate) (Fig IV. 2) et d'un Minifrac (Fig IV. 3) sur le puits **HTMN1-Z1** de Sonatrach, situé dans la formation de quartzite Hamra. Le puits est situé dans le champ de Hassi Toumiet Nord, en Algérie.

IV-4-1 Procédure de Test d'injectivité

- 1- Installer l'équipement de pompage Halliburton comme suit pour pomper le tubage.
 - 3 Unités de pompage HQ 2000
 - 1 Unités de pompage Twin HT-400 (Panther)
 - 1 Mélangeur
 - 1 Remorque avec collecteur d'aspiration/refoulement
 - 1 2E 4" ½ 13,5 lb/pi. Outil WIT
 - 1 Centre de commande technique
 - 2 Soupapes de décharge de pression annulaire
 - 1 Unité de pompage de l'annulaire (2 pompes)

- 2- Installation des lignes de surface et teste de pression.
- 3- Ouvrir les vannes de tête de puits.
- 4- Ouvrir l'espace annulaire de 13 3/8 pouces et enregistrer la pression tout au long de l'opération.
- 5- Augmenter la pression dans l'espace annulaire de 9 5/8 pouces à 1 500 psi et se préparer à la maintenir entre 3 500 et 4 000 psi pendant toute la durée de l'opération.
- 6- Commencer l'essai d'injection en remplissant le trou avec de l'eau traitée à un débit de 2-5-10-20 barils/min (phase 1).
- 7- Continuer le pompage jusqu'à ce que l'injectivité soit vérifiée et atteindre 20 bpm.
- 8- Fermer le puits et surveiller la baisse de pression (phase 2).

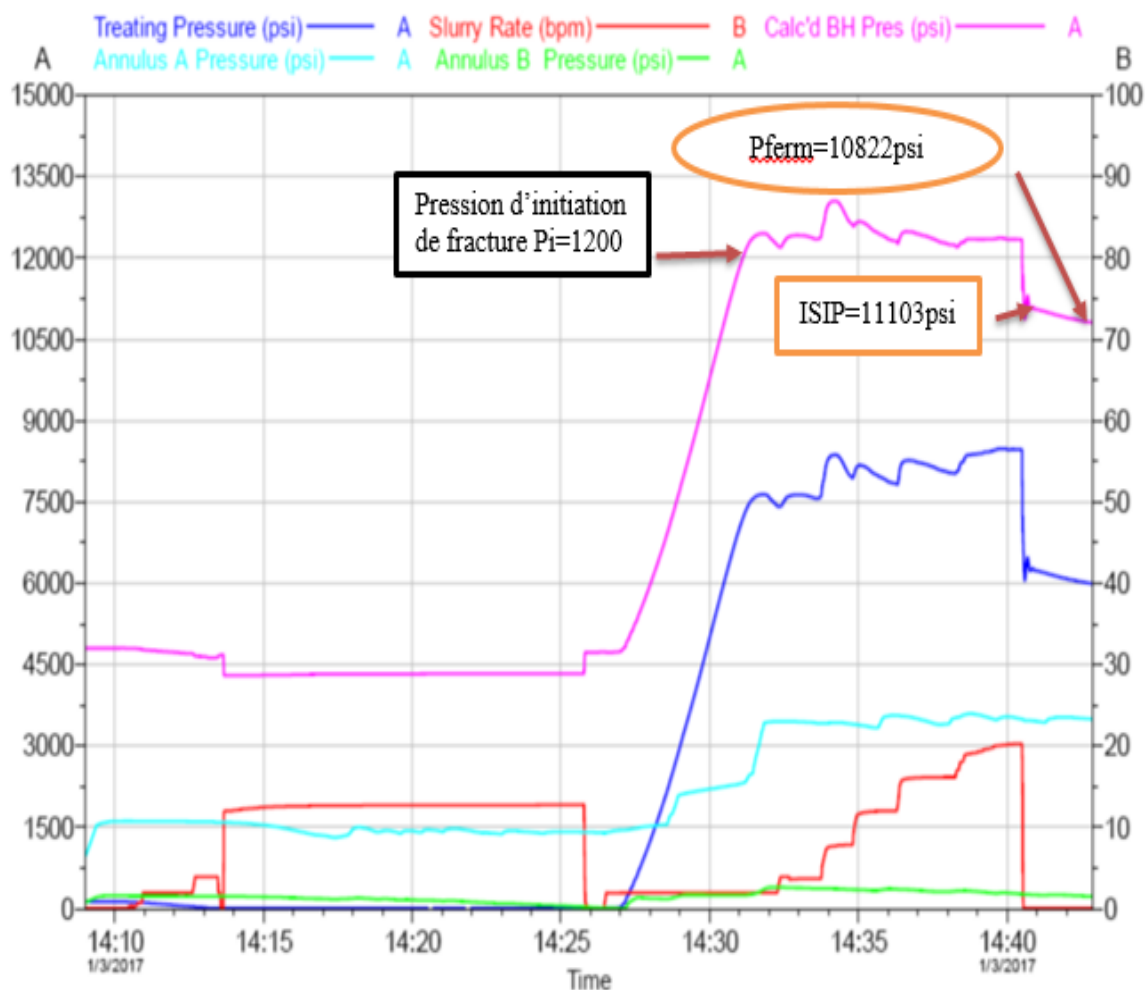


Figure IV.2: Injection test

- Les variations des deux importants paramètres durant ce test qui aident à extraire les données nécessaires (Injection test G function analyses, Injection test square root analyses) sont exprimées dans les deux courbes suivantes :

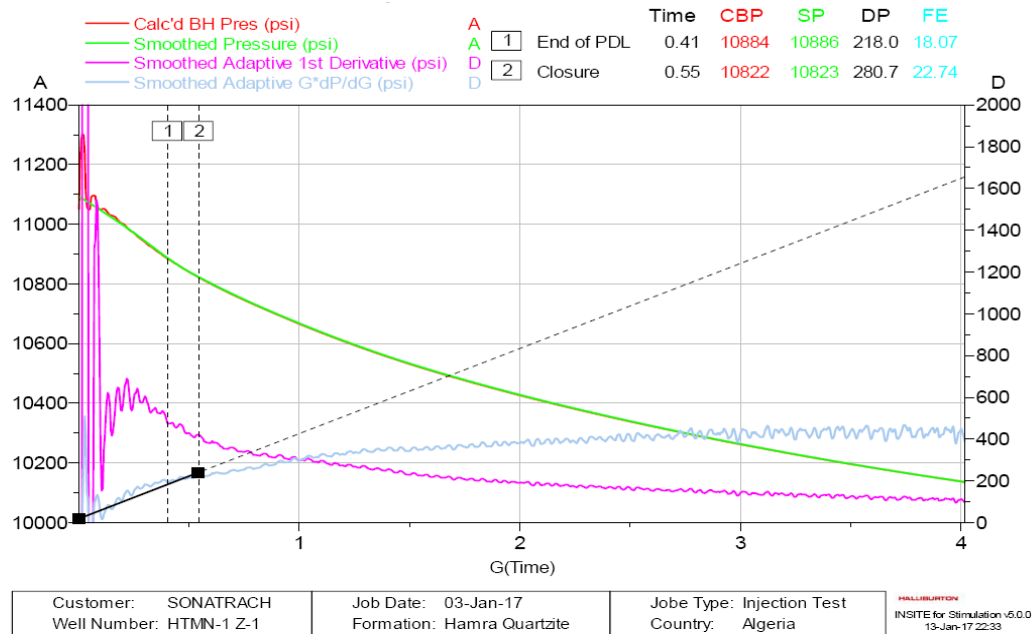


Figure IV.3: Injection test G function analyses

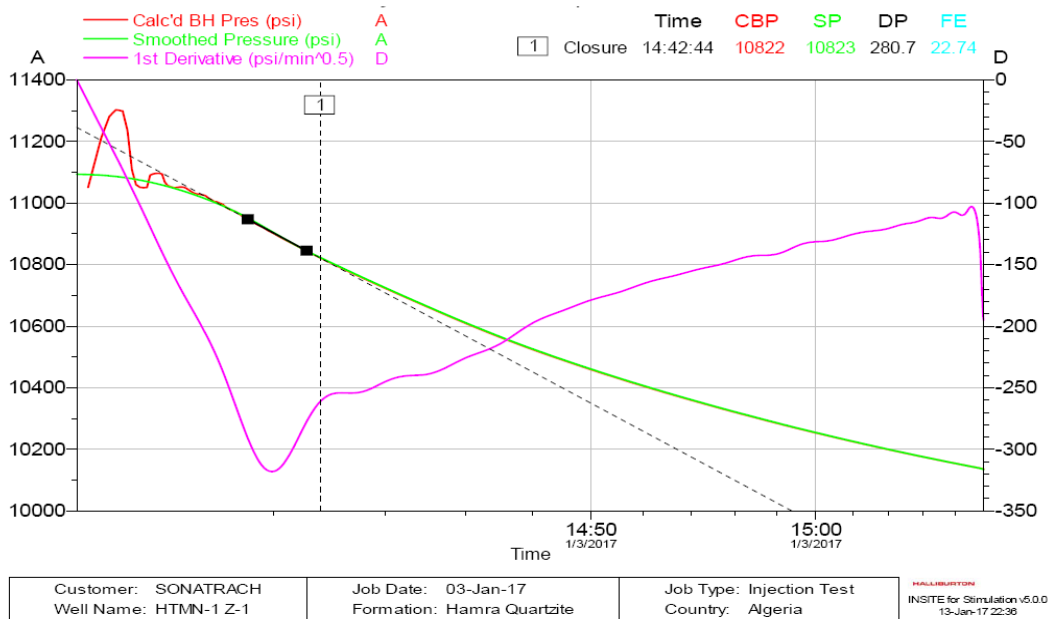


Figure IV.4: Injection test square root analyses

➤ Tableau IV-2 : Etapes prévues

Numéro de phase	Volume (gal)	Débit (bbl/min)	Description
1	9 000	2 – 5 – 10 – 20	Injection / Décomposition avec de l'eau traitée
2	0	-	Surveiller la baisse de pression
Volume total	9 000		

➤ **Tableau IV-3 : Composition de l'eau traitée**

Description chimique	Concentration	Eau traitée
Claweb	(gal/Mgal)	0,7
LOSURF-300	(gal/Mgal)	1,0

➤ **Tableau IV-4 : Analyse du test d'injection**

		Analyse du test d'injection
Fluide d'injection dans le réservoir		Eau traitée
Volume injecté	(gal)	11 670
Remplissage du puits	(gal)	6 737
Débit d'injection maximal	(bbl/min)	20
Pression en surface au débit maximal	(psi)	8 700 psi
ISIP(1)	(psi)	11 103
Gradient de fermeture	(psi/ft)	0,99
Pression de fermeture	(psi)	10 822
Rendement du fluide	(%)	22,74 %
Fin de la PDL	(psi)	10 886

Le but de ces tests est de confirmer la liaison couche trou, déterminer le débit max de fracturation, la pression de propagation, pression de fermeture de fracture et les frictions dans la phase de débit descendant (step down rate) ainsi que gradient de fracturation par l'injection de l'eau traité dans la formation suivie de pompage d'eau traitée. Pour estimer ces différents paramètres, un enregistrement continu des pressions et des débits d'injection est réalisé Fig.IV.1.

De la courbe de l'évolution de la pression de fond calculé Fig.IV.1, on détermine :

- La pression d'initiation de la fracture : $P_i = 12000$ psi
- La pression instantanée de fermeture après arrêt du pompe ISIP = 11103psi.
- La pression de fermeture : $P_{\text{ferm}} = 10822$ psi

IV-4-2 Step Down Rate Test

Ce test permet de déterminer les différents types de pertes de charges au fond du puits tels que, les frictions dû aux pipes, aux perforations, à la tortuosité, pour prédire si la perte de charge est due soit aux perforations ou bien à la tortuosité aux abords du puits.

Opération :

- Pomper l'eau traitée à 21 bpm pour lancer le test de SRT.
- Réduisez le débit par paliers de 05 bpm selon les directives de l'ingénieur de fracturation sur place.
- Arrêter les pompes.

➤ **Tableau IV-5 : Donnée de l'analyse de réduction de pression (step down)**

Étapes	Débit (bpm)	Pression BH (psi)	Tubing Friction (psi)	Entrée Friction (psi)	Friction de la perforation (psi)	NWB Friction (psi)
1	21,40	12 454	617	1 239	750	489
2	15,69	12 144	413	822	403	419
3	10,40	11 849	265	518	177	341
4	5,20	11 421	163	285	44	241

Les courbes enregistrées au cours de test sont présentées ci-après (**Fig IV.5 et IV.6**)

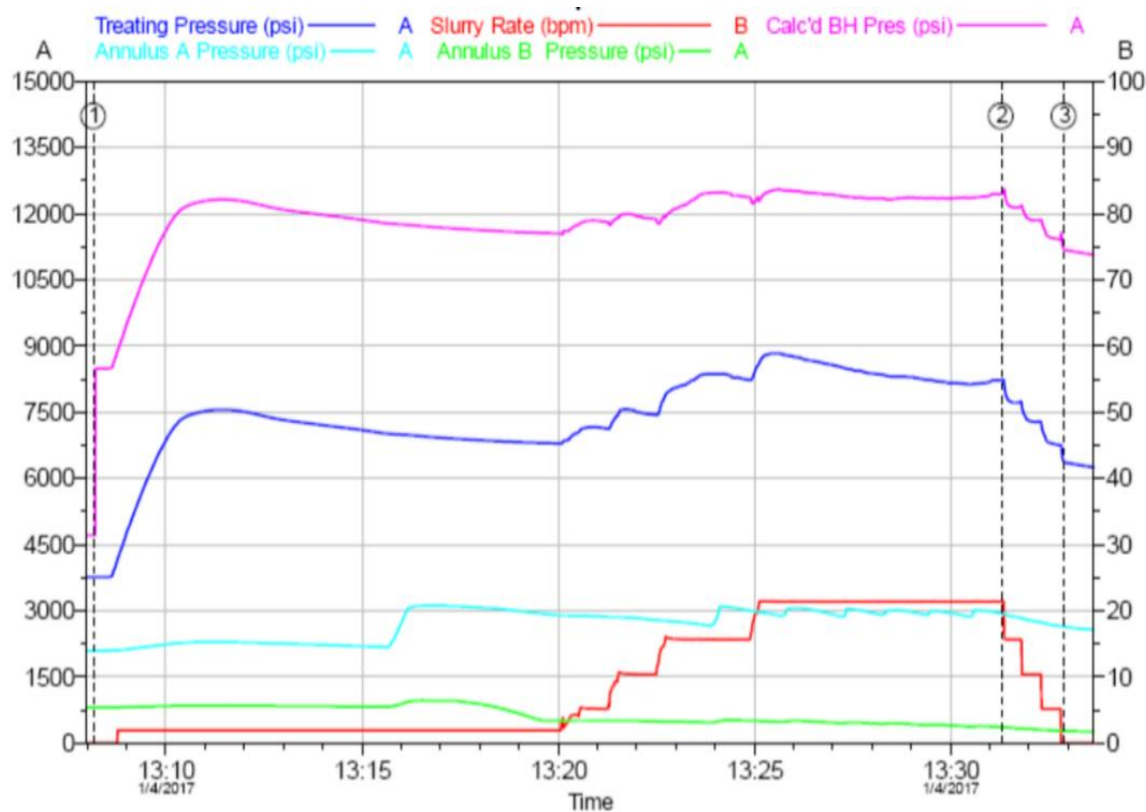


Figure IV.5: Load well and step down rate test

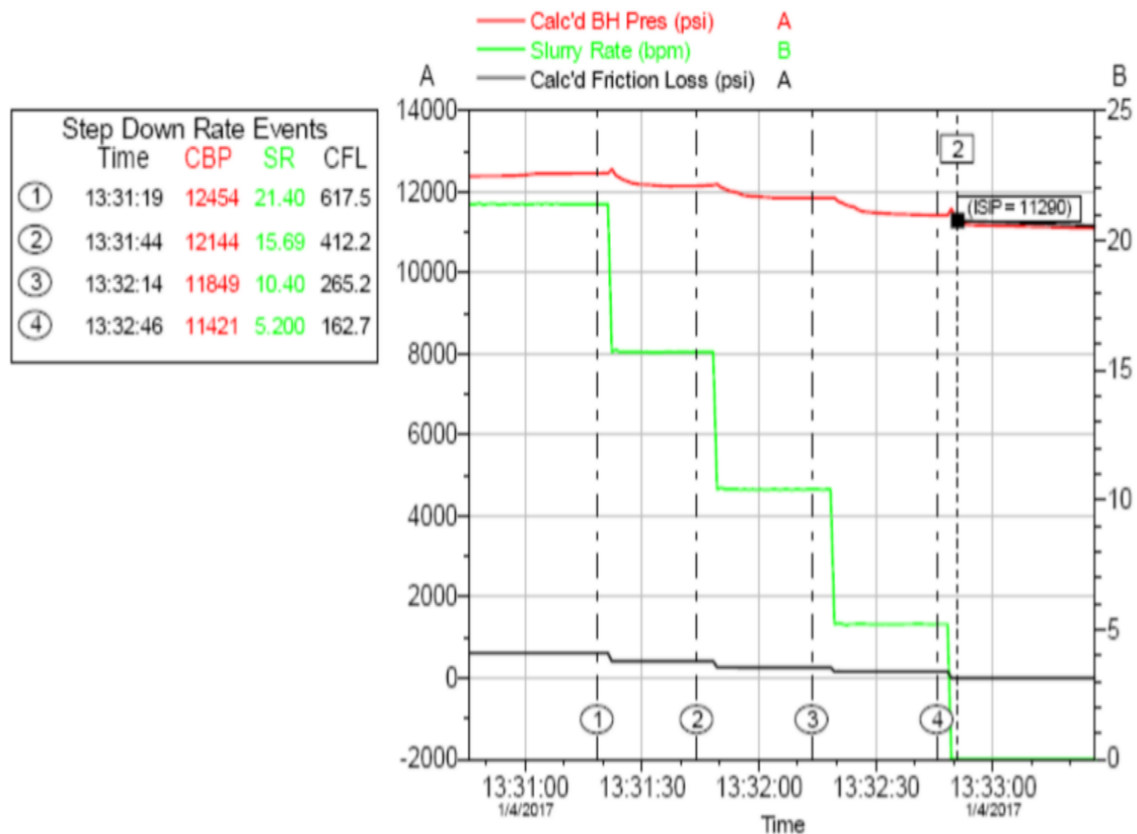


Figure IV-6: Step down rate test

IV-5 Le Minifrac

Ce test a pour objectif de déterminer les paramètres nécessaires pour la préparation du traitement principale (input du logiciel) tel que : la pression de fermeture qui sera prise comme la contrainte horizontale minimale, pression instantanée de fermeture (ISIP), coefficient de filtration, efficacité de fluide, etc., ce qui veut dire on va fracturer à blanc sans mettre les agents de soutènement en place (frac essai).

Le Mini Frac a été lancé par un pré-remplissage de gel linéaire 35 # afin d'établir un débit de 20 bpm et de déclencher les agents de réticulation, suivi d'un remplissage de Hybor H3.5410 réticulé. Le gel réticulé a ensuite été déplacé par 8 112 gallons de gel linéaire 35 (Fig IV. 6). À la fin du déplacement, les pompes ont été arrêtées et la baisse de pression a été surveillée afin d'obtenir l'ISIP du Mini Frac (Fig IV. 7) et la pression de fermeture de la fracture.

La baisse de pression de fermeture du Mini Frac a été analysée à l'aide des méthodes G-Function et de la racine carrée. La pression de fermeture du MiniFrac a été fixée à 10 826 psi, avec un rendement du fluide correspondant de 60,73 %.

IV-5-1 Procédure de MiniFrac

- 1- Installer l'équipement de pompage Halliburton comme suit pour pomper le tubage.
 - 4 Unités de pompage HQ 2000
 - 1 Unités de pompage HT-2000
 - 1 Unités de pompage HT-400 (Panther) jumelées
 - 1 Mélangeur
 - 1 Pré-mélangeur et cuve d'hydratation Gel Pro LGC
 - 1 Remorque avec collecteur d'aspiration/refoulement
 - 1 Outil 2E 4" ½ 13,5 lb/pi. WIT
 - 1 Centre de commande technique
 - 1 Soupapes de décharge de l'annulaire
 - 1 Unité de pompage de l'annulaire (2 pompes)
- 2- Installation toutes les lignes de traitement puis test de pression à 13 000 psi.
- 3- Ouvrez les vannes de tête de puits.
- 4- Ouvrez les vannes de l'espace annulaire de 13 3/8 pouces et enregistrez la pression tout au long de l'opération.
- 5- Augmenter la pression de l'annulaire de 9 5/8 pouces à 1500 psi et se préparer à la maintenir entre 3 500 et 4 000 psi pendant toute la durée de l'opération.
- 6- Lancer l'injection et effectuer un test de vitesse par paliers avec un gel linéaire n° 35 à une cadence de 2-5-10-15-20 bpm (phase 1).
- 7- Poursuivez l'injection, puis effectuez un test de réduction progressive du débit à 20-15-10-5-0 bpm avec un gel linéaire 35# (étape 2).
- 8- Fermer l'injection et surveiller la baisse de pression (étape 3)
- 9- Lancer le Mini Frac en pompant un pré-remplissage de 1 000 gallons de gel linéaire 35# et établir le débit d'injection à 20 bpm (étape 4).
- 10- Poursuivez le pompage avec un MiniFrac de 20 000 gallons de Hybor H3.5410 à 20 bpm (étape 5).
- 11- Remplacer le gel réticulé par 8 080 gallons de gel linéaire 35# (étape 6).
- 12- Arrêter le pompage et fermer les vannes au sol (étape 7).
- 13- Surveiller la baisse de pression jusqu'à ce que la pression de fermeture de la fracture soit observée.

➤ Tableau IV-6 : Données du test

Client	Sonatrach	Type de poste	Minifrac	Débit	Temps de pompage	X-Link Time
Puits	HTMN-1 Z-1	Volume du puits (gal)	8 180 gal	20	9,7	6,4
Formation	HQZ	Pression de rupture	12 000 psi	18	10,8	7,1
Date	4 janvier 2017			15	13,0	8,6

➤ Tableau IV-7 : Résumé du Minifrac

Étape Description	Description du fluide	Volume prévu (gal)	Volume réel (gal)	Débit de boue (bpm)		Pression de surface (psi)	
				Moyenne	Max	Moyenne	Max
Essai d'injection	Eau traitée	9 000	11 670	9,5	20,3	3 047	8 480
Charger le puits	35# Gel linéaire	9 000	8 967	9,5	21,5	7 537	8 837
Taux de réduction	35# Gel linéaire	1 000	655	10,5	21,4	7 324	8 230
Pré-tampon	Gel linéaire 35#	1 000	1 033	10,3	20,0	7 629	8 979
Tampon	Hybor H3.5410	20 000	20 012	20,6	20,8	8 363	9 191
Déplacement	35# Gel linéaire	8 080	8 112	20,8	20,8	7 864	7 874

HYBOR H3.5410 contient 35 livres d'agent gélifiant WG-11 pour 1 000 gallons d'eau.

Le LGC-V présente une concentration effective en WG-11 de 4 lb/gal (4 000 lb de WG-11 dans 606 gal de diesel et 49 gal de GS-5 donnent 1 000 gallons de LGC-V)

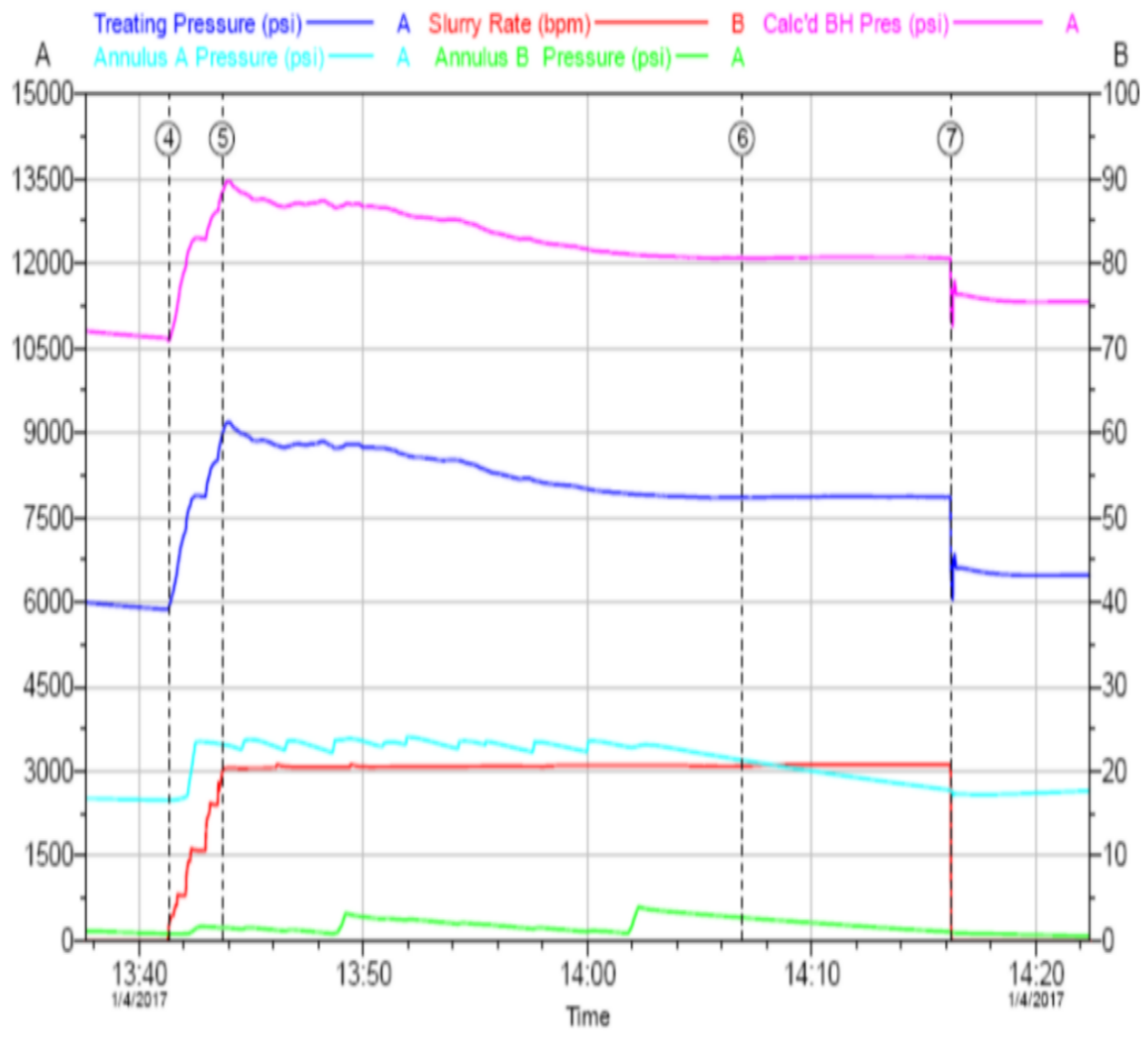


Figure IV.7 : Minifrac

➤ **Pression instantanée de fermeture ISIP :**

La pression enregistrée juste après l'arrêt de pompage nous donne la valeur des pertes de charge totale dû à la perforation et à la tortuosité, ça valeur doit être déduite au plus tard 3 minutes après le chut-in (arrêt du pompage).

On utilise l'extrapolation du graphe de la pression **Fig.IV.8** Pour estimer la pression instantanée de fermeture et on ne peut pas la prendre sur un point direct puisqu'il sera masqué par l'effet des coups de marteaux du liquide.

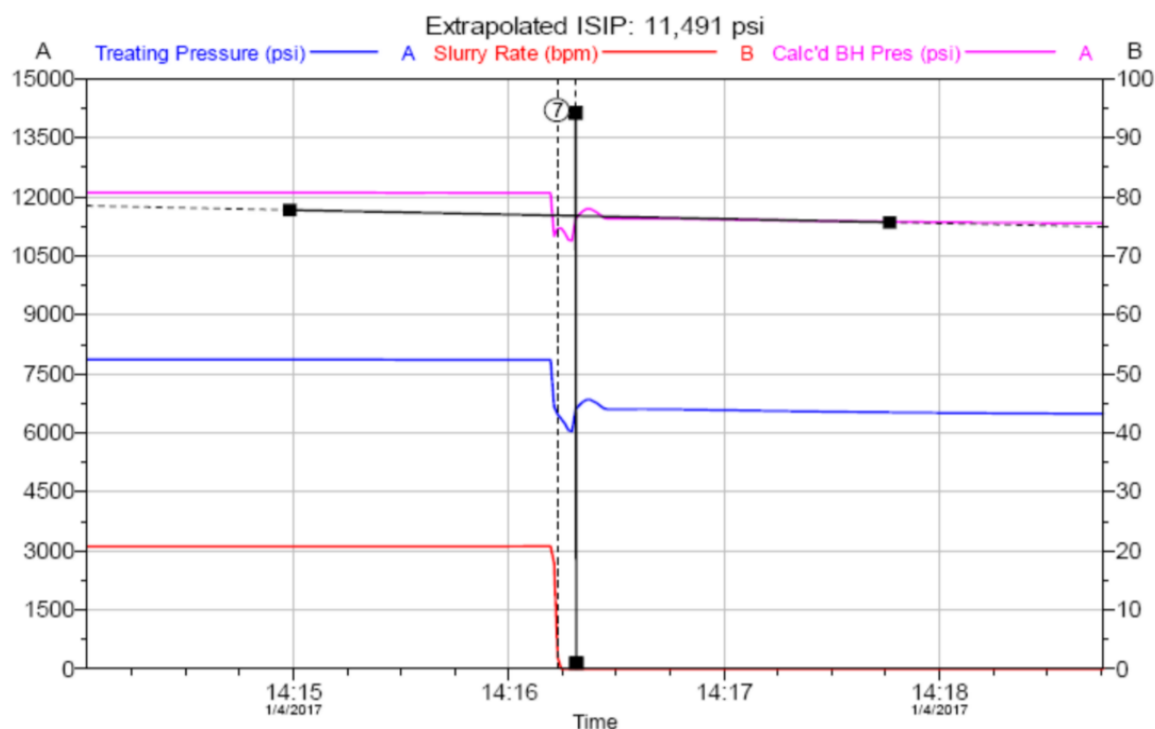


Figure IV.8: Minifrac ISIP

➤ Tableau IV-8 : Analyse ISIP et de Minifrac

		Minifrac	Analyse Mnifrac
Fluide d'injection dans le réservoir		Hybor H3.5410	Hybor H3.5410
Volume injecté	(gal)	12 017	
Débit d'injection moyen	(bbl/min)	20	
Dernière pression de pompage	(psi)	12 101	
ISIP(1)	(psi)	11 491	
Friction au fond du trou	(psi)	610	
Gradient de fermeture	(psi/ft)		0,99
Pression de fermeture	(psi)		10 826
Rendement du fluide	(%)		60,73 %
Fin de la PDL	(psi)		10 882

Les effets de coup de bélier masquent l'ISIP ; l'ISIP rapporté est extrapolé à partir de la tendance de la courbe de baisse de pression après fermeture jusqu'au moment de l'arrêt.

Les données recueillies à partir du MiniFrac ont ensuite été modélisées à l'aide du simulateur de conception de fracturation GOHFER. La correspondance du modèle GOHFER

a ensuite été utilisée pour aider à concevoir le traitement principal. La correspondance GOHFER MiniFrac est présentée à la Figure IV.08.

* Les variations des trois paramètres durant ce test qui aident à extraire les données précédents (Minifrac G-Function analyses, Minifrac Square root analyses, Minifrac net pressure) sont exprimées dans les courbes suivants :

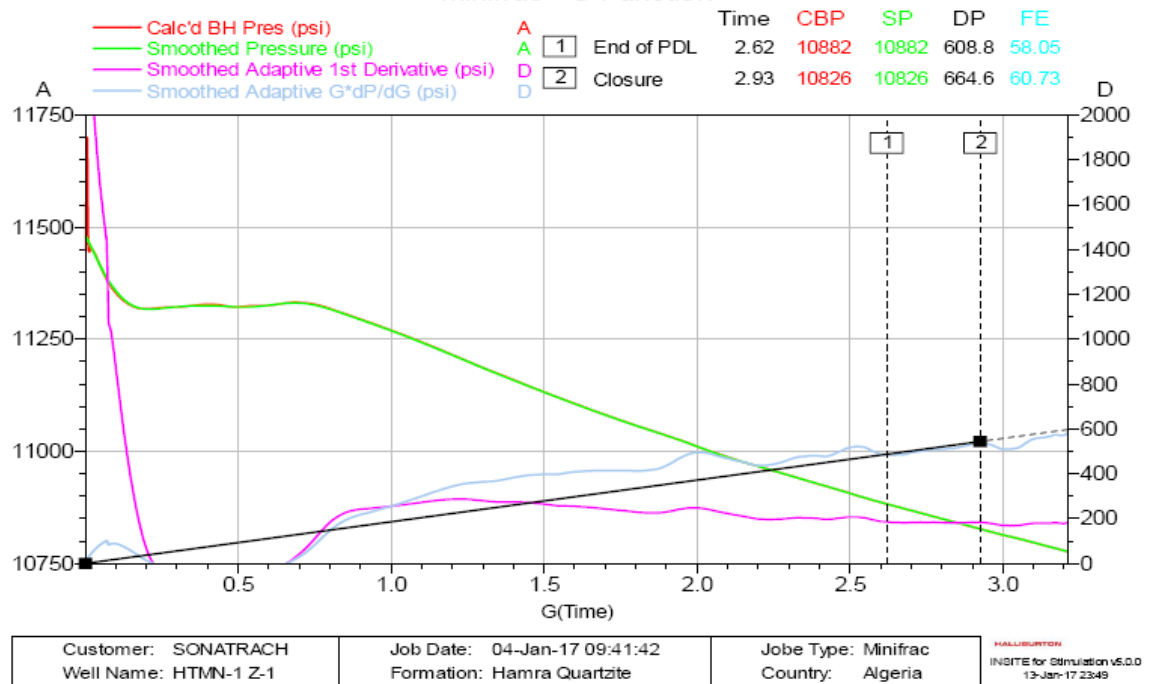


Figure IV.9: Minifrac G Function analyses

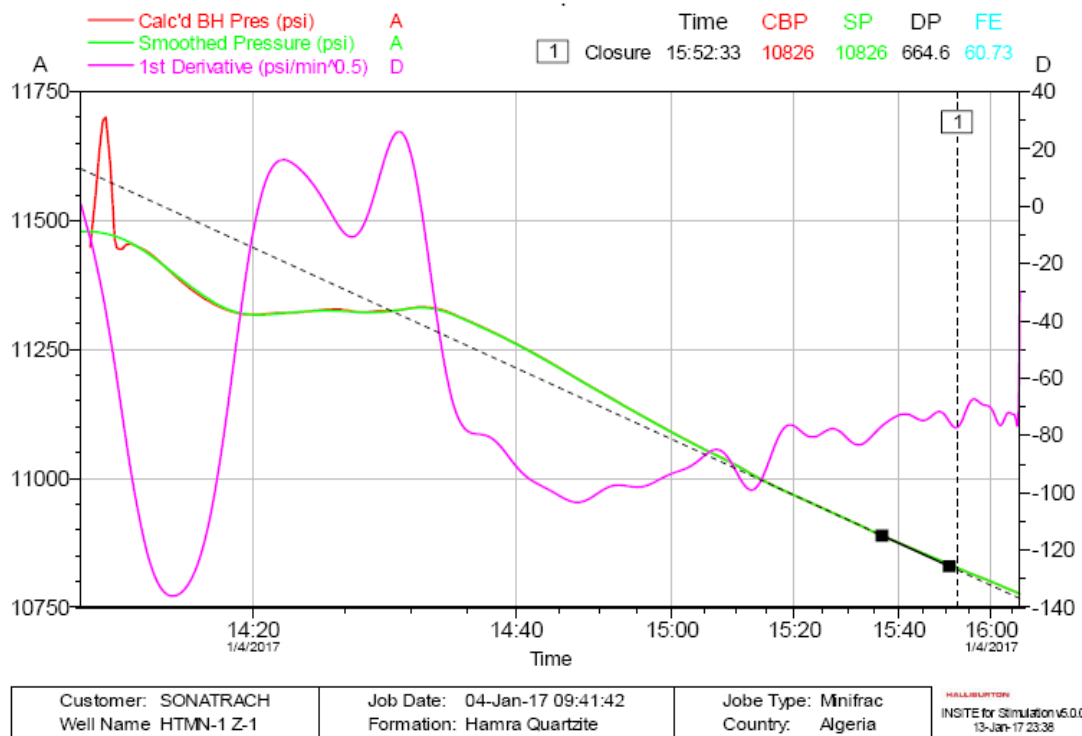


Figure IV.10: Minifrac Square root analyses

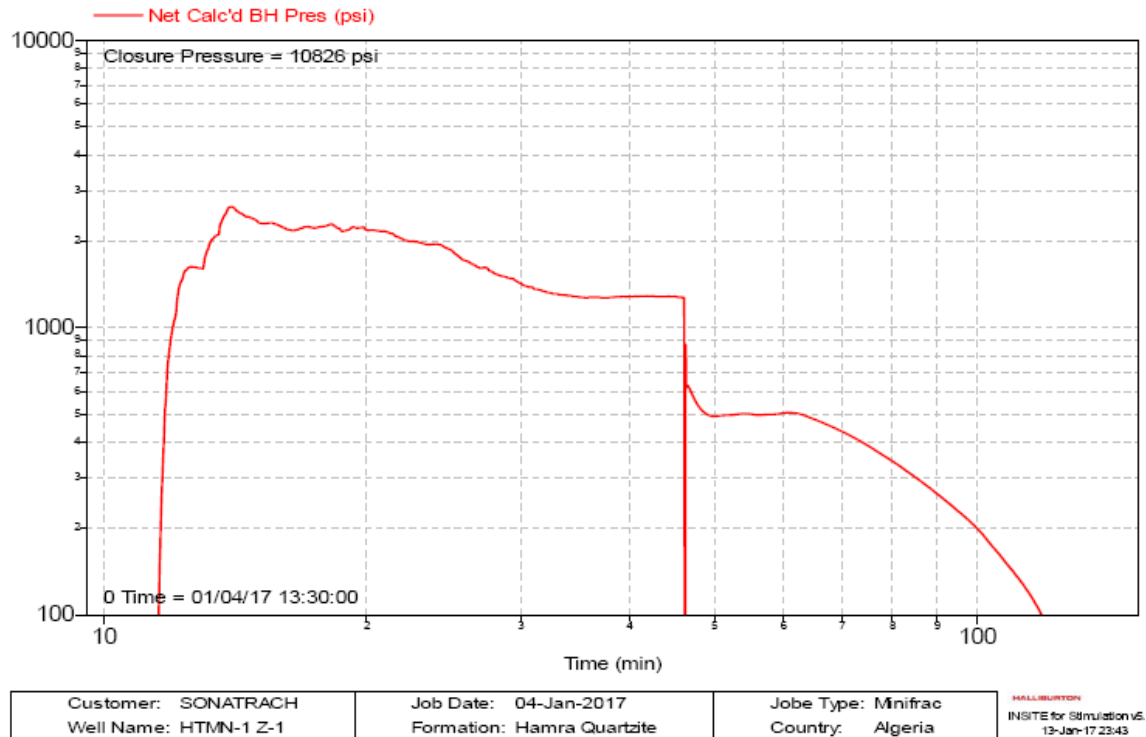


Figure IV.11 : Minifrac net pressure

IV-6 La simulation sur GOHFER

Les paramètres du réservoir rapportés, l'analyse de la baisse de pression à la fermeture, le profil de contrainte de la formation et les données de traitement Minifrac ont été utilisés pour obtenir le Minifrac Match. L'amplitude du profil de contrainte a été modifiée de manière à ce que la contrainte au point d'initiation de la fracture soit égale à la pression de fermeture de la fracture issue de l'analyse de la baisse de pression à la fermeture (figures 06 et 07). La simulation de conception du traitement principal a prédit que le traitement ne se ferait pas en mode « Screen Out » et que la totalité du fluide de déplacement pourrait être injectée.

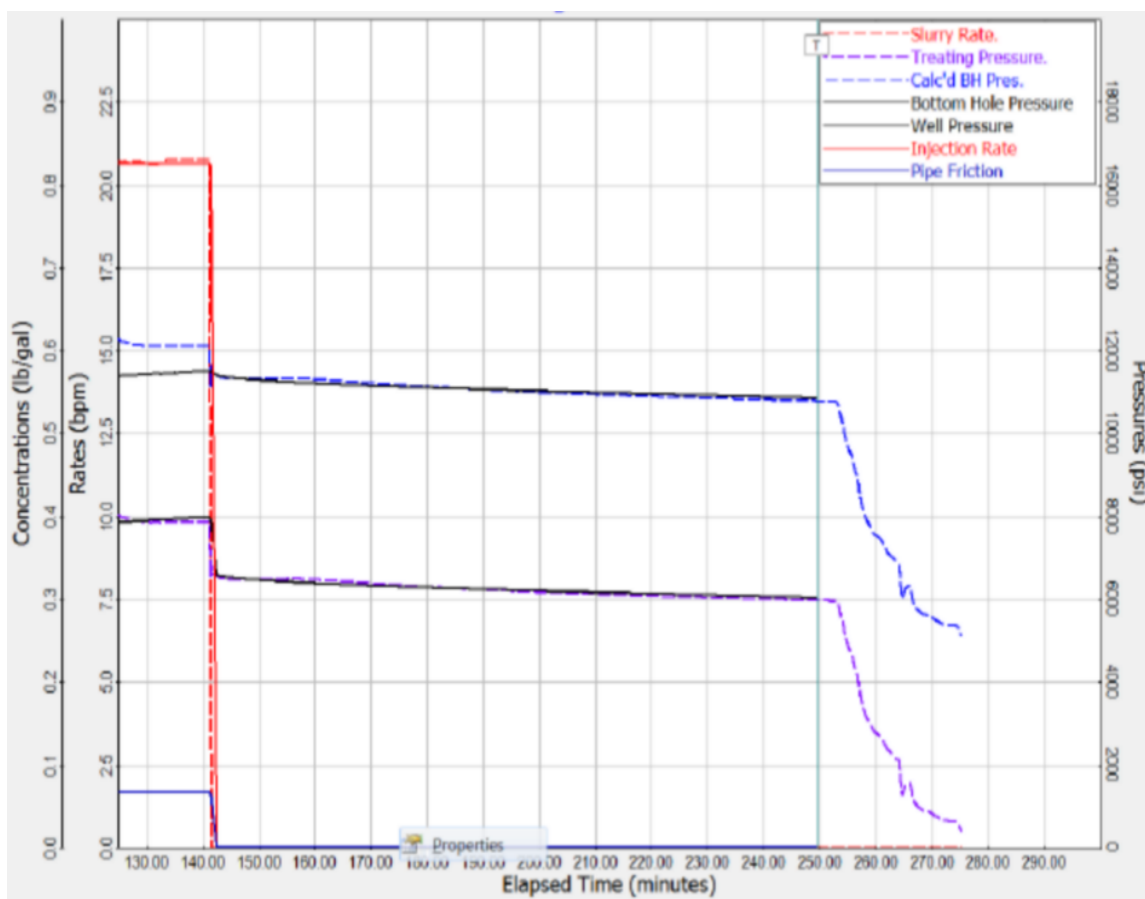


Figure IV.12: GOHFER Minifrac match

IV-6-1 Analyse de « Settle frac » et « Main treatment »

Le traitement « Settle Frac » et le traitement principal ont été réalisés le 5 janvier 2017. Les résumés des données relatives au traitement « Settle Frac » et au traitement principal sont présentés dans le tableau II-1.

Les graphiques du traitement « Settle Frac » sont présentés à la figures 7 et 8 ceux du traitement principal aux figures 9 et 10.

➤ Tableau IV-9 : Conception de Settle frac et de traitement principal.

Étape Description	Description du fluide	Nettoyage prévu (gal)	Débit de boue (bbl/min)	Concentrati on en agent de soutènement (lb/gal)	Type d'agent de soutènement
Settle Frac					
Pré-remplissage	Gel linéaire 35#	1 000	2 – 20		
Tampon	Hybor H3.5405	3 000	20		

Bille de sable	Hybor H3.5405	3 000	20	1	100 mesh (149µm)
Tampon	Hybor H3.5405	5 000	20		
Sable 2	Hybor H3.5405	3 000	20	2	40/70 SABLE
Sable 3	Hybor H3.5405	4 000	20	3	40/70 SABLE
Déplacement	35# Gel linéaire	9 200	20		
Main Treatment					
Pré-couche	Gel linéaire 35#	1 000			
Tampon	Hybor H3.5410	6 000	20		
Bille de sable	Hybor H3.5410	5 000	20	1	100 mesh
Tampon	Hybor H3.5410	9 000	20		
Prop 1	Hybor H3.5410	7 000	20	1	30/50 HSP
Prop 2	Hybor H3.5410	7 000	20	2	20/40 HSP
Prop 3	Hybor H3.5410	5 000	20	3	20/40 HSP
Prop 4	Hybor H3.5410	5 000	20	4	20/40 HSP
Prop 5	Hybor H3.5410	4 000	20	5	20/40 HSP
Prop 6	Hybor H3.5410	4 000	20	6	20/40 HSP
Déplacement	Gel linéaire 35#	7 980	20		

La conception du conductivité et variation de concentration de Proppant par logiciel GOHFER dans le traitement principal. Voir Annexe 4.

IV-6-2 Procédure de Settle Frac

Le settle frac est une étape préparatoire réalisée avant le traitement principal (Main frac) de fracturation hydraulique.

Elle consiste à pomper du fluide, avec peu proppant, afin de préparer et stabiliser la fracture.

Objectifs :

1. Vérifier la réponse de la formation et le comportement des pressions.
2. Contrôler le leak-off et les pertes de fluide.
3. Réduire le risque de screen-out pendant le Main frac. (accumulation excessive du proppant dans la fracture).
4. Ajuster les paramètres de pompage avant le traitement principal.

Opération :

1- Installez l'équipement de pompage Halliburton comme suit pour pomper le tubage.

4	Unités de pompage HQ 2000
1	Unités de pompage HT 2000
1	Unité de pompage double HT-400 (Panther)
1	Processeur de boues
1	Pré-mélangeur et cuve d'hydratation Gel Pro LGC
1	Remorque avec collecteur d'aspiration/de refoulement
1	2E 4" ½ 13,5 lb/pi. Outil WIT
1	Centre de commande technique
1	Soupapes de décharge de pression annulaire
1	Unité de pompage de l'anneau (2 pompes)

2- Installation toutes les lignes de traitement et test pression de 13000psi.

3- Ouvrez les vannes de tête de puits.

4- Augmenter la pression de l'annulaire de 13 3/8" à 500 psi et maintenir cette pression pendant toute la durée de l'opération.

5- Augmenter la pression de l'annulaire de 9 5/8" à 2 000 psi et se préparer à la maintenir entre 4 000 et 4 500 psi pendant toute la durée de l'opération.

6- Commencer à pomper un pré-remplissage de 1 000 g de gel linéaire 35# et établir un débit de 20 bpm (étape 1).

7- Maintenir un débit de 20 bpm et pomper un mélange de HYBOR H3.5410 de 3000 gallons (étape 2).

8- Maintenir un débit de 20 bpm et pomper un mélange de sable de 1 ppg de 100 mesh (149µm) dans 3 000 gallons de HYBOR H3.5410 (étape 3).

9- Maintenir un débit de 20 bpm et pomper un tampon de HYBOR H3.5410 de 5000 gal (étape 4)

10-Poursuivre l'injection d'HYBOR H3.5410 à un débit de 20 bpm et ajouter du sable 40/70 à une concentration de 2 lb/gal dans 3 000 gal de fluide propre (étape 5).

11-Poursuivre l'injection d'HYBOR H3.5410 à 20 bpm et ajouter du sable 40/70 à une concentration de 3 lb/gal dans 4 000 gal de fluide propre (étape 6).

12-Remplacer le produit réticulé par 9 200 gallons de gel linéaire 35# (étape 7).

13-Arrêter le pompage et fermer les vannes au sol (étape 8).

14- Surveiller la baisse de pression.

Tableau IV-10 : Données du test

Client	Sonatrach	Fréquence de boue (bpm)	20 bpm	Débit	Temps de pompage	Temps de liaison
Puits	HTMN1-Z1	Volume du puits (gal)	8 180 gal	20	9,7	6,4
Formation	HQZ	Coup de pression	12 000 psi	18	10,8	7,1
Date	5 janvier 2017	Volume du puits mesuré par densimètre HP (gal)		15	13,0	8,6

Le produit HYBOR H3.5410 contient 35 livres d'agent gélifiant WG-11 pour 1000 gallons d'eau.

Le LGC-V présente une concentration effective en WG-11 de 4 lb/gal (4 000 lb de WG-11 dans 606 gal de diesel et 49 gal de GS-5 donnent 1 000 gallons de LGC-V).

* Les variations des deux importants paramètres durant ce test (Settle frac G function analyses, Settle frac square root analyses) sont exprimées dans deux courbes: voir Annexe 4.

Les courbes enregistrées au cours de ce test sont présentées ci-après (Fig IV.13 et IV.14) :

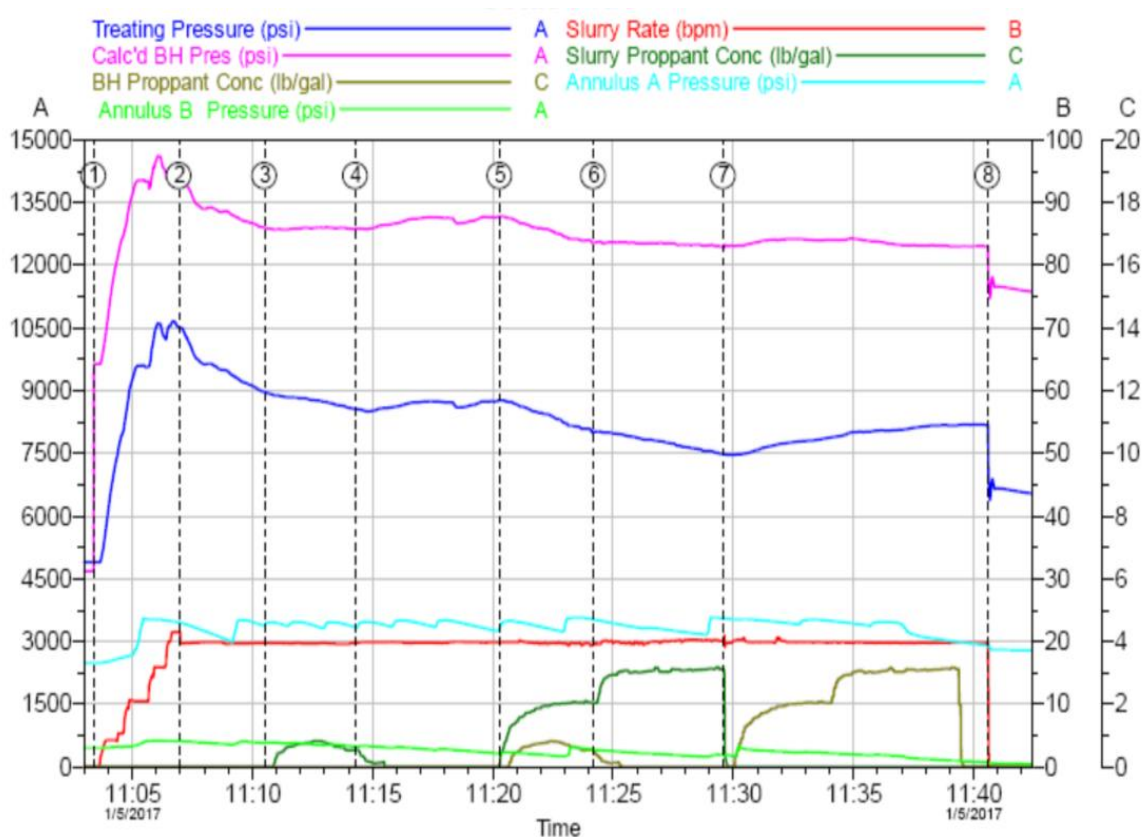


Figure IV.13: Settle frac

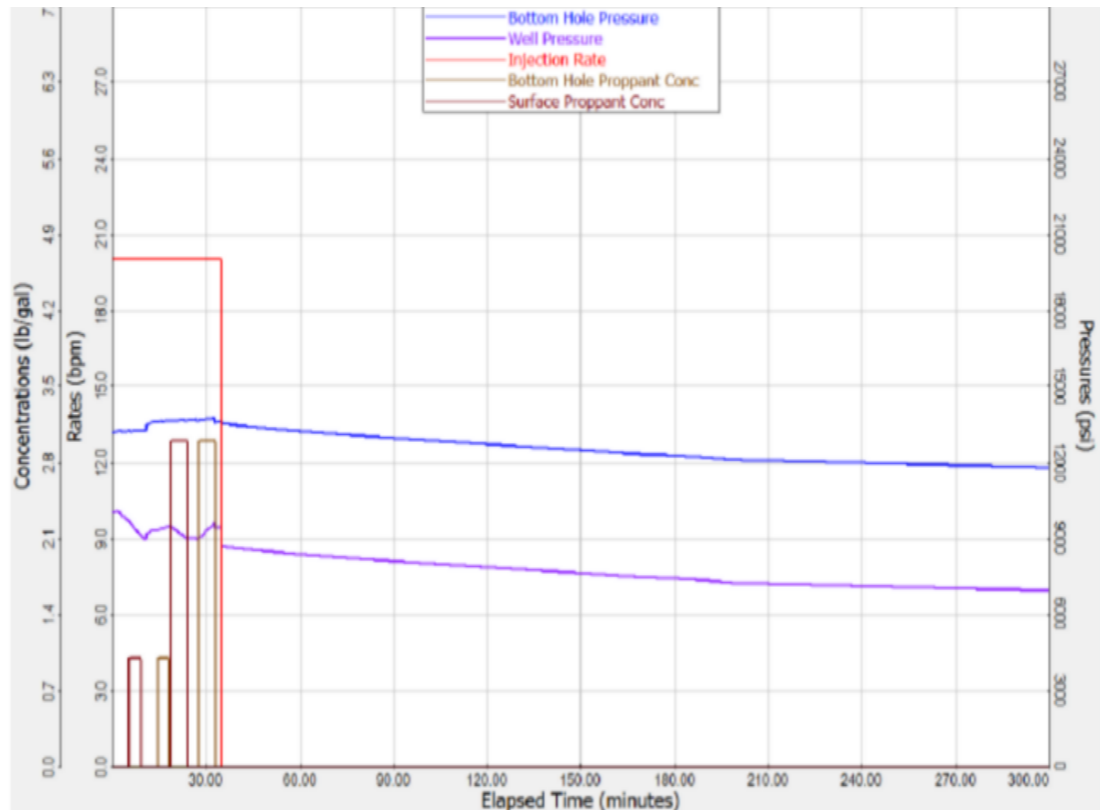


Figure IV.14: Settle frac engine result

IV-7 Procédure de traitement principale (Main Frac)

1- Installer l'équipement de pompe Halliburton comme suit pour vidanger le tubage.

- | | |
|---|---|
| 4 | UNITÉS DE POMPAGE HQ 2000 |
| 1 | Unités de pompe HT 2000 |
| 1 | Groupe de pompe Twin HT-400 (Panther) |
| 1 | Processeur de boues |
| 1 | Pré-mélangeur et cuve d'hydratation Gel Pro LGC |
| 1 | Remorque avec collecteur d'aspiration/refoulement |
| 1 | 2E Outil WIT 4" ½ 13,5 lb/pi |
| 1 | Centre de commande technique |
| 1 | Soupapes de décharge de pression annulaire |
| 1 | Unité de pompage de l'anneau (2 pompes) |

2- Installation toutes les lignes de traitement et test de pression à 13 000 psi.

3- Ouvrir les vannes de tête de puits.

- 4- Augmenter la pression de l'annulaire de 13 3/8" à 500 psi et maintenir cette pression pendant toute la durée de l'opération.
- 5- Augmenter la pression de l'annulaire de 9 5/8" à 2 000 psi et se préparer à la maintenir entre 4 000 et 4 500 psi pendant toute la durée de l'opération.
- 6- Commencez à pomper un tampon préliminaire de 1 000 g de gel linéaire 35# et réglez le débit à 20 bpm (étape 9).
- 7- Maintenez le débit à 20 bpm et pompez un tampon de HYBOR H3.5410 de 6 000 gallons (étape 10).
- 8- Maintenez le débit à 20 bpm et pompez un bouchon de sable de 1 ppg de 100 mesh (149µm) dans 5 000 gallons de HYBOR H3.5410 (étape 11).
- 9- Maintenir le débit à 20 bpm et pomper un mélange de HYBOR H3.5410 de 9000 gal (étape 12)
- 10-Poursuivre l'injection d'HYBOR H3.5410 à un débit de 20 bpm et ajouter du 30/50 Premium Prop Plus à une concentration de 1 lb/gal dans 7 000 gal de fluide propre (étape 13).
- 11-Poursuivre l'injection d'HYBOR H3.5410 à 20 bpm et ajouter du 30/50 Premium Prop Plus à une concentration de 2 lb/gal dans 7 000 gal de fluide propre (étape 14).
- 12-Poursuivre l'injection de HYBOR H3.5410 à 20 bpm et ajouter du 20/40 Premium Prop Plus à une concentration de 3 lb/gal dans 5 000 gal de fluide propre (étape 15).
- 13-Poursuivre l'injection de HYBOR H3.5410 à 20 bpm et ajouter du Premium Prop Plus 20/40 à une concentration de 4 lb/gal dans 5 000 gal de fluide propre (étape 16).
- 14-Poursuivre l'injection d'HYBOR H3.5410 à un débit de 20 bpm et ajouter du 20/40 Premium Prop Plus à une concentration de 5 lb/gal dans 4 000 gal de fluide propre (étape 17).
- 15-Poursuivre l'injection d'HYBOR H3.5410 à un débit de 20 bpm et ajouter du 20/40 Premium Prop Plus à une concentration de 6 lb/gal dans 4 000 gal de fluide propre (étape 18).
- 16-Déplacer le gel réticulé de 200 gallons sous l'intervalle de production en utilisant 7 980 gallons de gel linéaire 35# (étape 19).
- 17-Arrêter le pompage et fermer les vannes au sol (étape 20).
- 18-Surveiller la baisse de pression.

Tableau IV-11 : Données du traitement principal

Client	Sonatrach	Débit de boue (bpm)	20 bpm	Débit	Temps de pompage	Temps de liaison
Puits	HTMN-1 Z-1	Volume du puits (gal)	8 180 gal	20	9,7	6,4
Formation	HQZ	Coup de pression	12 000 psi	18	10,8	7,1
Date	5 janvier 2017	Volume du puits mesuré par densimètre HP (gal)		15	13,0	8,6

Le produit HYBOR H3.5410 contient 35 livres d'agent gélifiant WG-11 pour 1 000 gallons d'eau.

Les courbes enregistrées au cours de cette étape sont présentées ci-après (Fig IV.15 et IV.16) :

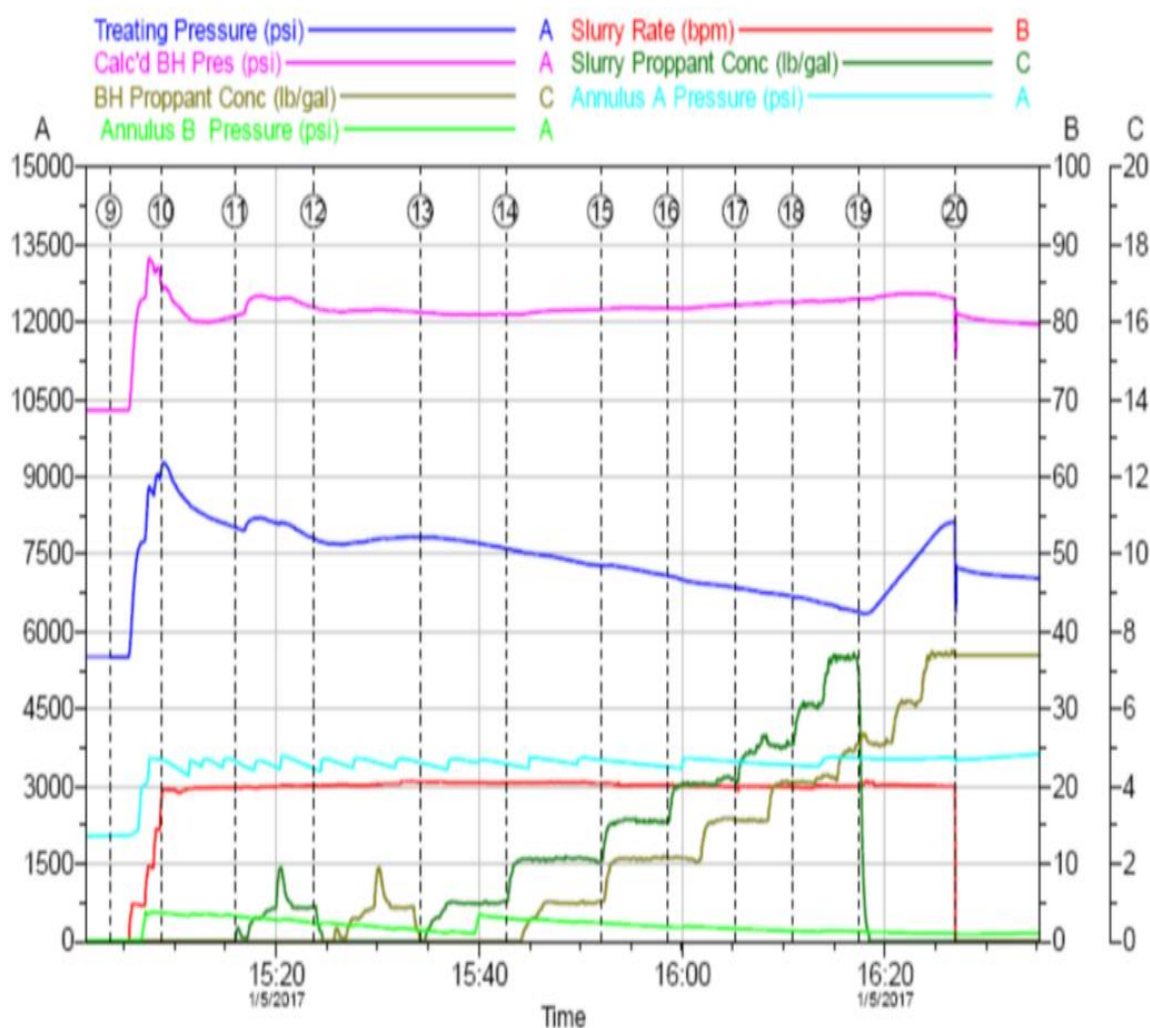


Figure IV.15: Main treatment

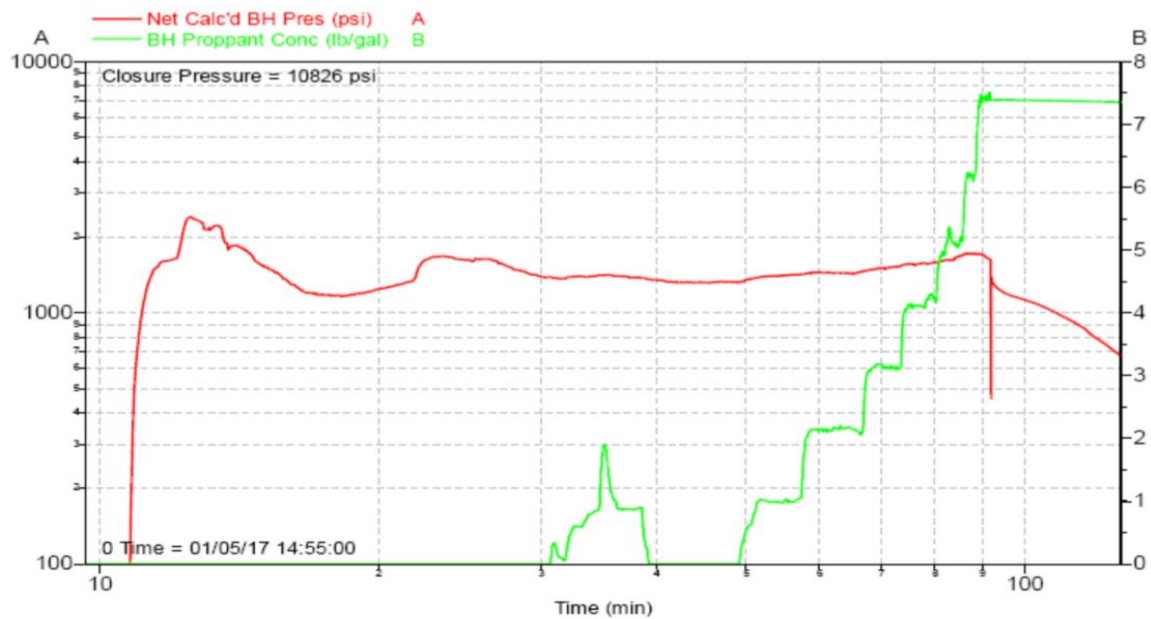


Figure IV.16: Main treatment net pressure

➤ Tableau IV-12 : conception de traitement principale par GOHFER

Description	Mètres
Longueur de la fracture étayée	291 m
Hauteur de la fracture	28 m
Hauteur du sommet de la fracture étayée	3 328 m
Hauteur du fond de la fracture étayée	3 356 m
Concentration moyenne en agent de soutènement	0,76 lb/pied ²
Largeur moyenne de la fracture	0,19 pouce
Conductivité moyenne de l'agent de soutènement	360 mD-pied

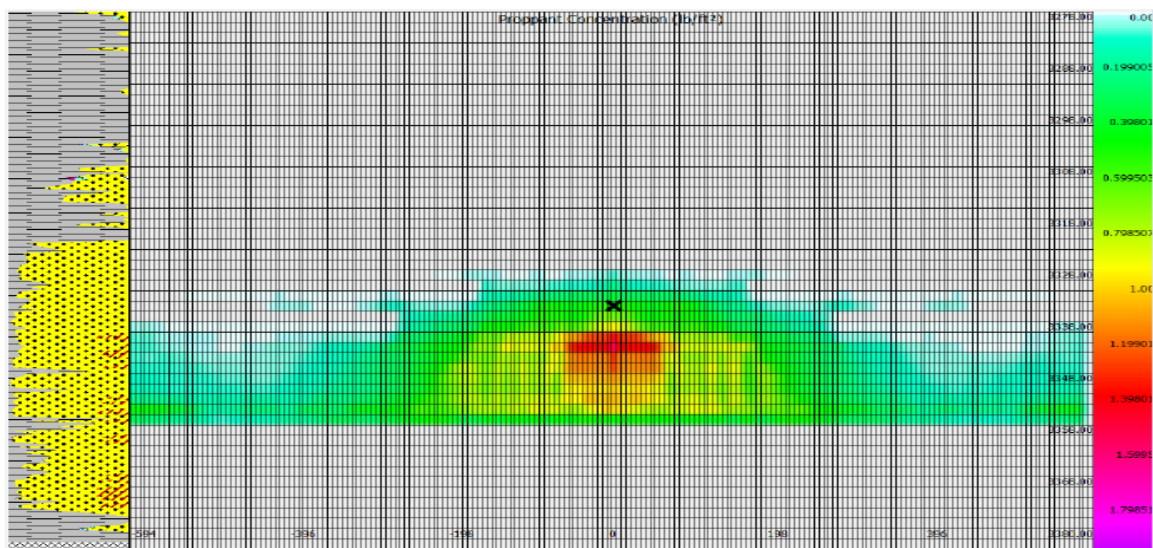


Figure IV.17 : Concentration en proppant du traitement principal

IV-8 Discussion et conclusion

Les opérations de fracturation hydraulique, comprenant le test d'injectivité (Breakdown Test), le Minifrac, le Settle Frac ainsi que le traitement principal, ont été réalisées dans des conditions de sécurité optimales, sans aucun incident lié à la santé, à la sécurité ou à l'environnement (HSE). L'analyse par paliers a montré que les pertes de charge au niveau des perforations constituaient la composante dominante des frottements, avec un facteur bêta de 1,55. Après le pompage du Minifrac, les frottements totaux au fond du puits ont été estimés à 610 psi, tandis que la pression nette atteignait 665 psi. L'interprétation de la décroissance de pression après fermeture lors du test d'injectivité, du Minifrac et du Settle Frac a été réalisée à l'aide des méthodes de la G-Function et de la racine carrée du temps. Les pressions de fermeture déterminées étaient respectivement de 10 822 psi pour le test d'injectivité, 10 826 psi pour le Minifrac et 10 835 psi pour le Settle Frac. Les rendements ou efficacités du fluide associé ont été évalués à 22,74 %, 60,73 % et 38,16 % respectivement. Les différences observées entre ces valeurs sont principalement attribuables à la nature des fluides injectés. En effet, lors du Minifrac, où le rendement du fluide le plus élevé a été enregistré, un gel réticulé à haute viscosité de type Hybor H3.5410 a été utilisé, limitant considérablement les pertes par fuite dans la formation. Dans le cas du Settle Frac, un gel légèrement réticulé (Hybor H3.5405) associé à un programme de rupture agressif a été pompé afin que le fluide soit totalement dégradé dès le début de la période de fermeture, avant la fermeture complète de la fracture. À l'inverse, lors du test d'injectivité, de l'eau traitée a été injectée, ce qui a favorisé une fuite importante du fluide dans la formation et conduit à la plus faible efficacité observée.

En analysant la pression de fuite après le pompage lors de l'essai d'injection, du Minifrac et du Settle Frac pendant la baisse de pression, la courbe de la fonction G présentait une caractéristique de fuite dépendante de la pression (PDL).

- Fin de l'essai d'injection de la PDL à 10 886 psi. (Figure 3)
- Fin de la PDL pour le minifrac à 10 882 psi. (Figure 6)
- Fin de la PDL pour le test Settle Frac à 10 870 psi. (Figure 10)

La PDL indique la présence de fractures naturelles, mais l'efficacité élevée du fluide observée lors du Minifrac permet de conclure que les fractures naturelles ne sont pas interconnectées ou ne le sont que partiellement.

L'ajustement a été effectué en adaptant la contrainte de la zone productive pour qu'elle

corresponde à l'ISIP, aux paramètres de fractures multiples et au coefficient de renforcement des parois, tant pour le gel linéaire que pour le gel réticulé, afin de faire correspondre la chute de pression, les fuites et la fermeture.

Le traitement Settle Frac a injecté 19 421 livres (2 040 de sable de 100 mesh et 17 381 de sable 40/70) dans la formation à une concentration maximale au fond du puits de 3 livres/gallon.

Le fluide de fracturation à sédimentation a été conçu avec un programme de désintégration agressif afin que le fluide soit entièrement désintégré au début de la période de fermeture, avant que la fracture ne se referme, et permette ainsi au sable de se déposer au fond de la fracture.

Le sable décanté augmenter a le différentiel de contrainte in situ et agira comme une barrière artificielle.

Un autre avantage de la technique de fracturation par décantation est qu'elle permet d'augmenter la longueur de la fracture, ce qui se traduira par une meilleure production.

Le traitement de fracturation principal a permis d'injecter 110 694 livres (5 254 livres de granulométrie 100 mesh, 21 625 livres de HSP 30/50 et 83 815 livres de HSP 20/40) dans la formation, avec une concentration maximale au fond du puits de 7,5 livres/gallon.

Environ 2 585 livres de HSP 20/40 sont restées dans le puits.

IV-9 Gain de l'opération

D'après les données de jaugeage qu'on a obtenu après la fracturation on a :

Le débit d'huile avant la fracturation $Q_{\text{Avant le frac}} = 0.13 \text{ m}^3/\text{h}$.

Le débit d'huile après la fracturation $Q_{\text{Après le frac}} = 3.57 \text{ m}^3/\text{h}$.

$$\Delta Q = Q_{\text{Après frac}} - Q_{\text{Avant frac}}$$

$$\Delta Q = 3.57 - 0.13 \Rightarrow \Delta Q = 3.44 \text{ m}^3/\text{h} = 61.68 \text{ m}^3/\text{day} = 518.47 \text{ bbl/day}$$

Conclusion générale et Recommandations

CONCLUSION GENERALE

Dans ce travail, une étude complète a été réalisée concernant la conception et l'évaluation d'une opération de fracturation hydraulique appliquée dans un puits exploitant le réservoir du Quartzite El Hamra. Cette approche repose sur l'analyse de la faisabilité, la caractérisation des propriétés pétro-physiques du réservoir ainsi que sur une étude géomécanique permettant d'optimiser l'initiation et la propagation de la fracture.

Le design de fracturation, établi à partir de modèles empiriques est validé à l'aide d'un simulateur spécialisé (GOHFER), qui a conduit à des résultats cohérents et proches des données réelles. L'analyse des données issues des tests préalables (test d'injectivité et Mini frac et thermo log) et des profils de contraintes a permis d'assurer un dimensionnement adéquat de la fracture ainsi que du volume de proppant injecté.

Les résultats obtenus confirment que la fracturation hydraulique constitue une solution efficace pour le développement des réservoirs non conventionnels, en permettant d'augmenter significativement la productivité des puits et d'améliorer leur rentabilité économique en améliorant le débit de puits de 3.44 m³/h.

Dans ce contexte, le puits étudié HTMN1-Z1 est actuellement utilisé comme puits pilote dans la région Gassi EL AGREB, ce qui confère à cette étude une importance stratégique.

En effet, le succès de l'opération réalisée sur ce puits ouvre la voie à la mise en œuvre de campagnes de fracturation hydraulique similaires sur d'autres puits exploitant le même réservoir du Quartzite d'El Hamra dans la région.

Enfin, dans la perspective du développement futur des ressources non conventionnelles en Algérie, notamment le gaz de schiste dans la région d'Adrar, la maîtrise et l'optimisation de la technique de fracturation hydraulique représentent un enjeu majeur. Bien que cette technologie offre des avantages considérables sur le plan économique et énergétique, son application doit être accompagnée d'une gestion rigoureuse des contraintes techniques, logistiques et environnementales, afin d'assurer une exploitation durable et responsable des ressources.

RECOMMANDATIONS

À la lumière des résultats obtenus dans cette étude, il est pertinent de formuler un ensemble de recommandations visant à optimiser la conception, la mise en œuvre et la rentabilité de ce type de stimulation dans les travaux futurs :

- Accorder une attention particulière à la caractérisation des réservoirs non conventionnels, notamment le Quartzite d'El Hamra, afin de mieux comprendre leurs propriétés pétrophysiques et géomécaniques, ce qui permettrait d'optimiser le choix des techniques de stimulation et d'améliorer la récupération des hydrocarbures.
- Effectuer un nettoyage complet du puits afin d'éliminer tous les dépôts avant de réaliser l'opération de fracturation hydraulique.
- Effectuer un contrôle de passage à l'aide d'un outil Slickline avant effectuer l'opération.
- Mettre en place une ligne de torche provisoire adaptée (flowline).
- Tester les espaces annulaires avant l'arrivée du matériel de fracturation, afin de s'assurer qu'ils peuvent supporter la pression avant le démarrage de l'opération.
- Choisir de manière adéquate le type d'agent de soutènement (proppant).
- Suivre attentivement les résultats et les courbes des tests d'injectivité afin de vérifier la sécurité de l'opération avant et pendant la fracturation, ainsi que les paramètres du fluide durant l'opération.
- Bien contrôler la concentration de l'agent de soutènement pendant le pompage.
- La possibilité de projeter un puits vertical comme candidat si l'orientation des fissures naturelles est favorable.
- Il est préférable de porter le dégorgement de puits à une durée minimale de (180 h).

Références

REFERENCES

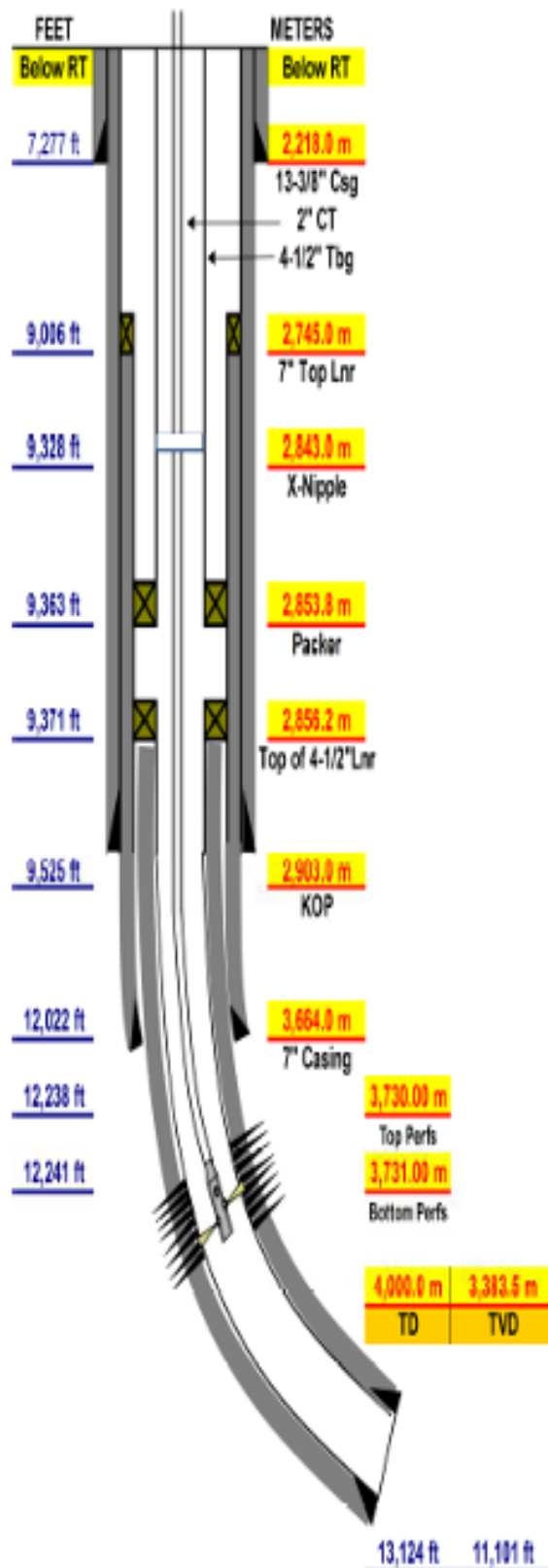
1. SONATRACH. Plan de développement du gisement de Hassi Toumiet. Rapport technique interne. Alger : SONATRACH, mai 2016.
2. SONATRACH. Rapport d'implantation du forage Hassi Toumiet Nord #1 (HTMN#1). Rapport technique interne. Alger : SONATRACH, 08 juillet 2014.
3. WAZIR, Ibtihal. Contrôles sédimentaires et diagénétiques sur les propriétés pétrophysiques des réservoirs gréseux à gaz des bassins de Sbaa, Algérie, et des Palmyrides-Sud, Syrie. Thèse de doctorat. Université Paris-Sud XI, 2014.
4. BOURENANE, Abed Elkarim ; SOUIDI, Hichem ; KOUAS, Abdenasser. Principe de fracturation dans les puits d'exploration. Mémoire de fin d'études, 2023.
5. VEILLON, D. La liaison couche-trou. Paris : Éditions Technip, 2001.
6. AHMED, Tarek; McKINNEY, Paul D. Advanced Reservoir Engineering. Gulf Professional Publishing, 2005.
7. ECONOMIDES, Michael J. A Practical Companion to Reservoir Stimulation. Elsevier, 1992.
8. CIVAN, Faruk. Reservoir Formation Damage. Gulf Publishing Company, 2000.
9. CAILI, D.; FULLIN, Z. Oilfield Chemistry. China University of Petroleum Press, 2018.
10. CRADDOCK, H. A. Oilfield Chemistry and Its Environmental Impact. John Wiley & Sons, 2018.
11. FRANSISCO, V. ; TAVAKKOLI, M. Asphaltene Deposition. CRC Press, 2018.
12. BIRDI, K. S. Surface Chemistry and Geochemistry of Hydraulic Fracturing. CRC Press, 2017.
13. MATHIEU, Y. Ressources et réserves mondiales en hydrocarbures non conventionnels. Annales des Mines – Responsabilité et Environnement, n° 4, p. 12-16, 2011.
14. COSSÉ, R. Gisement. Paris : Technip, 1988.
15. SANIERE, A. Réserves de gaz, découvertes, production. Gaz d'Aujourd'hui, 2006.
16. BOIS, C. ; BOUCHE, P. ; PELET, R. Global Geologic History and Distribution of Hydrocarbon Reserves. AAPG Bulletin, vol. 66, n° 9, p. 1248-1270, 1982.
17. IFP Énergies nouvelles. Les hydrocarbures non conventionnels. Consulté le 10/04/2026.

18. Canadian Society for Unconventional Resources (CSUR). Calgary, Alberta, Canada.
19. AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. 5e éd. Gulf Professional Publishing, 2019.
20. ECONOMIDES, Michael J. ; NOLTE, Kenneth G. Reservoir Stimulation. 3e éd. Chichester : John Wiley & Sons, 2000.
21. SMITH, Michael B. ; MONTGOMERY, Carl T. Hydraulic Fracturing. Boca Raton : CRC Press, 2015.
22. PERKINS, T. K. ; KERN, L. R. Widths of Hydraulic Fractures. Journal of Petroleum Technology, vol. 13, n° 9, p. 937-949, 1961.
23. GEERTSMA, J. ; DE KLERK, F. A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulically Induced Fractures. Journal of Petroleum Technology, vol. 21, n° 12, p. 1571-1581, 1969.
24. NOLTE, Kenneth G. Determination of Fracture Parameters from Fracturing Pressure Decline. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Las Vegas : Society of Petroleum Engineers SPE 8341., 1979.
25. HALLIBURTON ENERGY SERVICES. Hydraulic Fracturing Services Manual. Houston : Halliburton, 2018.
26. SLB (SCHLUMBERGER). Oilfield Glossary. Houston : SLB, 2023.
27. CARBO CERAMICS INC. Proppant Technology Manual. Houston : CARBO Ceramics, 2016.

Annexe

Annexe 1

1.4.2 HPS Wellbore



Customer:	SH-HMD-DP	
Well:	HTMN1 - Z1	Zone
Date:	22-Dec-16	Hassi Toumiet

Capacities		
2" x 0.134" Wall CT	1.732 inID	0.0029 bbl/ft
2" CT x 4-1/2" Tbg		0.0110 bbl/ft
2" CT x 7" Lnr		0.0333 bbl/ft
2" CT x 4-1/2" Lnr		0.0110 bbl/ft
4-1/2", 13.5 ppf Tbg	3.920 inID	0.0149 bbl/ft
7", 29 ppf Lnr	6.184 inID	0.0371 bbl/ft
4-1/2", 13.5 ppf Lnr	3.920 inID	0.0149 bbl/ft

Annular Volumes			
4-1/2" Tubing	9,363 ft	0.0110 bbl/ft	103.4 bbls
7" Casing	7.8 ft	0.0333 bbl/ft	0.3 bbls
4-1/2" Liner	3,753 ft	0.0110 bbl/ft	41.4 bbls
SUB-TOTAL			145.1 bbls
Total			6,054 gals

Capacity Volume of Coiled Tubing			
2" CT	14,900 ft	0.0029 bbl/ft	43.4 bbls
Total			1,824 gals

Well Physical Data	
Estimated Reservoir Pressure	N/A
Estimated Reservoir Temperature	245 deg. F.
Estimated Frac Gradient	0.75 psi/ft
Estimated Frac Pressure at Mid Perfs	9,180 psi
Hydrostatic psi, TW in the well at Mid Perfs	5,303 psi
Max WHP with TW in annulus	3,490 psi
Maximum Coiled Tubing Pressure	8,000 psi

Restrictions	Depth	ID
X-Nipple	2,843.0 m 9,328 ft	3.813 in

Figure A: Complétion 4"1/2 new vam ancree HTMN1-Z1

Annexe 2

Pressure vs Rate

Beta factor = 1.55

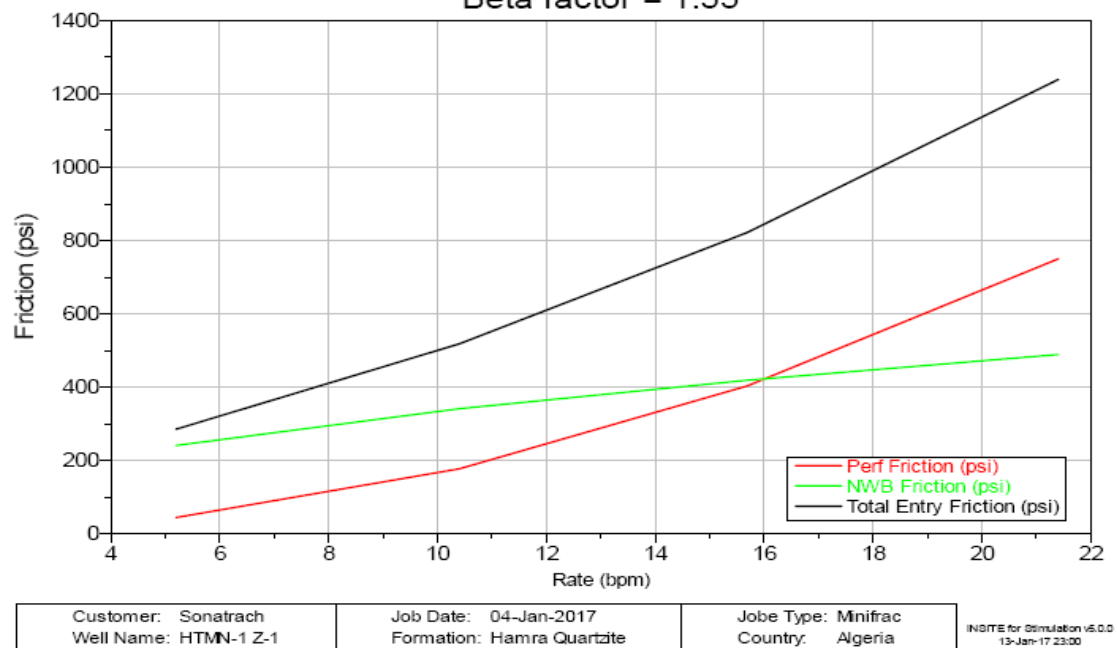


Figure B: Step down rate test – Pressure vs Rate

Annexe 3

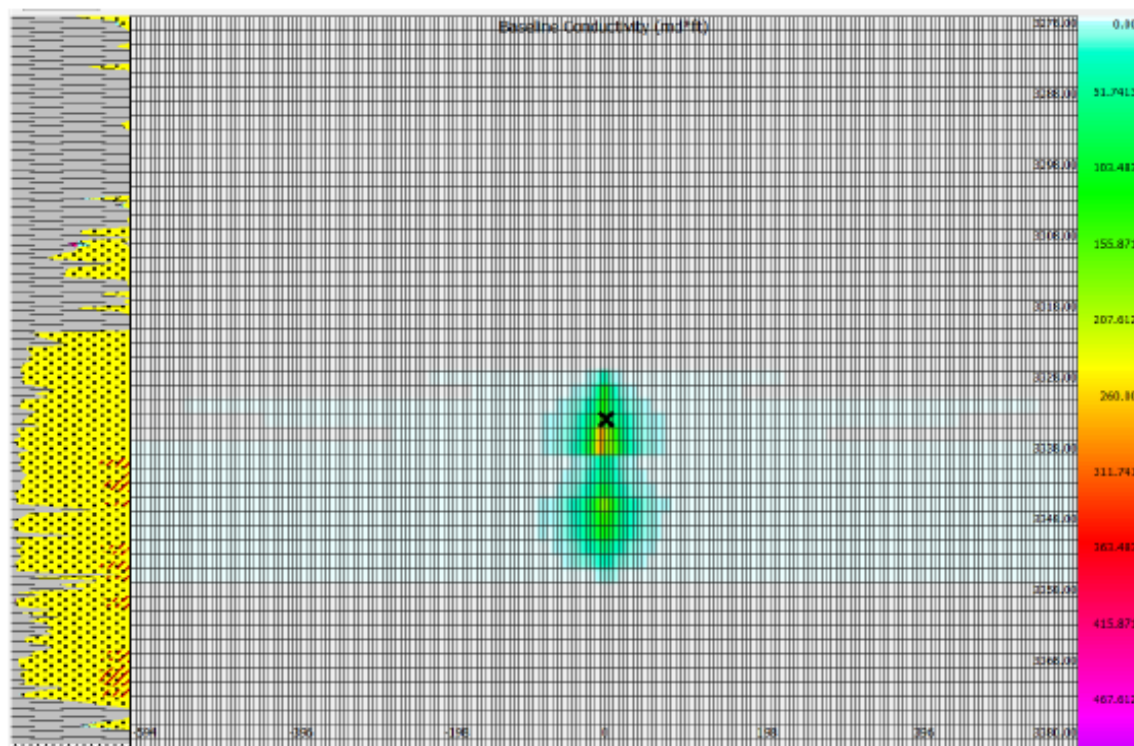


Figure C: GOHFER Main treatment design proppant conductivity

Annexe 4

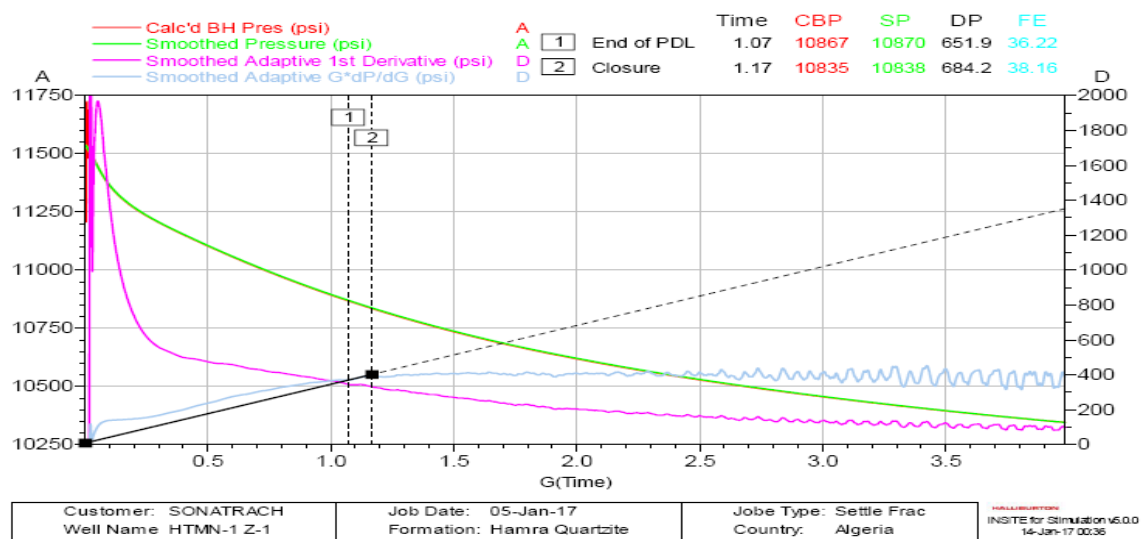


Figure D: Settle frac G function analyses

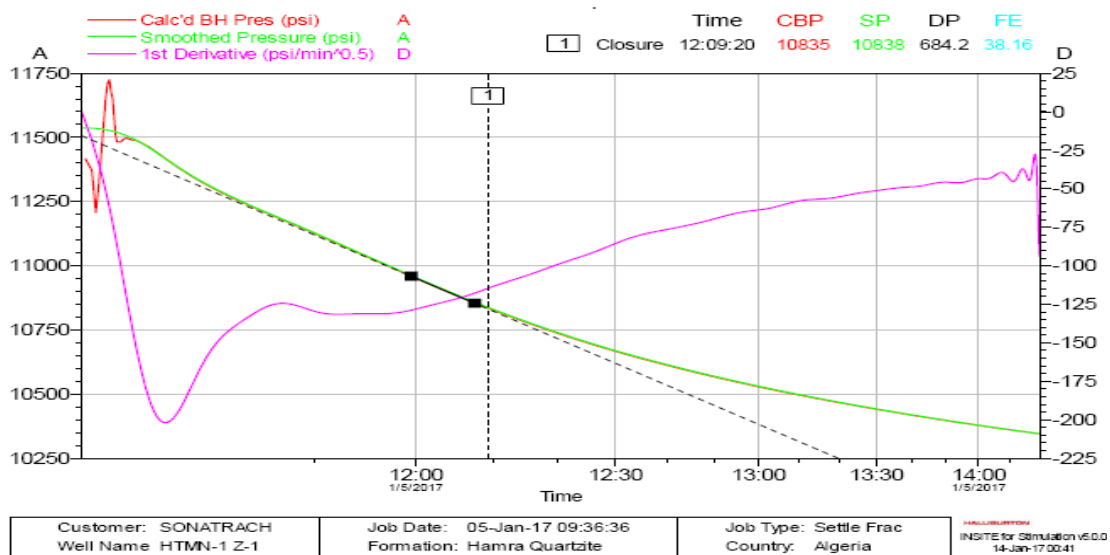


Figure E: Settle frac square root analyses

Annexe 5

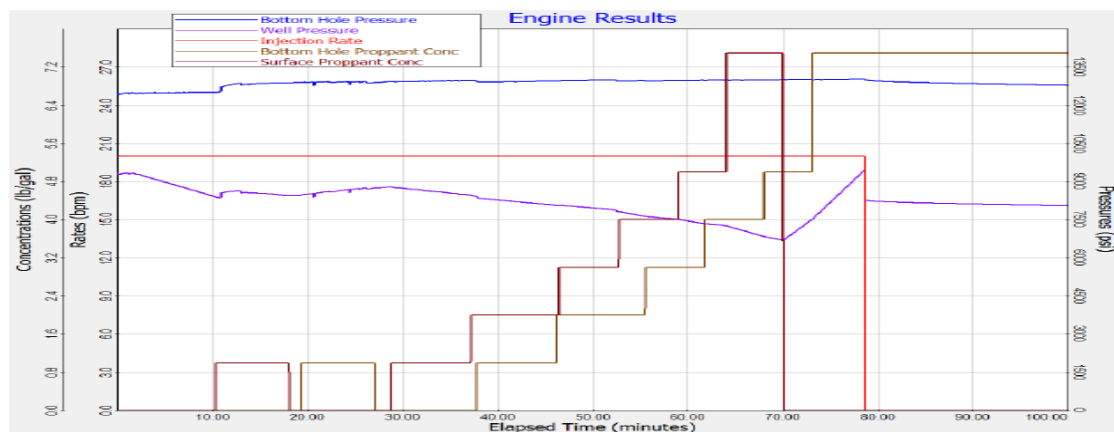


Figure F: GOFER Main treatment review