

N° Série :/2023

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnel

Présenté Par :

REZZOUG Mohammed Bachir, ZEGHBIB Nazih

-THÈME-

Les méthodes d'amélioration de la productivité des puits (Etude de cas sur le puit HAZ 113)

Soutenue le : 07 / 06 / 2023 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	Mr. DJEBBAS Faycal	Docteur	Univ. Ouargla
Rapporteur :	Mr.DADENE Abd-Elghafour	Professor	Univ. Ouargla
Examineur :	Mr. KADRI Ahmed Yacine	Docteur	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2022/2023

Remerciement

Tout d'abord, je remercie dieu le clément et le miséricordieux de nous avoir donné le courage, la force et la patience de nous éclairer sur le chemin du savoir.

Nous tenons à remercier vivement tous ceux qui nous ont accompagné de près ou de loin, et qui ont contribué à la réalisation de cette thèse.

*Nous tenons à exprimer notre gratitude à notre superviseur Dr **DADENABDELGHAFOUR** pour son soutien, sa patience et ses encouragements après notre travail continu.*

*Nous remercions Monsieur **DJEBBAS Faycal** qui nous fait le plaisir de présider*

*Le jury de ce mémoire en tant que présentent de jury, nos remerciements s'adressent également à **KADRI Ahmed Yacine** pour sa participation à ce jury en tant que examinateur.*

Leur présence est garante pour nous d'un examen rigoureux et d'une critique juste de notre travail.

Notre appréciation et gratitude aux ingénieurs dans la région de Sonatrach Rhourde Nouss.

Dans les dernières lignes, je remercie, d'une façon particulière, nos chers parents, nos frères et nos amis pour leur aide moral et matériel et pour leur motivation dans le but de réussir cette thèse de fin d'études

Dédicaces

Que ce travail témoigne de mes respects:

*A mes parents : Grâce à leurs tendres encouragements
et leurs grands sacrifices, ils ont pu créer le climat
affectueux et propice à la poursuite de mes études.*

Aucune dédicace ne pourrait.

Exprimer mon respect, ma considération et mes profonds sentiments envers eux.

Je prie le bon Dieu de les bénir, de

Veiller sur eux, en espérant qu'ils seront toujours fiers de moi.

A tous mes frères.

*A la famille REZZOUG. Ils vont trouver ici l'expression de mes sentiments de
respect et de reconnaissance pour le soutien qu'ils n'ont cessé de me porter.*

*A tous mes professeurs : Leur générosité et leur soutien m'oblige de leurs
témoigner mon profond respect et ma loyale considération.*

A tous mes amis et mes collègues

Ils vont trouver ici le témoignage d'une fidélité et d'une amitié infinie.

Mohammed Bachir



Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à:

*A mes parents les plus chères de ma vie, qui ont su
m'apporter amour et sentiment tendre et qui ont fait
de moi ce que je suis aujourd'hui et je leur serai toujours redevable.*

A tous mes frères.

A toute ma grande famille.

A tous mes amis.

Ils vont trouver ici le témoignage d'une fidélité et d'une amitié infinie.

À mon binôme: Rezzoug Mohammed Bachir.

A tous ce qui me sont chers.

Nazih

Résumé

La fracturation hydraulique a constitué ces dernières années une technique indispensable pour l'exploitation économique et rentable des réservoirs compacts. Ce type de gisement est très répandu dans les bassins de la plateforme saharienne. Une opération de fracturation hydraulique, visant à améliorer les caractéristiques pétrophysiques des réservoirs compacts.

Notre travail consiste à faire l'étude d'une opération de fracturation hydraulique. Dont l'objectif est d'augmenter ou bien d'améliorer de la productivité en augmentant la perméabilité nous avons fait une étude sur le puits HAZ 113 champ RHOURE NOUSS.

Grâce à cette étude, nous avons constaté une amélioration significative de la productivité en augmentant la perméabilité.

Mots clés : la fracturation hydraulique, amélioré de la productivité, champ RHOURE NOUSS.

المخلص

في السنوات الأخيرة، أصبح التكسير الهيدروليكي تقنية لا غنى عنها للاستغلال الاقتصادي والمريح للخزانات المدمجة. هذا النوع من الودائع واسع الانتشار في أحواض المنصة الصحراوية. عملية تكسير الهيدروليكي تهدف إلى تحسين الخصائص البتر و فيزيائية للخزانات المدمجة.

مهمتنا هي دراسة عملية التكسير الهيدروليكي. الهدف من ذلك هو زيادة الإنتاجية أو تحسينها عن طريق زيادة النفاذية ،

وقد أجرينا دراسة على بئر HAZ 113 في حقل غرد النص .

من خلال هذه الدراسة ، وجدنا تحسناً كبيراً في الإنتاجية عن طريق زيادة النفاذية

الكلمات الرئيسية: التكسير الهيدروليكي، تحسين الإنتاجية، حقل غرد النص.

Abstract

Hydraulic fracturing has become an essential technique in recent years for the economic and profitable exploitation of compact reservoirs. This type of deposit is widespread in the Saharan platform basins. A hydraulic fracturing operation aims to improve the petrophysical characteristics of compact reservoirs,

With the objective of increasing or improving productivity by increasing permeability. We conducted a study on well HAZ 113 in the RHOURE NOUSS field to assess the effectiveness of a hydraulic fracturing operation in achieving these goals.

Through this study, we observed a significant improvement in productivity by increasing permeability.

Keywords: hydraulic fracturing, productivity improvement, RHOURE NOUSS field.

Table des matières

Remerciement I
Dédicaces II
Résumé IV
Table des matières V
Liste des figures VII
Liste des tableaux VIII
Symboles et les abréviations IX
Introduction 1
Objectif 2

**Chapitre I :
Présentation de la zone d'étude**

I.1 situation géographique 3
I.2 L'Ordovicien 4
I.3 Quartzites de Hamra 6
I.4 Contexte réservoir quartzites de Hamra 7

**CHAPITRE II :
L'opération de la fracturation hydraulique Pour améliorer la productivité**

II.1 Définition de la fracturation hydraulique 8
II.2 Principes de la fracturation hydraulique 8
II.3 Domaine d'application de la fracturation hydraulique 9
II.4 But de la fracturation hydraulique 10
II.5 Les mesures avant le traitement 10
II.6 Critères sur le choix des puits à fracture 11
II.7 Economie de l'opération 12
II.8 Développement d'ensembles de données 12
II.9 Description de l'opération 14
II.10 Propriétés mécaniques de roches 17
II.12 Elastique vs plastique 21
II.13 Qualités demandées aux fluides de fracturation 22
II.14 Additifs 22
II.15 Les agents de soutènement 23
II.16 Géométrie de la fracture 24

II.17 Fracturation hydraulique multi-étage	25
II.18 La productivité de puit.....	25

Chapitre III :

Etude de cas de puits HAZ 113

III.1 Interprétation du test DST du puits « HAZ113»	27
III.2 Détection de la température distribuée (<i>Distributed Temperature Sensing</i> DTS)	28
III.3 Design et Simulation de Traitement de Stage-FRAC du Puits HAZ113	31
III.4 Evaluation et analyse de l'opération	32
III.5 Test de pression dynamique et remontée de pression (PDRP) réalisé en Casedhole, liner cimenté perforé-(après la fracturation).....	40
III.6 Résultats d'interprétations	42
III.7 Résultats économiques	43
Conclusion	44
Recommandation	45
Bibliographie	46

Annexes

Liste des figures

Figure I- 1 Situation géographique de la région. (Documentation SONATRACH SH-DP-RNS- 1987).	3
Figure I- 2 Colonne stratigraphique type de la région Rhourde Nouss [2].	5
Figure II- 3 Diagramme d'un puits fracturé.[5]	8
Figure II- 4 D'utilisation de la fracturation hydraulique dans le cas d'une exploitation de gaz de schiste. [4].	9
Figure II- 5 Pression interne rompant un puits de forage vertical.[12]	14
Figure II-6 pression de propagation de la fracture.[12]	15
Figure II- 7 Introduction de l'agent de soutènement dans la fracture.[12]	16
Figure II- 8 Rincer le puits de forage pour laisser une fracture étayée.[12]	16
Figure II-9 Augmentation de la surface d'écoulement résultant d'une fracture.[12]	17
Figure II- 10 General stress state.[13]	18
Figure II- 11 Echantillon soumis à une compression.[13].	19
Figure II- 12 Formation de la fracture selon les contraintes dans le réservoir. [13]	20
Figure II- 13 Déformation causée par des efforts de cisaillement. [13]	20
Figure II- 14 Comportement des matériaux soumis à des efforts. [14].	21
Figure II- 15 Types des agents de soutènements. [17]	23
Figure II-16 Géométrie de la fracture [18].	24
Figure II-17 plug and perf staging [19].	25
Figure III- 18 (semi-log) représentative de la pression en fonction du temps [21].	28
Figure III-19 résultat des températures traces et les zones de production.[22]	30
Figure III-20 Résultats du DTS pour le puit HAZ113 (Source: halliburton) [22].	31
Figure III-21 Test injection Stage 1 (Breakdown) [23].	34
Figure III-22 Traitement Data FRAC (stage1) [23].	35
Figure III-23 Data FRAC déclin fonction-G (Stage 1) [23].	36
Figure III- 24 Géométrie de la fracture (Stage 1) [23].	37
Figure III-25 Traitement Main DataFRAC (Stage1) [23].	38
Figure III-26 Mine traitement desigé proppant concentration. [23].	39
Figure III- 27(semi-log) représentative de la pression en fonction du temps [21].	41

Liste des tableaux

Tableau II. 1 Classification du module de Young selon la raideur de la roche. [12]	18
Tableau II. 2 Classification des valeurs du coefficient de Poisson selon le type de la roche. .	19
Tableau II. 3 Catégories et types de Agents de soutènements. [16].....	24
Tableau III. 4 Représentatif des performances sur duse [20].....	27
Tableau III. 5 Résultats de la mesure DTS. [21]	30
Tableau III. 6 les intervalles de perforation et les Plugs dans le puit HAZ113. [21]	32
Tableau III. 7 Design Main traitement (FRAC ProPT). [22].....	33
Tableau III. 8 Géométrie du frac [22].....	37
Tableau III. 9 Examen du traitement principal. [22]	39
Tableau III. 10 Résultats du test sur séparateur [20].....	41
Tableau III. 11 Résultats du Test DST en Open-hole Pré-frac [20].	42
Tableau III. 12 Résultats du Test (PDRP)-Cased hole-liner cimenté perforé-Post-frac[20]...	42

Symboles et les abréviations

Symbol	Nom
HAZ113	Hamra Horizontale 113
RCS	Sable enrobé de résine (Resin-coated sand)
ISP	Proppant de force intermédiaire (Intermediat Strength Proppant)
SRT	Step Rate Test (psi)
Σ	Contrainte (psi)
F	Force normal (N)
A	Surface (ft ²)
P	Pression de pore (psi)
A	Constante de BIOT ($0 \leq \alpha \leq 1$), $\alpha \approx 1$
E	Module de Young (psi)
Y	Coefficient de Poisson(%)
G	Le module de Cisaillement (psi-1)
Xf	Demi-longueur de la Fracture (ft)
Wf	Epaisseur de la Fracture ft(m)
Hf	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)
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(%)
AOFP	Potentiel d'écoulement ouvert absolu. (m ³ /j)

SYMBOLES ET LES ABRÉVIATIONS

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
Proppant	Agent de soutènement - maintient la fracture ouverte -
Open Hole	Puits ouvert c'est-à-dire sans complétion du puits

Introduction

Lorsqu'un gisement de pétrole est exploité naturellement, les hydrocarbures remontent à la surface grâce à la déplétion naturelle, qui permet une exploitation optimale. Toutefois, lorsque la production devient insuffisante malgré des réserves importantes, de nouvelles techniques de récupération sont mises en place pour améliorer la productivité et les performances des puits.

Une technique utilisée dans ce cas est appelée la fracturation hydraulique. Elle consiste à créer artificiellement un drain perméable dans le réservoir en injectant un fluide porteur d'agents de soutènement.

La technique de fracturation hydraulique est utilisée pour améliorer les caractéristiques pétro-physiques des réservoirs et augmenter la productivité naturelle des puits. Cependant, une étude géomécanique approfondie est nécessaire avant de procéder à l'opération pour garantir son efficacité

Notre objectif est de stimuler le puits HAZ113 (2022) en utilisant la technique de fracturation multi-stage pour augmenter sa perméabilité et sa productivité. Pour ce faire, nous allons baser notre travail sur la simulation de ce puits en utilisant le logiciel Frac proPT.

Le présent mémoire se concentre sur la stimulation du puits HAZ 113 dans la région de Rhourd Nouss en utilisant la nouvelle technologie de fracturation multi-stage. Le deuxième et le troisième chapitre portent sur la présentation de la zone d'étude, à savoir les quartzites Hamra, ainsi que les caractéristiques des réservoirs. L'étude de cas du puits HAZ113 et la simulation de la fracturation multi-stage sont abordées dans le dernier chapitre.

Objectif

Pour les puits qui présente un indice de productivité faible, ont utilisé l'opération suivant pour améliorer la productivité des puits : clean out, tub clean, kick-off et acidification, Toutes les opérations n'ont pas donné de résultats positifs, ce qui nous a fait recourir au procédé de fracturation hydraulique.

Pour avoir l'étude de cas le puits HAZ 113 ou niveau la région RNS (Hamra ordovicien).

Donc : comment améliore la productivité par la fracturation hydraulique ?

Chapitre I

Présentation de la zone d'étude

I.1 situation géographique :

Le champ de Rhourde Nouss se situe à quelque 855 Km au Sud Est d'Alger, l'une des principales zones productives d'hydrocarbures du Sahara Algérien, il se trouve à 280 km environ au Sud-Est de Hassi Messaoud et à 350 km au Nord-Ouest d'Ain - Amenas.

Il s'étend sur une superficie de l'ordre de 10000 Km².

La région de Rhourde Nouss est située dans la wilaya d'Illizi et se positionne entre :

- 29°16' et 30° parallèles.
- 06°24' et 07° méridien.

Elle est limitée au Nord par la région de Gassi-Touil, et au Sud par la direction de Hamra et la région de Tin-Fouyé Tabenkourt.

La région de Rhourde Nouss se trouve sur l'extrême sud de la province du Sahara Nord Orientale. Elle est limitée par de grands éléments structuraux :

- à l'Ouest par le môle d'Amguid-El Biod, ce môle présente une vaste unité structurale subméridienne, s'étendant sur 600 km allant d'Amguid au Sud et à Rhourde El Baguel au Nord.
- au Nord-Est par le bassin de Berkine vers lequel s'enfoncent les axes SO-NE des structures de Rhourde Hamra et de Rhourde Chouff. au Sud-Est par la partie Occidentale du môle d'Adara, le fond de Tin-Fouyé Tabenkourt au SE, et le haut de Maouar à l'Est [1].

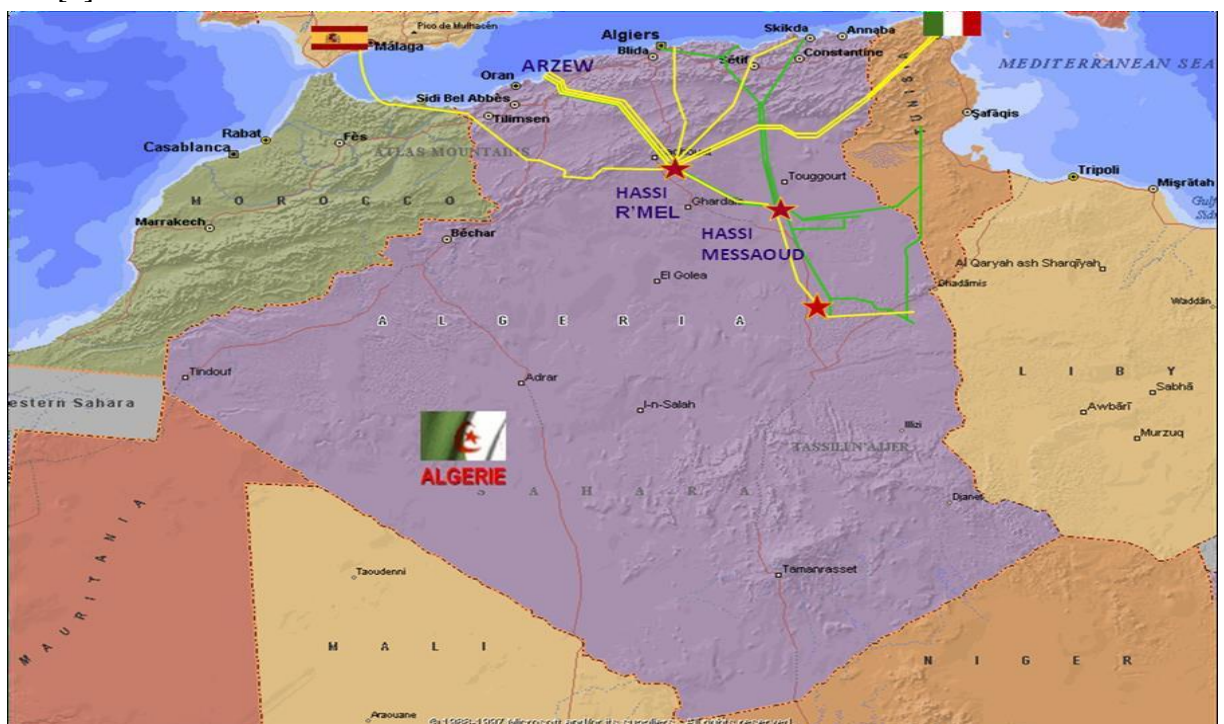


Figure I- 1 Situation géographique de la région. (Documentation SONATRACH SH-DP-RNS- 1987).

I.2 L'Ordovicien :

C'est un terme très complexe, constitué par des alternances de grés quartzitiques et d'argiles. Son épaisseur moyenne varie de 750 à 1250 m et se compose de plusieurs unités se succédant de bas en haut :

♣ **Grés de Méribel** : d'âge Tremadoc inférieur. Son épaisseur est de 180 m. Cette unité est constituée par des grés quartzitiques fins, avec des grés argilo-silteux et des passées d'argiles grises à noir

♣ **Argiles d'El Gassi** : d'âge Tremadoc moyen, avec une épaisseur de 268 m. Elles sont matérialisées par une alternance d'argile grise foncée, silteuse avec des passées gréseuses.

♣ **Grés d'El Atchane** : d'âge Arenig inférieur. Epais de 56 m; ils sont constitués d'une alternance de grés fins siliceux bien classés et d'argiles siliceuses. On note la présence de quartzites à la base.

♣ **Quartzites de Hamra** : d'âge Arenig moyen. Epais en moyenne de 80 à 232 m. Ils sont formés par des quartzites fins à moyens de couleur blanche, compactes, passant localement à des grés fins intercalés par quelques passées fines à la base.

♣ **Grés d'Ouargla** : d'âge Arenig supérieur. Son épaisseur varie de 91 à 100 m. Ce terme est représenté essentiellement par des grés fins à moyens, gris-bruns, quartzitiques avec des intercalations d'argiles noires.

♣ **Argiles d'Azzel** : d'âge Lanvrin son épaisseur est estimée entre 64 et 117 m, constitué d'argiles grises noires, siliceuses plus ou moins indures.

♣ **Grés d'Oued Saret** : d'âge Landeilo, avec une épaisseur moyenne variant de 103 à 137 m, il est composé de grés fins parfois quartzitiques.

♣ **Les Argiles Micro-Conglomératiques** : d'âge Caradoc, avec une épaisseur variant de 66 à 119 m, cette unité est constituée exclusivement d'argiles micro conglomératiques à grains de quartz.

♣ **Dalle M'Kratta** : d'âge Asghill, elle présente une épaisseur variant de 6 à 10 m. Elle est matérialisée par des grés quartzitiques allant de très fins à moyens jusqu'au grossiers.

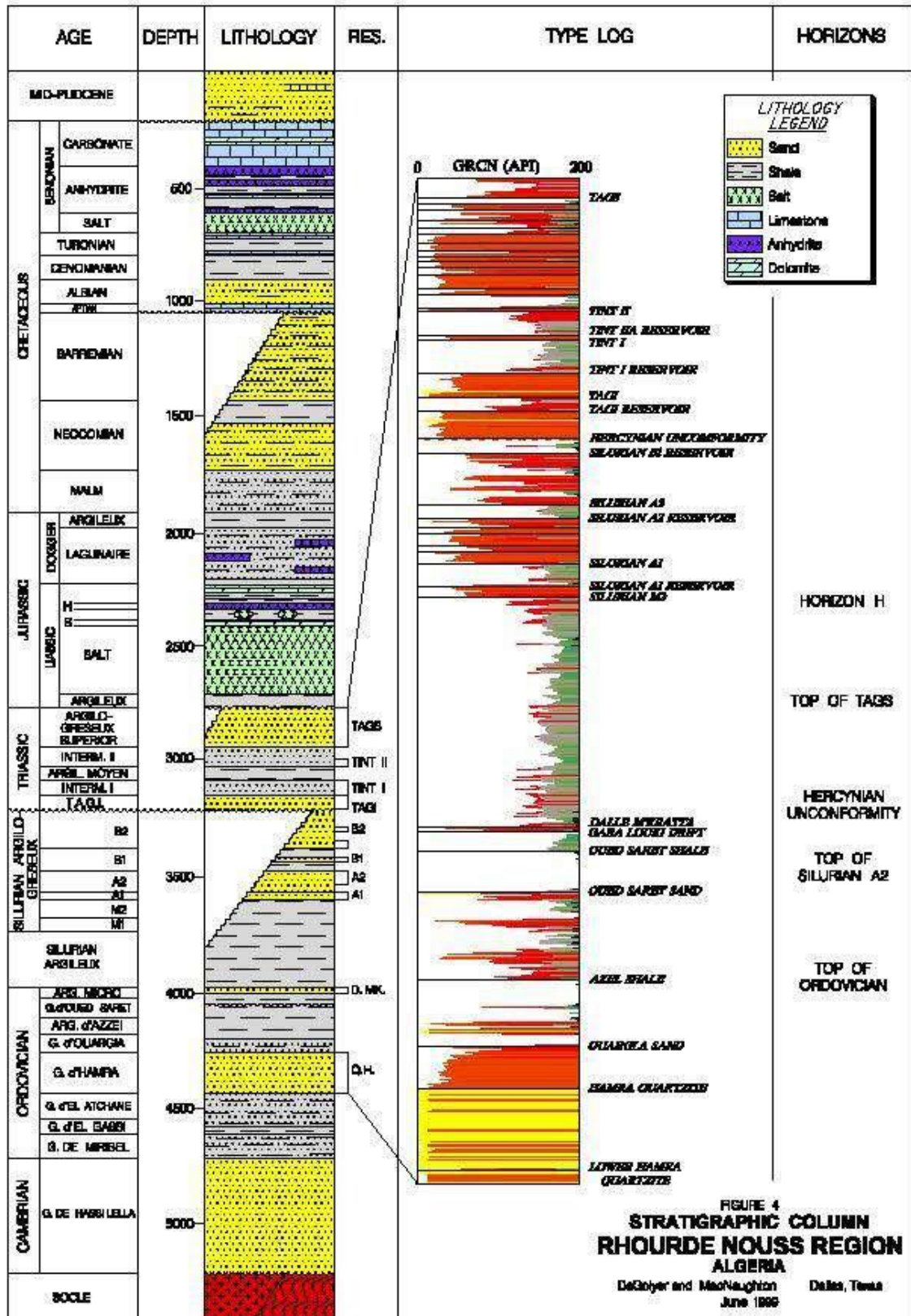


Figure I- 2 Colonne stratigraphique type de la région Rhourde Nouss [1].

I.3 Quartzites de Hamra :

Le réservoir des Quartzites de Hamra de la région de Rhourde Nouss est connu comme l'un des réservoirs à gaz le plus compacte et le plus difficile à forer en Algérie. C'est un réservoir non conventionnel appelé aussi «Tight gaz», vu qu'il présente des paramètres pétro physiques défavorables ; une porosité qui ne dépasse pas les 5% et une perméabilité inférieure à 0.1 md. Un tel réservoir avec de telles caractéristiques devrait être incapable de permettre le moindre drainage et piégeage d'hydrocarbures.

En revanche, cette région renferme 19% des réserves de gaz naturel et 8% de pétrole, une production pareille ne devrait pas être possible en considérant les paramètres défavorables du réservoir cités ci-dessus. Ce réservoir fait l'objet de notre étude :

- ❖ Ce réservoir contient du gaz à condensât parfois d'huile. Il est constitué de quartzites et de grès quartzitiques moyens à grossiers intercalés de quelques petits niveaux d'argile finement gréseuse vers la base. Il est assez épais (200 à 250m) et compact avec des caractéristiques pétro physiques médiocres, seule la présence des fissures ouvertes fera de cette formation un bon réservoir ; Leur intérêt est lié à leur épaisseur importante ainsi qu'à leur Fracturation Naturelle.
- ❖ Une géophysique très poussée et à grand maillage est un moyen de détermination des zones intéressantes (fissurées) pouvant renfermer des hydrocarbures. Une étude sismique 3D a été réalisée dans le cadre du projet intégré Gassi Touil Rhourde Nouss, cette étude à permet de mieux cerner l'aspect structural des Quartzites de Hamra de toute la région.
- ❖ Cette formation a été rencontrée lors des forages d'exploration dans les structures de Rhourde Nouss, RNSW, RNSE, Radra, RASud, RACentre, Hamra, RHamra, RHSE, Meksem, El KTAIA, EL MOUILAH, DRAA ALLAL d'une superficie estimée à 10 000 km², et un étendue régionale assez important, voir jusqu'aux confins de la région de Gassi Touil (Nezla, Brides ..), s'avère être un réservoir du futur, vu le potentiel en hydrocarbures au niveau de la région et sur plusieurs périmètres.
- ❖ Une trentaine de puits réalisés au niveau de la région de Rhourde Nouss et sur d'autres structures dont certains ont été positifs et qui ont confirmé l'importance de ce réservoir.
- ❖ Les fortes réserves de condensât calculées pour ce réservoir résultent d'un important volume de roche dans lequel la fracturation est loin d'être homogène.
- ❖ L'exploitation d'un tel gisement est caractérisée par deux phénomènes :
 - Le dépôt du liquide qui suit le déclin isotherme de la pression c'est le phénomène rétrograde.

- La production du liquide en surface par suite de la détente avec abaissement de la température entre le réservoir et les installations de production [2].

I.4 Contexte réservoir quartzites de Hamra :

Les relations porosité – perméabilité montrent clairement que tous les réservoirs infra TAGS présentent des caractéristiques pétro-physiques moins bonnes que le Réservoir du TAGS, cette dégradation des caractéristiques de réservoir est particulièrement nette pour l'ordovicien. Les quartzites de Hamra, bien qu'épaisses et continues, présentent des caractéristiques pétro-physiques matricielles très médiocres et seule la présence des fractures en améliore la productivité.

Les fortes réserves de condensât calculées pour ce réservoir résultent d'un important volume de Roche dans lequel la fracturation est loin d'être homogène. C'est un réservoir de gaz à condensat surmonté par un gaz cap, et connecté à un aquifère actif. [2]

CHAPITRE II

L'opération de la fracturation hydraulique

Pour améliorer la productivité

II.1 Définition de la fracturation hydraulique:

La fracturation hydraulique est une opération de stimulation qui consiste à injecter un fluide de traitement qui contient des polymères pour l'épaissir des additifs et des agents de soutènement avec une pression supérieure à la pression de fracturation de la formation, ouvrant ainsi des fissures à très forte perméabilité artificielle, dans lesquelles l'effluent peut s'écouler plus facilement entre le réservoir et le puits, ce qui augmente la productivité.

La fracturation hydraulique peut être utilisée dans les formations consolidées (grès calcaire) mais pas dans les formations plastiques (argiles, sables très peu consolidés). [3]

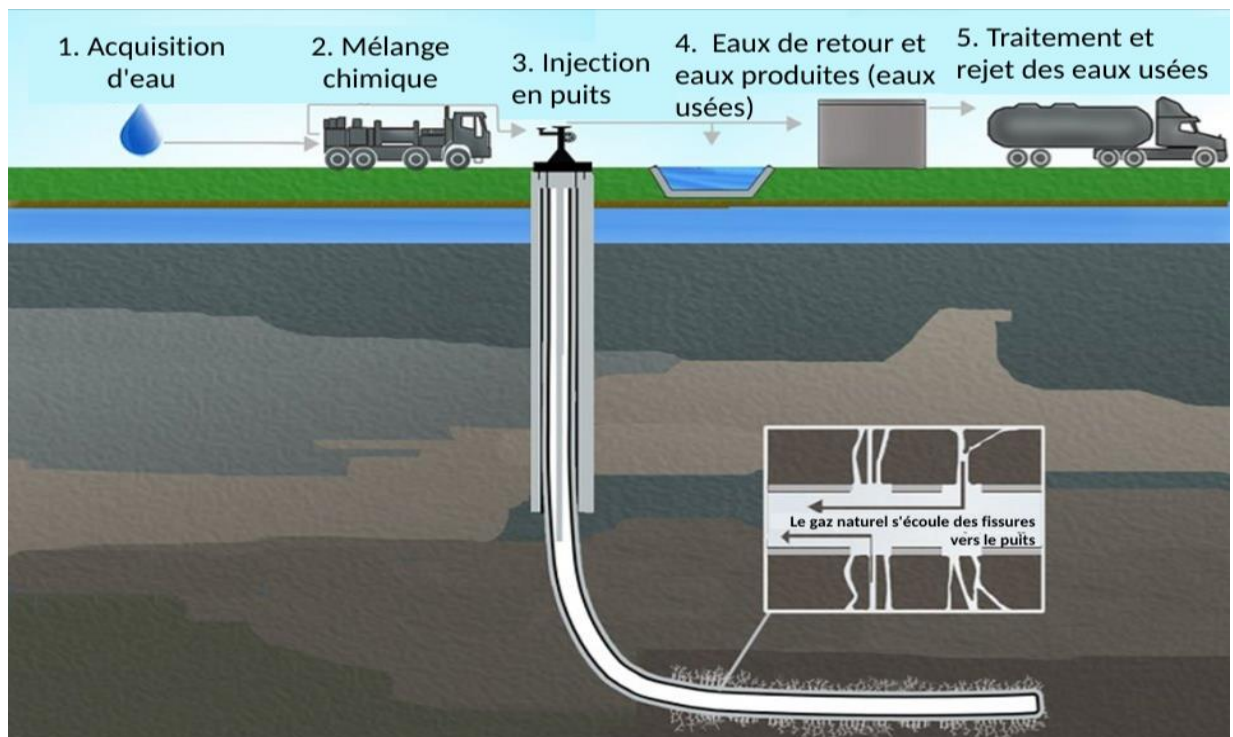


Figure II- 3 Diagramme d'un puits fracturé.[4]

II.2 Principes de la fracturation hydraulique:

La fracturation hydraulique est une technique consistant à injecter un fluide à haute pression dans un puits de forage à une profondeur déterminée, afin de créer une fissure qui peut se propager sur plusieurs centaines de mètres. Cette technique est utilisée pour augmenter la production de gaz en rendant accessible des massifs rocheux éloignés du puits de forage, mais proches de la fissure créée. Pendant le processus de fracturation, un agent de soutènement est injecté pour éviter la fermeture de la fissure. Cette technique a été appliquée initialement aux réservoirs géologiques classiques, mais elle a rencontré des difficultés lors de son utilisation dans le cas des champs faiblement perméables appelés Tight Gas Réservoirs, qui sont mille fois moins perméables que les réservoirs conventionnels. Des additifs adaptés au type de

roche en place sont utilisés pour faciliter l'opération. Une fois la fracturation effectuée, l'eau de forage est expulsée naturellement par différence de pression.

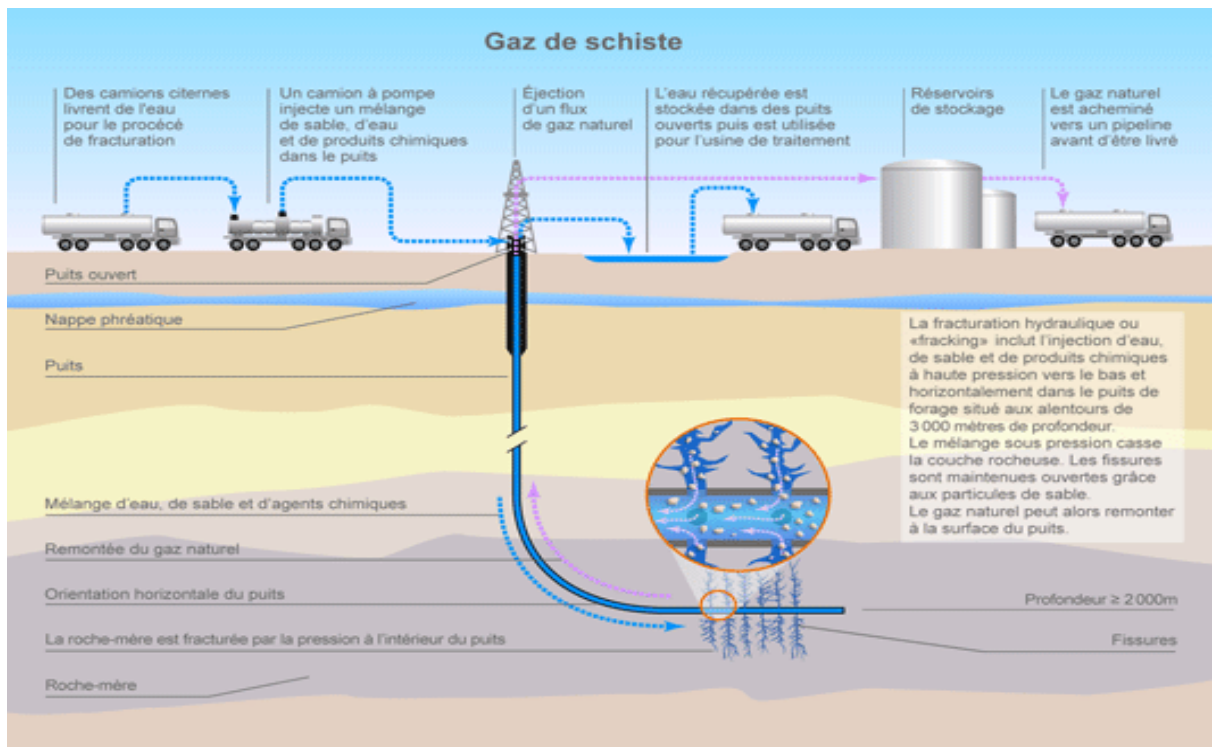


Figure II- 4 D'utilisation de la fracturation hydraulique dans le cas d'une exploitation de gaz de schiste. [3]

Les champs faiblement perméables appelés Tight Gas Réservoirs (TGR) contiennent du gaz dont le taux de récupération par des procédés conventionnels est modeste (3 à 10 % des hydrocarbures en place). Cependant, après une fracturation hydraulique, le rendement est augmenté car le gaz est recueilli à partir d'un volume de roche localisé près de la surface de la fissure créée, au travers de laquelle le gaz peut migrer par différence de pression. La production de gaz consiste à drainer cette zone au lieu de drainer seulement le voisinage du puits. Cependant, le gaz compris entre les zones drainées reste inaccessible, ce qui oblige à multiplier les forages et les opérations de fracturation. Les schistes présentent une difficulté supplémentaire en raison de leur faible perméabilité, combinée à une hétérogénéité naturelle du milieu. [5]

II.3 Domaine d'application de la fracturation hydraulique:

La stimulation de puits par fracturation hydraulique ne devrait être envisagée que lorsque:

- Les réserves sont suffisant récupérables.
- Faible perméabilité (moins de 10 MD).
- Les contacts huile / eau et huile / gaz ne sont pas très proches.

- Bonne cimentation de liner.
- Epaisseur de la formation, Une zone de paiement épaisse, > 10 m.
- Composition de la formation et consolidation .
- Isolement de la zone à traiter, Barrières de contrainte in situ pour minimiser la croissance en hauteur verticale. [6]

II.4 But de la fracturation hydraulique:

Les raisons pour lesquelles on opte pour la fracturation hydraulique sont :

- Traverser la zone endommagée et restaurer la perméabilité initiale du puits.
- Etendre un chemin conducteur en profondeur dans une formation et accroître ainsi la productivité au-delà du niveau naturel.
- Modifier l'écoulement du fluide dans la formation.
- La gestion des réservoirs.
- La modification des propriétés pétrophysiques de la roche.
- Faire produire les réservoirs à faible perméabilité ou endommagés.
- L'augmentation de la vitesse de récupération grâce à une amélioration de l'indice de productivité.
- Connecter les systèmes naturellement fissurés.
- Distribuer la perte de charge le long de la fracture.
- Diminuer la différence de pression aux abords du puits afin d'éliminer le problème de dépôts de paraffine et d'asphaltène. [7]

II.5 Les mesures avant le traitement:

Parmi les principales mesures on distingue [8] :

I.5.1 Mesures de diaggraphie :

Les enregistrements avant le traitement fournissent des informations sur le contact entre l'eau et l'huile, ainsi que l'huile et le gaz, et permettent de localiser les zones perméables.

À partir de ces informations, il est possible de comparer les diagraphies après le traitement pour évaluer les changements survenus.

II.5.2 Carottage:

En effectuant des opérations en laboratoire sur les carottes, il est possible de détecter l'apparition de fissures lors de la variation des contraintes. Ces opérations permettent également de prédire les contraintes in situ.

II.5.3 Les essais du puits:

Les essais du puits (Build-up, Draw-down, DST) sont largement utilisés pour détecter certains paramètres concernant le puits et le réservoir : skin effet, localiser les barrières imperméables.

II.6 Critères sur le choix des puits à fracture :

Le choix du puits à sélectionner dépend de plusieurs facteurs et il n'y a pas de règle générale à suivre. Ainsi, avant de sélectionner un puits, il est nécessaire de rassembler et de classer les informations pertinentes concernant le gisement (réservoir et puits), en prenant en compte les aspects économiques de l'opération. [9]

II.6.1 Réservoir :

II.6.1.1 Nature du réservoir :

Le succès ou l'échec de l'opération de fracturation hydraulique peut être évalué en fonction de la nature de la roche réservoir, car certaines roches réservoirs peuvent être plus facilement fracturées que d'autres. Cependant, un problème se pose lorsqu'il s'agit de déterminer si la fracturation hydraulique a été réalisée de manière optimale pour maximiser la production de gaz.

Est-ce qu'on peut la soutenir par les agents de soutènement ou non ? Par exemple le cas d'une roche dite tendre (peu consolidées) il y a l'instruction des agents de soutènement.

II.6.1.2 Interface des fluides en place :

Pour réaliser une fracturation hydraulique de manière efficace, il est indispensable de connaître avec précision les interfaces des fluides en place afin d'éviter leur propagation indésirable, comme celle du gaz et/ou de l'eau dans un puits à huile.

II.6.1.3 Nature des fluides en place :

La compatibilité des fluides de stimulation et celles en place est très importante, car on peut rencontrer des problèmes :

- Formation des émulsions stables.
- Formation des précipités.
- Des résidus de différentes natures ...etc.

II.6.2 Historique du puits :

Dans cette partie on peut citer toutes les opérations entreprises au cours du :

- Forage (opération de diagraphie).
- Tubage et complétion.
- Des essais de la production (dernière remontée de pression, dernier jaugeage)
- Traitement précédents (s'il y a lieu). [9]

II.6.2.1 Puits voisins :

- Puits producteurs.
- Puits injecteurs.

II.6.2.2 Les puits proches fracturés :

Caractéristique de chaque puits c'est-à-dire les caractéristiques de production avant et après la fracturation.

II.6.2.3 Complétion du puits :

Pour réussir le traitement, il est impératif de bien isoler les niveaux à stimuler, d'assurer une excellente liaison entre la formation, la gaine de ciment et le tubage, ainsi que de vérifier l'état des équipements du puits pour permettre une injection en toute sécurité. Il est donc essentiel de prévoir un coefficient de sécurité pour faire face à toute augmentation potentielle de pression pendant le traitement.

II.7 Economie de l'opération :

L'avantage économique de la fracturation est une estimation de la rentabilité Le traitement nécessite une évaluation précise de :

- Le coût du traitement lui-même.
- Coûts d'exploitation initiaux.

La rentabilité du traitement doit être amortie sur une durée raisonnable, variant entre :

- localisation géographique.
- Type de fluide sur site (pétrole, gaz, etc.).[9]

II.8 Développement d'ensembles de données :

Pour la plupart des ingénieurs pétroliers, la collecte de données précises et complètes est souvent la partie la plus longue du processus de conception d'un traitement de fracturation. Les données nécessaires pour élaborer des modèles de conception de fractures et des modèles

de simulation de réservoir peuvent être classées en deux groupes : les données qui peuvent être "contrôlées" par les ingénieurs, et celles qui doivent être mesurées ou estimées mais qui ne peuvent pas être contrôlées. [10]

II.8.1 Les paramètres à connaître (mesurées ou estimées) :

- Les contraintes in situ de la zone de paiement et des couches environnantes.
- La perméabilité du terrain.
- La porosité de la formation.
- Module de Young.
- Module de poisson.
- La profondeur de formation.
- La pression du réservoir.
- La compressibilité de la formation.
- L'épaisseur du réservoir.

Trois épaisseurs sont importantes pour les ingénieurs : l'épaisseur brute du réservoir, l'épaisseur nette de l'intervalle de production de pétrole ou de gaz et l'épaisseur perméable à laquelle la perte de fluide est acceptable pendant la fracturation hydraulique.

II.8.2 Les paramètres à choisir (contrôlées) :

- Débit d'injection, le volume de traitement.
- Fluide de fracturation (viscosité, filtration).
- Agent de soutènement (type, granulométrie et concentration).

II.8.3 Les paramètres à obtenir:

- Extension de la fracture X_f .
- Épaisseur W_f . (Largeur).
- Hauteur soutenue H_f .
- Conductivité $(K_f.W_f)$.

Avant de commencer une opération de fracturation sur un puits, il est essentiel de bien calibrer la répartition des contraintes de ce puits afin de localiser correctement les zones de contraintes minimales et maximales pour contrôler le bassin versant. Il convient de noter que cette technique est la plus dangereuse et la plus coûteuse.

Dans la conception d'un traitement primaire de fracturation hydraulique, les deux paramètres les plus importants sont le profil de contrainte in-situ et le profil de perméabilité de la zone à

stimuler, ainsi que les formations rocheuses au-dessus et en-dessous (appelées barrières) qui peuvent avoir un impact sur la croissance de la hauteur de fracture. [10]

II.9 Description de l'opération :

On peut distinguer cinq phases principales décrites ci-après : [11]

II.9.1 Initiation de la fracture:

En pompant le fluide dans le puits à un débit supérieur à celui qui peut être filtré dans le puits dans la formation, la pression dans le puits augmente, entraînant une contrainte de traction, provoquera une fracture de la roche perpendiculaire à la contrainte de compression Minimum en place avant le pompage (figure II-5).

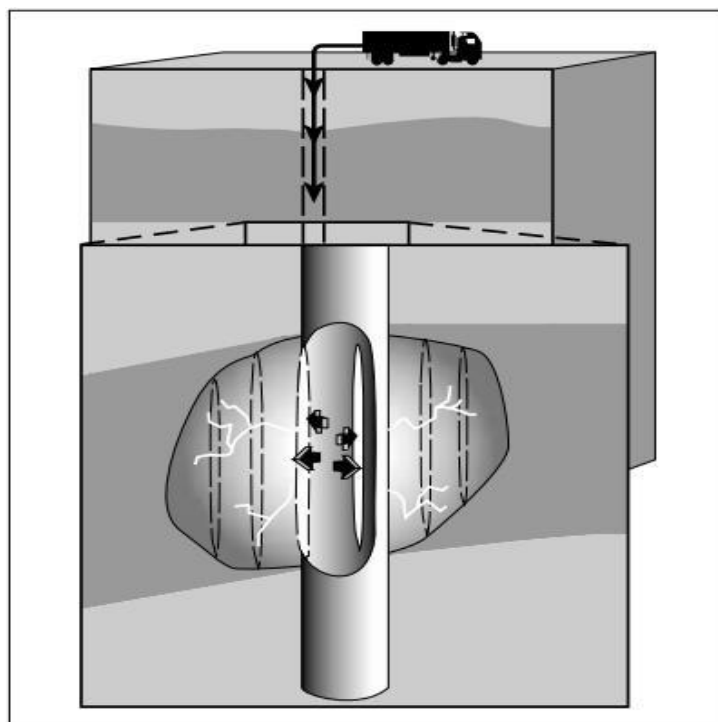


Figure II- 5 Pression interne rompant un puits de forage vertical.[11]

II.10.2 Développement ou extension de la fracture :

En continuant à pomper, la fissure va s'allonger de plus en plus tant que le débit augmente. Le pompage est supérieur au débit de filtration à travers le front de fracture (figure II-6). [11]

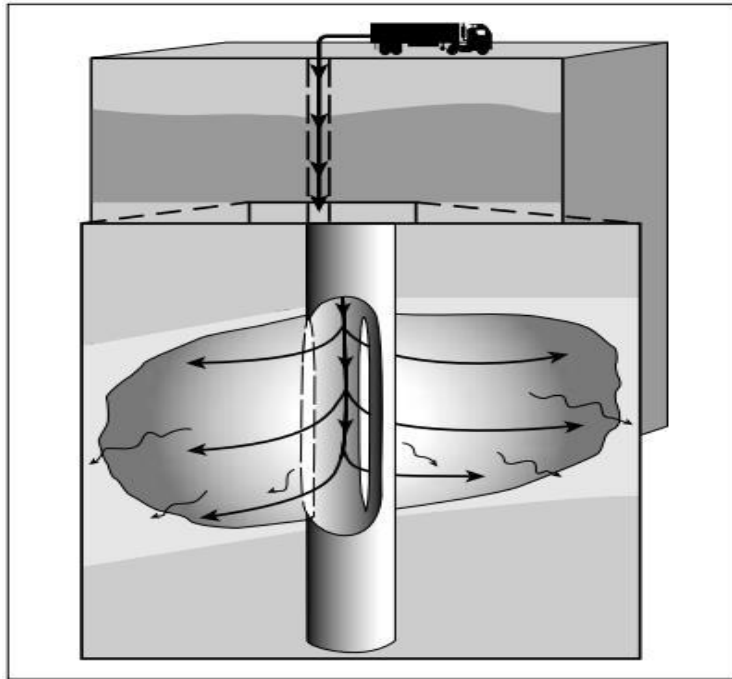


Figure II-6 pression de propagation de la fracture.[11]

II.9.3 Maintien de l'ouverture de la fracture :

Dans les formations carbonatées un fluide de fracturation contenant l'acide chlorhydrique assez concentré est utilisé. Cet acide ronge irrégulièrement les parois de la fracture ce qui laisse des canaux résiduels de très haute perméabilité lorsque la fracture se ferme suite à l'arrêt du pompage ; c'est ce que l'on appelle « Acid frac ». (figure II-7) Dans les formations gréseuses, des agents de soutènement présentant une très bonne perméabilité (sable,...) sont mélangés au fluide de fracturation (de haute viscosité) et sont entraînés dans la fracture par ce fluide ; ils empêchent la fracture de se fermer quand on arrête le pompage en fin du traitement. Les agents de soutènement sont pompés lorsque la fracture atteint des dimensions géométriques (épaisseur de la fracture particulièrement) suffisantes pour les laisser passer. [11]

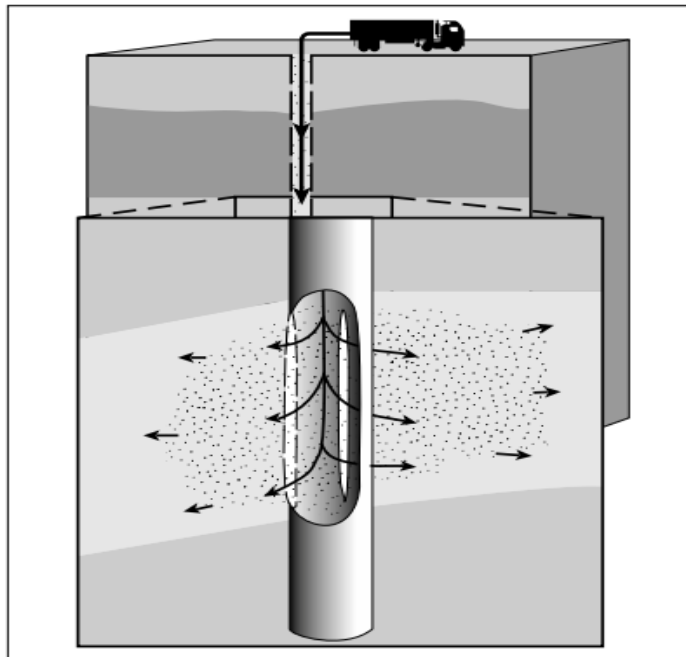


Figure II- 7 Introduction de l'agent de soutènement dans la fracture.[11]

II.9.4 Fermeture du puits :

Cela permet à l'excédent de pression de se résorber par filtration de fluide de fracturation à travers les parois de la fracture. Elle est essentielle pour les fracturations avec les agents de soutènement de manière à permettre que ceux-ci soient bloqués en place avant que le puits ne soit dégorgé. [11]

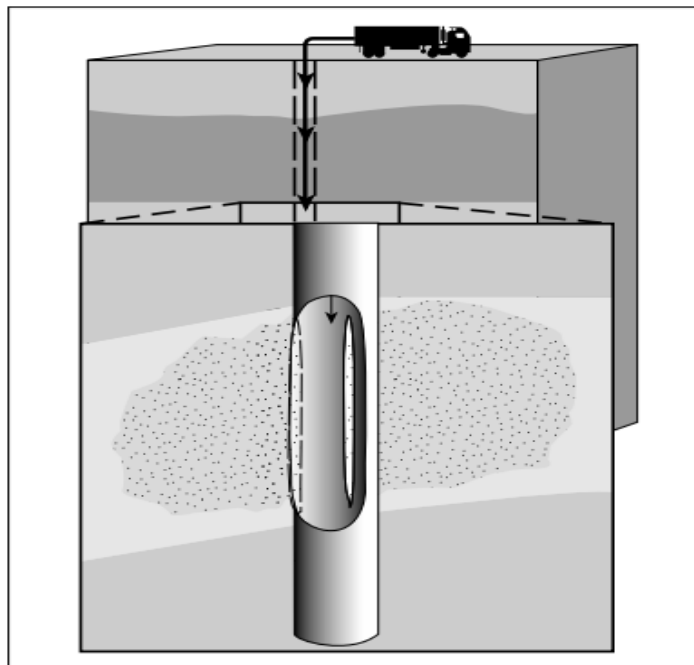


Figure II- 8 Rincer le puits de forage pour laisser une fracture étayée.[11]

II.9.5 Dégorgement et mise en production :

Il faut évacuer au mieux non seulement le fluide de traitement contenu dans la fracture résiduelle mais encore le fluide qui a filtré dans la formation (figure II-9).

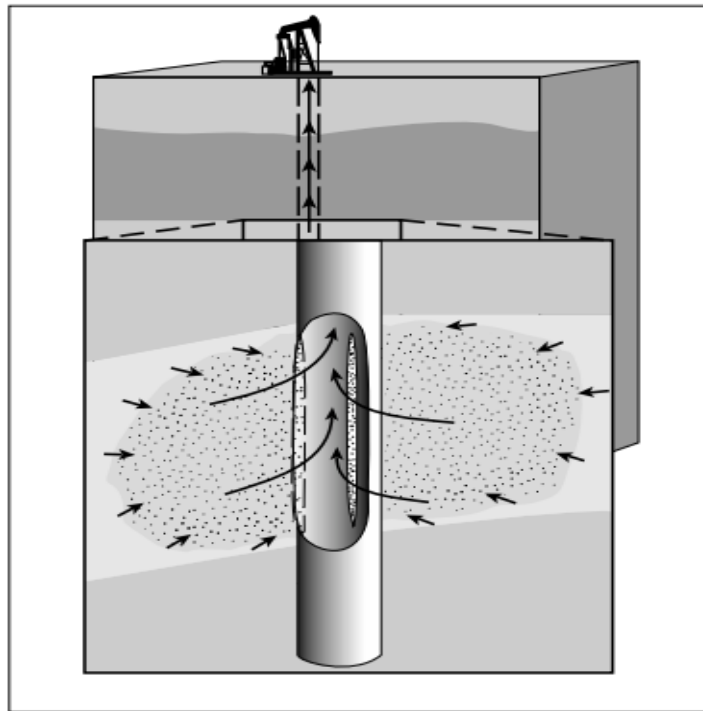


Figure II-9 Augmentation de la surface d'écoulement résultant d'une fracture.[11]

II.10 Propriétés mécaniques de roches :

Les roches sont caractérisées par leurs constantes d'élasticités : [12]

- Module de Young (**E**).
- Coefficient de poisson (**ν**).
- Module de cisaillement (**G**).

II.10.1 Module de Young :

Lorsqu'un matériau est soumis à des contraintes importantes, si celles-ci dépassent un certain seuil, les défauts qu'il contient progressent jusqu'à la formation de fissures qui peuvent entraîner sa rupture. Cela conduit à une dégradation des caractéristiques mécaniques qui se traduit par une variation progressive des modules de cisaillement (**G**) et de rigidité (**K**), communément associée à l'endommagement du massif rocheux. Ces deux paramètres sont calculés à partir du module de Young (**E**) et du coefficient de Poisson (**ν**) de la roche, selon les expressions suivantes : [12]

$$\text{➤ } K = \frac{E}{3(1-2\nu)} \quad (I.1)$$

$$\text{➤ } G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad (I.2)$$

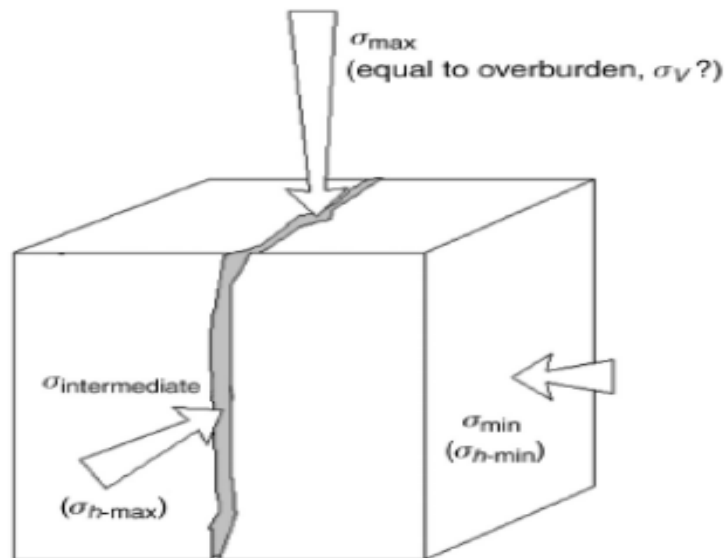


Figure II- 10 General stress state.[12]

Le module de Young noté (E) est caractérisé par la pente de la courbe $\sigma = F(\epsilon)$. Quand le module de Young augmente, la largeur de la fracture diminue, par contre la longueur augmente.

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon} \quad (I-3)$$

- σ est la contrainte (en unité de pression);
- E est la Module de Young (en unité de pression);
- ϵ est l'allongement relatif, ou déformation (adimensionnel); ($\epsilon = \frac{l-l_0}{l_0}$).

Une roche qui dispose d'une grande valeur de E tend à être très dure et fragile, inversement une roche qui a une petite valeur de E tend à être tendre et malléable. Quand le module de Young augmente, la largeur de la fracture diminue, par contre la longueur augmente.

Valeurs du module de Young pour certains types des roches: [9].

Tableau II. 1 Classification du module de Young selon la raideur de la roche. [12]

Type de roches	Module de Young E (psi)
Grés	$2.10^6 - 5.10^6$
Grés compact	$6.10^6 - 10.10^6$
Roche calcaire	$8.10^6 - 12.10^6$
Charbons	$10.10^6 - 14.10^6$
Argiles	$2.10^6 - 7.10^6$

II.11.2 Coefficient de Poisson:

Le coefficient de Poisson ‘ ν ’ représente la tendance du matériel pour transférer sa déformabilité perpendiculairement au chargement, ceci est illustré par la figure (II-11). [12]

$$\nu = \frac{\text{rétrécissement transversal relatif}}{\text{allongement longitudinal relatif}} = \frac{(l_0 - l) / l_0}{(L - L_0) / L_0} \quad (I.4)$$

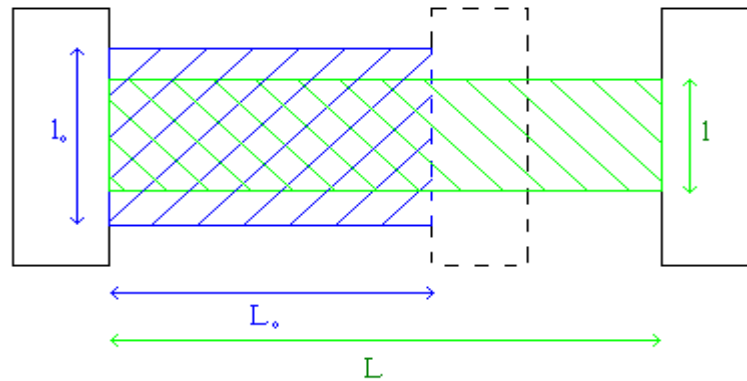


Figure II- 11 Echantillon soumis à une compression.[12]

ν est un coefficient sans dimension toujours inférieur à 0,5. Il vaut environ 0,2 pour les grès, 0,35 pour le sel, 0,25 pour les calcaires. Il traduit l'effet latéral de la déformation. Il est utilisé pour évaluer la pression de fracturation. Le coefficient de poisson varie suivant la nature des roches comme indiqué dans le tableau suivant : [12]

Tableau II. 2 Classification des valeurs du coefficient de Poisson selon le type de la roche.

Type de roche	Le coefficient de poisson
Grés	0.15 – 0.25
Calcaire	0.20 – 0.30
Marn	0.40 – 0.45
Seles	0.30 – 0.40

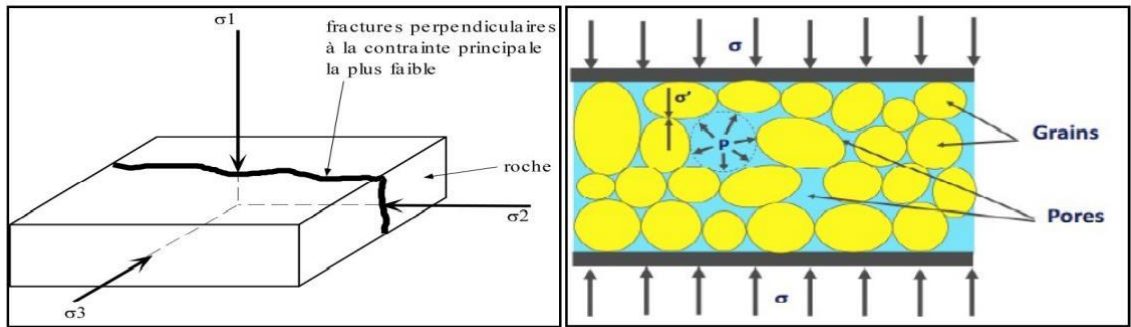


Figure II- 12 Formation de la fracture selon les contraintes dans le réservoir. [12]

II.11.3 Module de cisaillement:

Le module de cisaillement est une grandeur physique qui intervient dans la caractérisation des déformations causées par des efforts de cisaillement. Il est semblable au module de Young sauf qu'il se rapporte au matériel dans le cisaillement plutôt que dans la compression ou la traction. [7]

La contrainte de cisaillement est donnée par la relation suivante : $\tau = \frac{F}{A}$ (I.5)

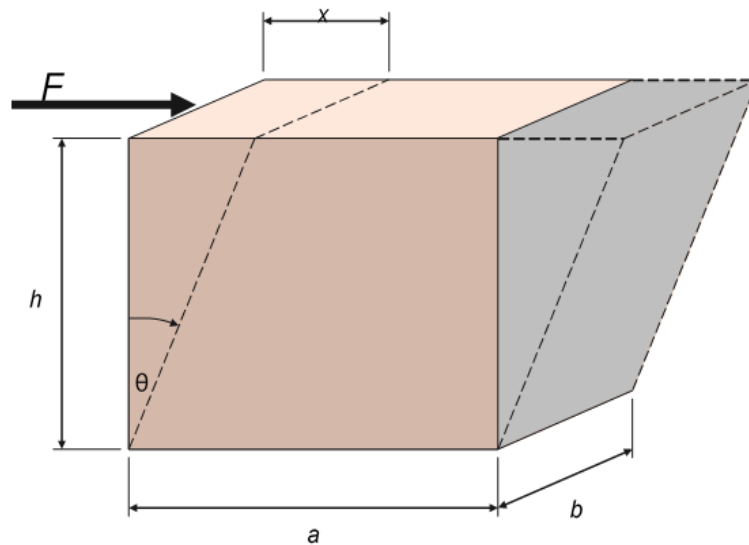


Figure II- 13 Déformation causée par des efforts de cisaillement. [12]

La déformation due au cisaillement γ : $\gamma = \frac{\Delta l}{l}$ (I.6)

Le module de cisaillement est le rapport de la contrainte de cisaillement sur la déformation suivant la formule : [7]

$$G = \frac{F l}{A \Delta l} \quad (I.7)$$

Il est souvent pratique en modélisation d'utiliser le module de cisaillement noté (G).

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad (I.8)$$

Avec:

E : Module de Young ;

ν : Coefficient de poisson.

II.12 Elastique vs plastique :

De manière générale, la déformation élastique est un phénomène courant chez de nombreux matériaux, tels que les métaux, les polymères et les composites. Cela signifie que lorsque ces matériaux subissent une force, ils se déforment temporairement, mais retrouvent leur forme et leur taille d'origine une fois que la force est supprimée.

Cependant, si la force exercée sur le matériau dépasse sa limite élastique, il subit une déformation plastique, qui est irréversible. Cela signifie que le matériau ne peut pas retrouver sa forme et sa taille d'origine même après la suppression de la force (figure II-14).

La limite élastique est donc une propriété importante des matériaux, car elle définit la limite au-delà de laquelle le matériau subit une déformation permanente.

Il est également important de noter que la déformation élastique et plastique dépendent de nombreux facteurs, tels que la composition du matériau, sa forme, la température et la durée de l'application de la force. Ces facteurs peuvent influencer la façon dont le matériau réagit aux forces appliquées et déterminent sa résistance et sa durabilité à long terme. [13]

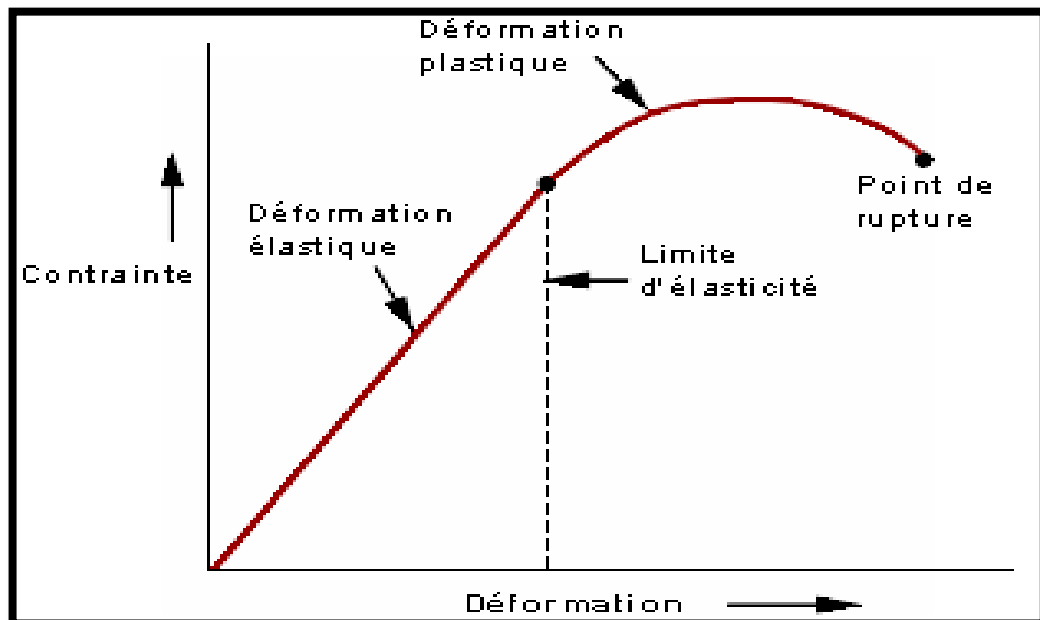


Figure II- 14 Comportement des matériaux soumis à des efforts. [13]

II.13 Qualités demandées aux fluides de fracturation :

Les principales qualités demandées à un fluide de fracturation sont les suivantes :

- Forte viscosité et faible filtration pour obtenir une bonne épaisseur et une bonne extension de la fracture et pour assurer une bonne mise en place des agents de soutènement.
- Capacité de transport d'agents de soutènement lourds et en proportion importante.
- Faible friction pour limiter la puissance de pompage nécessaire lors d'injection.
- Bonne compatibilité avec la roche et les fluides de formation, faible teneur en produits insolubles et création d'un minimum de produit de réaction insoluble pour ne pas endommager la formation.
- Facilement déplaçable par les hydrocarbures en place dans le gisement, faible viscosité (lors de dégorgeement) et faible densité pour faciliter le dégorgeement et la mise en production.
- Adaptation aux températures rencontrées lors de l'opération à réaliser. [8]

II.14 Additifs :

L'utilisation d'un grand nombre d'additifs est souvent nécessaire dans les opérations de traitement de gisements. Le choix de ces additifs doit être fait avec prudence en fonction des caractéristiques du gisement et des conditions opérationnelles, ainsi que par des tests en laboratoire. Il est important de limiter l'utilisation aux additifs qui sont réellement nécessaires, en respectant les concentrations prescrites et en s'assurant de leur compatibilité mutuelle, avec les fluides de traitement, les fluides de formation et la formation elle-même. Citant en particulier :

- Les gélifiants, qui augmentent la viscosité du fluide de base et réduisent sa filtration et son coefficient de friction. Ces additifs sont généralement des polymères solubles dans le fluide de base.
- Les réticulants, qui transforment la structure linéaire des polymères en une structure réticulée à trois dimensions, augmentant ainsi la viscosité du gel.
- Les réducteurs de friction, qui renforcent l'action réductrice de friction des agents gélifiants.
- Les agents de diversion, qui sont particulièrement utiles lorsqu'une fracturation multiple est nécessaire.
- Les briseurs de gel (breaker), qui permettent la destruction du gel de fracturation restant après un certain temps de séjour dans la couche. La concentration en briseur de

gel doit tenir compte des conditions de fracturation, mais également du temps prévu entre la préparation du gel et son injection.

- Les agents tensioactifs, qui peuvent faciliter le reflux du fluide de fracturation hors de la formation après le traitement.
- D'autres additifs tels que les bactéricides, les agents de contrôle de pH et les agents anti-moussants peuvent également être utilisés. [14]

II.15 Les agents de soutènement:

Le sable est utilisé comme « agent de soutènement » il s'insère dans les fissures ouvertes et a pour effet d'empêcher la roche de se refermer. La couche géologique devient alors poreuse, ce qui facilite l'écoulement des gaz et huiles jusque-là emprisonnés dans la roche peu poreuse, y compris lorsque l'injection d'eau sous pression est interrompue. Le sable peut être remplacé par d'autres agents de soutènement tels que des billes de verres, de métal, de céramique ou de résine (figure II-15). [15]

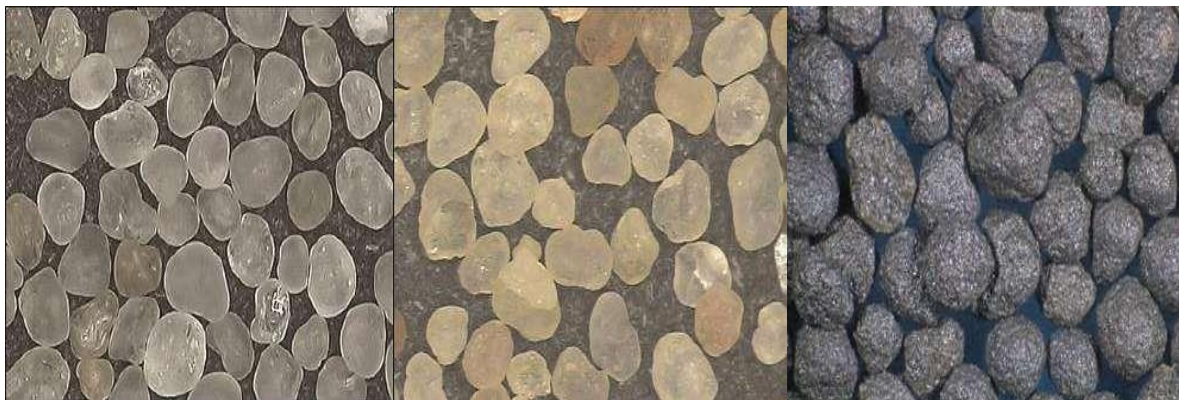


Figure II- 15 Types des agents de soutènements. [16]

Le succès d'une fracturation hydraulique dépend bien souvent des agents de soutènement qui doivent satisfaire une double condition :

- Etre assez résistant pour maintenir la fracture ouverte.
- Etre distribué d'une manière à permettre l'écoulement des fluides vers le puits de production.

Le comportement des agents de soutènement dans la fracture dépend des caractéristiques liées:

- Aux matériaux utilisés (type d'agent).
- A la roche constituante les lèvres de la fracture (roche tendre, roche dure...).
- A l'état des contraintes régnant dans le réservoir. [15]

Tableau II. 3 Catégories et types de Agents de soutènements. [16]

Source :	Catégorie	Type
Naturel	Sable	Sable d'Ottawa
		Bradly Sand
Synthétique	Agents de soutènement	Sable enrobé de résine
		Agents de soutènement ultra-léger
	Modifiés	Agents de soutènement Rod-Shaped
		Agents de soutènement encéramique
	Agents de soutènement encéramique	Bauxite frittée
		Agents de soutènement céramique de résistance intermédiaire
Agents de soutènement céramique léger		

II.16 Géométrie de la fracture :

La fracture est un volume géométrique dans la formation, ayant une longueur (X_f), une largeur moyenne (W_f) et une hauteur (h_f), le rendement d'une opération de fracturation est en fonction de ces trois dimensions. [17]

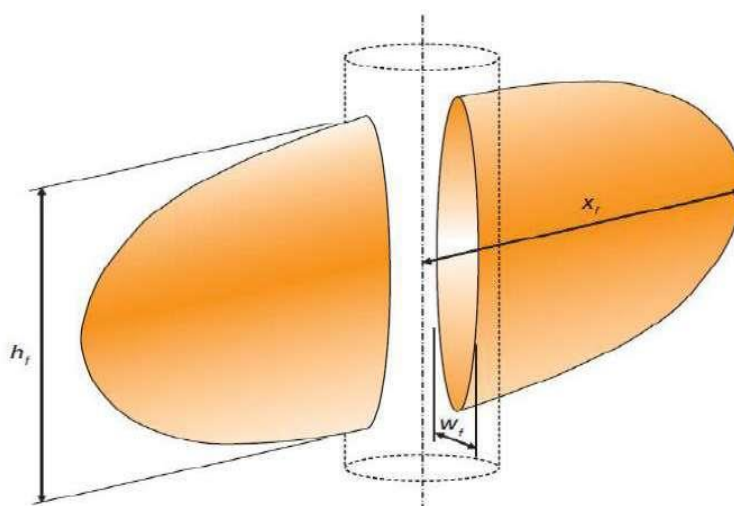


Figure II-16 Géométrie de la fracture [17].

II.16.1 Longueur de la fracture (X_f) :

C'est la distance entre le puits et le point situé au bout de la fracture, donc elle peut être la longueur ou la demi-longueur d'une fracture, suivant que ce dernier (fracture) est un ou deux ailes symétriques.

II.16.2 Epaisseur de la fracture (W_f) :

C'est l'écartement entre les deux faces verticales de la fracture.

II.16.3 Hauteur de la fracture (h_f) :

C'est la distance suivant la verticale entre les deux points associés à une épaisseur nulle. Pour la fracture horizontale, on aura la hauteur qui remplace l'épaisseur et le contraire [17].

II.17 Fracturation hydraulique multi-étage :

Dans la plupart des puits horizontaux longs (parfois jusqu'à 3 km), plusieurs cycles de fracturation sont nécessaires pour stimuler efficacement la roche réservoir. Ce procédé de fracturation, connu sous le nom de fracturation multi-étages, consiste à diviser le parcours horizontal en plusieurs sections qui sont fracturées séparément, une à la fois. Chaque section est isolée du reste du puits à l'aide de bouchons ou de garnitures d'étanchéité spécifiques. Une fois que chaque section a été fracturée, les bouchons et les garnitures sont retirés, permettant au fluide de refluer vers la surface à travers tous les étages. Ce processus est communément appelé "plug and perf". [18]

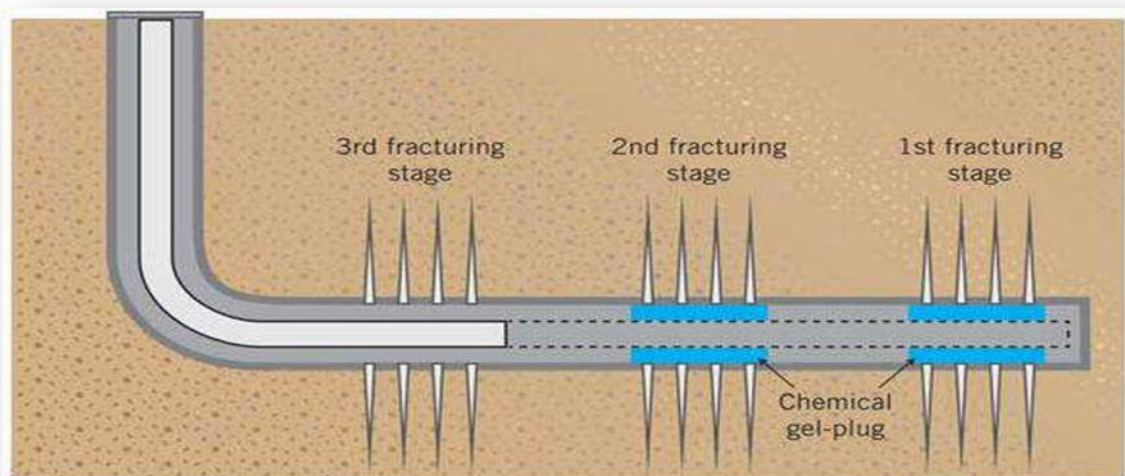


Figure II-17 plug and perf staging [18].

II.18 La productivité de puit :

II.18.1 Index de productivité :

L'index de productivité (ou d'injectivité) d'un puits qui est défini comme le débit associé à une dépression entre le fond du puits et le gisement, c'est un potentiel du puits et s'exprime pour un cas d'un liquide dans un écoulement radial circulaire, régime permanent:[19]

$$IP = \frac{q}{p_r - p_{wf}} \quad (I.9)$$

IP: indice de productivité du puits,(STB/jour/psi);

Q : le débit de fluide (m^3/min) ;

p : pression de réservoir en psi ;

p_{wf} : La pression du fond de puits en psi.

II.18.2 Augmentation de productivité par fracturation hydraulique:

La fracturation hydraulique est une technique utilisée pour augmenter la productivité des puits d'hydrocarbures. Lorsqu'un puits est peu productif ou devient peu productif, il est stimulé par cette technique, ce qui permet d'augmenter sa productivité du taux initial q_1 au taux final q_2 , qui reste toujours supérieur à q_1 . Afin d'estimer cette augmentation de productivité grâce à la fracturation hydraulique, il est nécessaire de déterminer la productivité pré-fracturation.

Dans le processus d'écoulement du gaz d'un point A à un point B, une différence de pression est nécessaire entre ces deux points. Le gaz s'écoule du point de plus haute pression vers le point de plus basse pression, et plus la différence de pression est grande, plus le débit d'écoulement est important. Cela s'applique également aux puits producteurs de gaz, car le gaz doit s'écouler du réservoir vers le puits de forage, puis du fond du puits vers la surface à travers le tubage de production. Le flux de gaz traverse ainsi deux intervalles d'écoulement successifs : le premier, du réservoir vers le fond du puits de forage, suivi du second, du fond du puits de forage vers la tête du puits. Chaque intervalle est analysé séparément afin d'optimiser le flux de gaz.

Chapitre III

Etude de cas de puits HAZ 113

III.1 Interprétation du test DST du puits « HAZ113» :

L'objectif de cette étude consiste à identifier les caractéristiques dynamiques d'un réservoir, notamment sa pression initiale, sa conductivité hydraulique (K h), son Skin, son modèle et ses limites physiques. Ces paramètres sont essentiels pour comprendre le comportement du réservoir au fil du temps et pour optimiser son exploitation. [20]

III.1.1 Données de test sur séparateur :

Les données de tests séparateurs disponibles à notre niveau sont comme suit :

Tableau III. 4 Représentatif des performances sur duse [20].

Date	9/11/2018	9/12/2018	25/12/2020
Duse (')	24/64	28/64	28/64
P_{tete} (psi)	1420	1050	388
P_{FD} (psi)	2678	2459	2100,6
Q_{Gaz} (m3/j)	95608	102005	34126
Q_{cond} (m3/j)	27.2	32.1	11.8
Rich (g/m3)	284.3	314.7	346.6
Q_{eau} (l/h)	0	0	51

- Après les résultats de test nous a montré que le Puits est anhydre, avec un **AOFP** (Absolute Open Flow Potential) de 300 000 m3/j.
- La porosité est estimée à 8% tandis la compressibilité de la roche est par défaut.

III.1.2.1 Interprétation et analyse du test DST (Avant la fracturation «pré-frac» :

Le logiciel SAPHIR, qui est un outil d'interprétation des tests de puits, a été utilisé pour interpréter les résultats. Les conclusions ont été présentées sous forme de tableau récapitulatif (tableau III.4) [20].

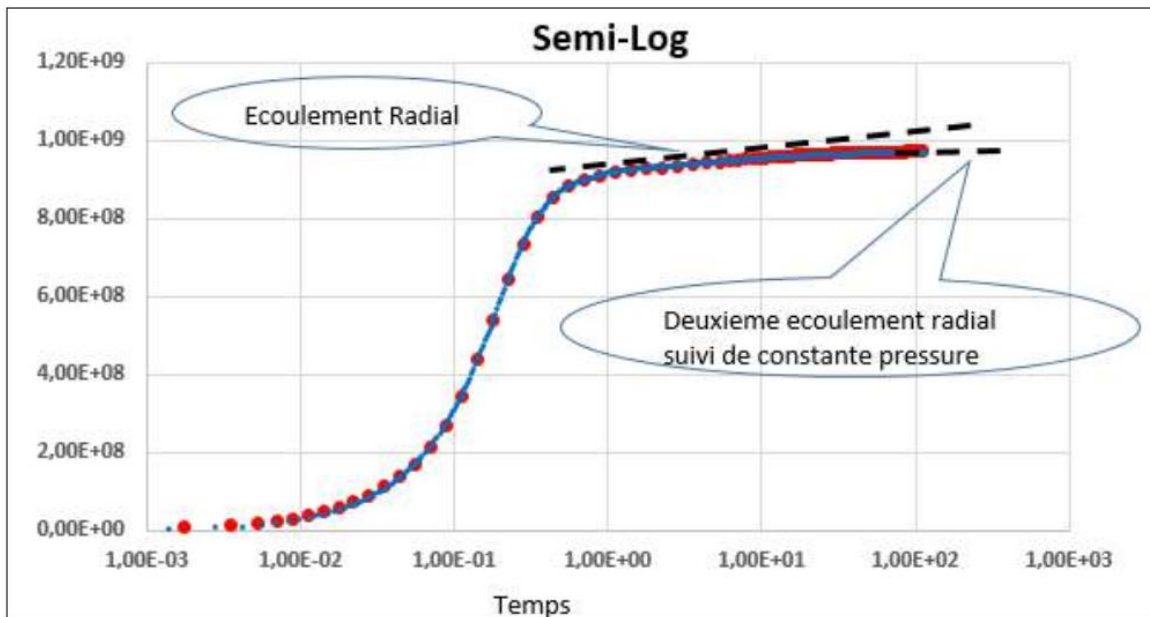


Figure III- 18 (semi-log) représentative de la pression en fonction du temps [20].

La réponse de la pression en fonction du temps et sa courbe dérivée présentée ci-dessus nous indique :

- Une pente de 1 qui se déplace a partir de $t=0,002$ hr significative de changement de wellbore storage (ségrégation des phases).
- Etranglement de la dérivée significative d'un Skin.
- Un deuxième écoulement d'une perméabilité supérieur.
- Début de réponse de pression constante (alimentation).

Résultats obtenus après le test DST :

- Le puits HAZ113 présente une perméabilité très faible (0.19 md) «synonyme d'un réservoir compact».
- Le potentiel de ce puits est faible, ceci est expliqué par la différence de pression énorme entre le réservoir et le fond du puits (207.8 kg/cm²).
- Le puits présente un endommagement total 17. On remarque la perméabilité de ce puits est très faible $k=0.19$ md et le Skin est très fort $S=17$. Donc ce puits est candidat pour une opération de fracturation hydrauliques [20].

III.2 Détection de la température distribuée (*Distributed Temperature Sensing DTS*) :

Afin de comprendre l'origine et le mécanisme de fonctionnement de cette technique, il est nécessaire d'étudier l'historique et le principe de la détection de la température répartie (DTS).

[21]

III.2.1 Les séquences d'opération:

Le DTS constitue un outil de grande valeur pour comprendre la dynamique de la production de pétrole et de gaz dans le puits HAZ113. Cette technique permet de surveiller les variations de température engendrées par les débits ou les taux d'injection aux points d'entrée du réservoir, ce qui permet d'obtenir rapidement un profil complet de la température du puits, sans avoir besoin d'un câble. Pour ce faire, une fibre optique est installée dans la colonne de tubes enroulés du puits de forage, et une source/détecteur laser est utilisée pour pulser de manière répétée la lumière dans la fibre et détecter la lumière rétrodiffusée à chaque profondeur. La lumière rétrodiffusée est liée à l'interaction de chaque impulsion laser avec les molécules de la fibre et est proportionnelle à la température du verre à une profondeur donnée [21]. En somme, cette technique permet d'obtenir des informations discrètes sur la mesure de la température tout au long du puits de forage, ce qui est essentiel pour comprendre la production de pétrole et de gaz dans le puits.

III.2.2 Objective de l'opération :

L'objectif principal de l'intervention prévue de Coiled Tubing consiste à obtenir le profilage de production de la section horizontale de HAZ 113, en utilisant la technologie DTS acquise avec la technologie Active Coiled Tubing. Cette opération de prospection DTS sera réalisée dans le puits équipé d'une complétion temporelle de 4^{1/2} et d'une section de réservoir QH. Pour atteindre cet objectif, l'opération sera effectuée selon une séquence spécifique. [21]

- Identifier les zones de production dans la section de trou ouvert du puits en utilisant les données de température enregistrées par DTS pendant la période d'écoulement.
- Comparer les résultats de DTS avec la perméabilité, le journal d'imagerie, le profil de contrainte et le calibre.
- Proposer des intervalles de perforation en fonction du profil de contrainte pour éviter les zones de contrainte élevée.
- Considérer les résultats du puits décalé comme référence.

III.2.3 Résultats de l'analyse des zones de production idéales en utilisant la technique DTS:

III.2.3.1 Suivi les températures et les zones de production :

Nous avons suivi la température afin de déterminer les zones de production idéales. Veuillez-vous référer à la courbe (**voir l'annexe A, figure : A.1, A.2**) : [21]

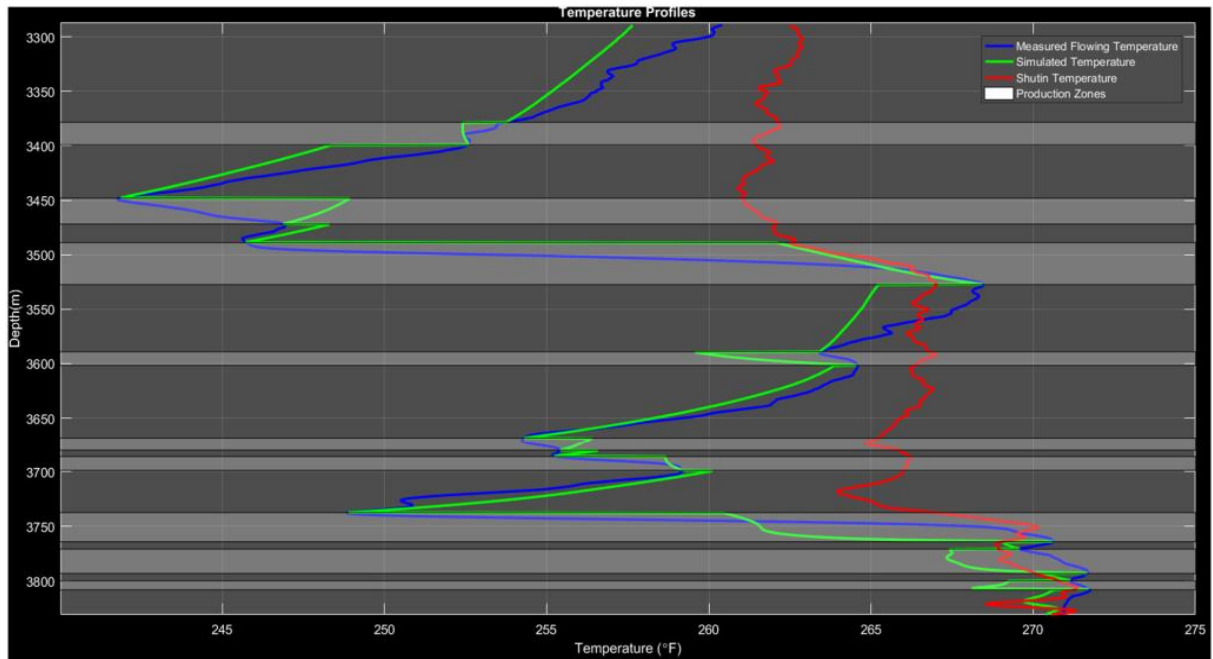


Figure III-19 résultat des températures traces et les zones de production.[21]

❖ *interprétation:*

- Les zones ombrées représentent les 9 zones de production.
- Les zones de production ont été sélectionnées en fonction des points froids dans la trace d'écoulement (bleue) par rapport à la trace de fermeture (rouge).
- La trace verte représente la température simulée après l'allocation finale de fluide aux zones de production.
- La trace d'écoulement et la trace simulée montrent une bonne correspondance à l'exception de quelques points.

III.2.3.2 Zones de production:

Le réservoir est décomposé (5) zones. Les données de chaque zone se rapportent au taux de participation qui est détaillées dans le tableau suivant (voir l'annexe A, figure A.3) :

Tableau III. 5 Résultats de la mesure DTS. [21]

Zone	Zone Top (m)	Zone bottom (m)	Zone length (m)	Taux production (%)
1	3378.3	3399.1	20.8	19.9
2	3448.1	3471.8	23.7	20
3	3488.9	3527.5	38.6	20
4	3589	3601.7	12.6	17
5	3737.4	3764.2	26.7	10.8

❖ **Commentaire :**

Selon les résultats DTS, la production de gaz. Provient essentiellement les zones (1) ; (2) et (3) à le même taux des participations de 20 % , suivi par la zone (4) avec un taux de participation de 17% , la participation du cinquième zone est très faible, elle est de 10.8%.

Les résultats de cette opération sont illustré dans la figure ci-dessous:

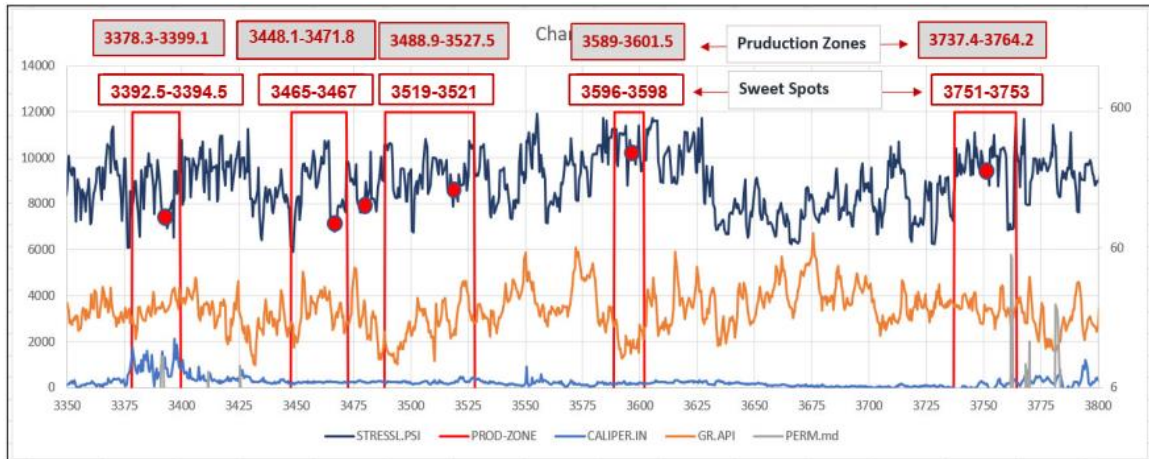


Figure III-20 Résultats du DTS pour le puit HAZ113 (Source: halliburton) [21].

❖ **interprétation:**

- La première étape se trouve dans une grande zone d'érosion. On s'attend à une forte NWB et une friction d'entrée élevée.
- Les deuxième et troisième étapes sont proches l'une de l'autre (17 m). En cas de fracture longitudinale, il est possible de perforer @ 3478-3481 pour couvrir les deux étapes 2 et 3 avec une seule fracture plus grande.
- La quatrième étape se trouve dans une zone de stress élevé avec un réseau de fractures à haute densité à 3590 m. Il peut y avoir un problème de pression nette élevée et de placement de proppants.
- La cinquième étape se trouve dans une zone de stress élevé et d'érosion. On s'attend à une friction d'entrée élevée et une pression nette élevée. Il peut y avoir un problème de pression nette élevée et de placement de proppants.

Résultats de DTS suivi par un matching avec l'imagerie nous montre cinq stage a perforé et fracturé, mais dans notre étude on a fait uniquement la perforation de deux stages.

III.3 Design et Simulation de Traitement de Stage-FRAC du Puits HAZ113:

Dans ce chapitre, notre objectif est d'étudier le puits horizontal HAZ113. Pour prendre une décision fiable sur les opérations de fracturation, une étude technique doit être réalisée pour aborder les points suivants:

- Sélection des zones à fracturer.
- Conception et simulation du traitement de la fracturation de chaque étape par Frac ProPT.
- Déroulement de l'opération de fracturation.
- Évaluation des performances à travers la simulation. Il est important de noter qu'une étude technique ne suffit pas à garantir la fiabilité de l'opération de fracturation.

III.3.1 Choix des zones à fracturer:

Dans cette section, nous allons sélectionner les zones à fracturer pour le puits HAZ113, une fois que le puits candidat a été choisi et que les zones d'intérêt productrices ont été identifiées. Nous allons également déterminer les emplacements des manchons de fracturation et de production (cotes des fractures) ainsi que les emplacements d'ancrage des packers. Les intervalles de fracturation ont été choisis en utilisant des critères de sélection spécifiques. Nous avons pris en compte les données de logs composites traités, l'interprétation des élans (Gamma Ray, résistivité, densité, porosité), ainsi que le profil de contrainte calculé à partir de ces logs (voir l'annexe A, figure A.4) [21].

Tableau III. 6 les intervalles de perforation et les Plugs dans le puit HAZ113. [21]

Stages	Perforation		Plugs
	Top MD (m)	Botton MD (m)	MD (m)
1	3751	3753	3776
2	3596	3589	3581

III.3.2 Design de Stage-Frac en utilisant le simulateur Frac ProPT :

La Stage-Frac est une opération extrêmement complexe et il est impossible de garantir son succès à 100 %. Toutefois, l'utilisation d'outils informatiques tels que le logiciel de Modélisation des Opérations de Fracturation "Frac ProPT", développé par les ingénieurs de Haliburton, permet d'avoir une nouvelle perspective sur l'opération et révolutionne les pratiques de la fracturation hydraulique. Ce logiciel peut proposer plusieurs designs, mais c'est à l'utilisateur du programme de sélectionner celui qui convient le mieux [22].

III.4 Evaluation et analyse de l'opération :

III.4.1 Design du traitement Data Frac:

Avant de procéder à la réalisation effective du traitement "Data Frac", il est nécessaire de réaliser une simulation pour obtenir la réponse de pression correspondant à la géométrie

appropriée de la fracture créée. Cette réponse de pression est obtenue à partir du simulateur et permet de préparer les conditions optimales pour le traitement "Data Frac". Pour ce faire, il est recommandé de réaliser les essais suivants lors de la mise en œuvre de la technique "Data Frac":

Tableau III. 7 Design Main traitement (FRAC ProPT). [22]

Description	Intervalle
Fracture Length m	124
Fracture Top m	3224
Fracture Bottom m	3304
Fracture Hight m	80
Avg Fracture Prop Con lb/ft2	0.58
Avg Fracture Conductivity md.ft	1301

III.4.2 Test par palier (step rate):

Il convient de commencer le remplissage du puits à un débit de 2.5 Bpm, puis d'augmenter progressivement le débit jusqu'à 28.1 Bbl par minute tout en ajustant la pression annulaire en conséquence. Les pompes seront activées à une pression de 11243.67 psi après avoir pompé 112.1 Bbl d'eau traitée. Cette procédure est décrite dans la référence (**voir l'annexe B, tableau : B.1, B.2**) [22].

III.4.3 Test d'injection:

Le test de rupture d'injection, réalisé le 27 juin 2022, a commencé par l'injection d'eau traitée à un débit minimum de 1.2 Bpm jusqu'à atteindre le point de rupture. Après avoir injecté 1060.09 Bbl, l'opération a été interrompue. Comme indiqué dans la référence [22].

A partir de cet enregistrement on a obtenu les graphes suivants :

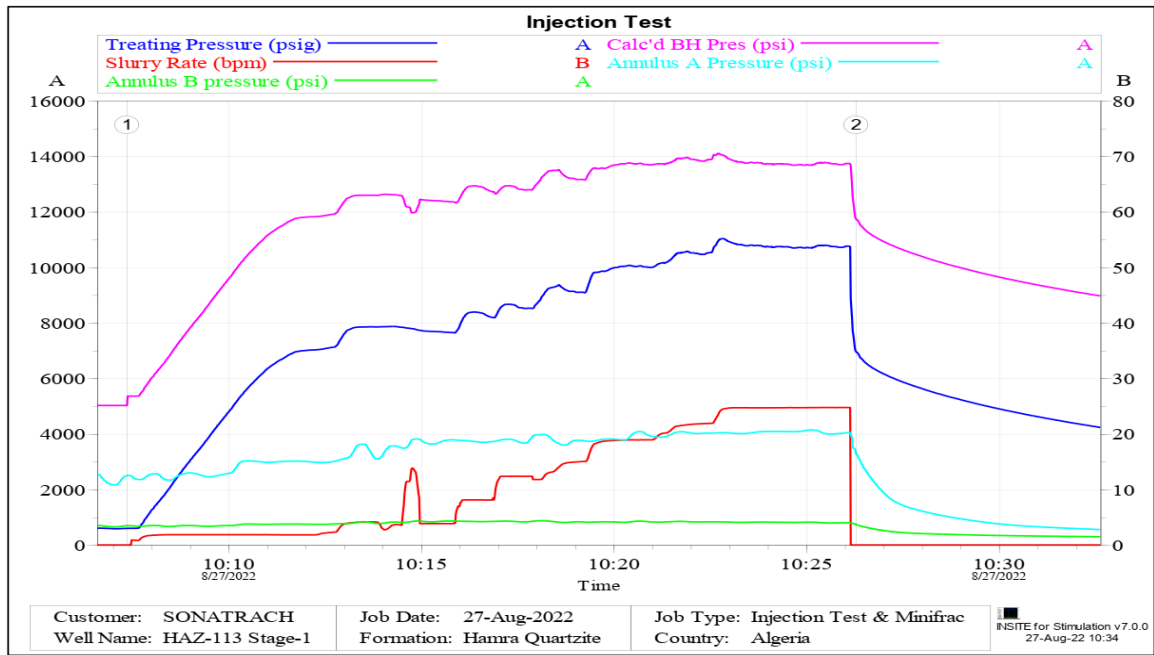


Figure III-21 Test injection Stage 1 (Breakdown) [22].

❖ **Interprétation :**

Afin de calculer l'ISIP, une ligne verticale a été dessinée à partir du point correspondant à l'arrêt de l'injection du fluide, puis la ligne de chute de pression stabilisée a été prolongée jusqu'à ce qu'elle croise la ligne verticale. Le point d'intersection de ces deux lignes correspond à l'ISIP. Cette méthode a été utilisée pour déterminer l'ISIP après l'arrêt de l'injection de fluide.

Le ISIP du Bottom Hole a été observé à 13268 psi (0.89 psi/ft), le LPP (dernière pression de pompage) était de 11145 psi en surface, le ISIP enregistré était de 10745 psi.

III.4.4 Test Data FRAC :

Le traitement de "Data FRAC" a été effectué le 27 juin 2022, Nous avons injecté 216.83 Bbl d'eau traitée, suivi de débutant par l'injection de l'étape "PrePAD" en utilisant le gel linéaire à un débit de 15 Bpm , pour un volume de 247.095 Bbl. Ensuite, l'étape "PAD" a été injectée en utilisant le gel cross-linked Gel 40# pour un volume de 235.59 Bbl. Finalement, le puits a été rincée en injectant 360.11 Bbl linéaire Hybro G 40#, puis les pompes ont été arrêtées et la baisse de pression a été surveillée et enregistrée.

A partir de cet enregistrement on a obtenu les graphes suivants :

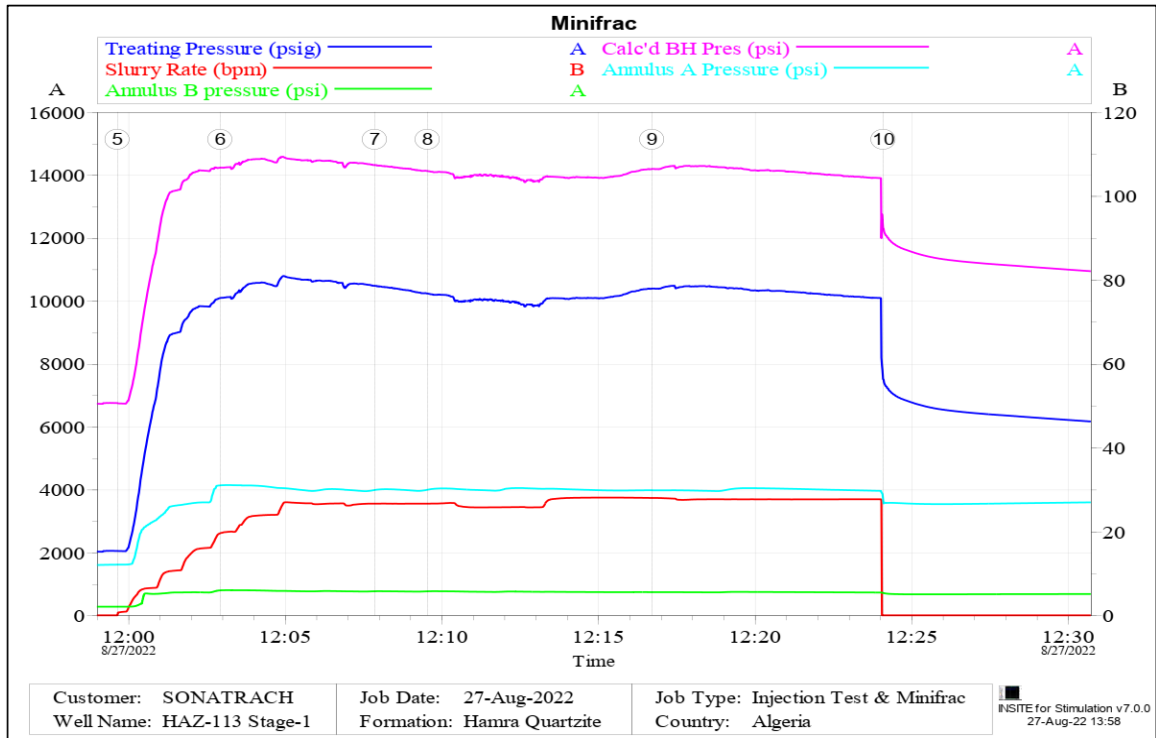


Figure III-22 Traitement Data FRAC (stage1) [22].

❖ *interprétation :*

L'ISIP Bottom Hole a été observé à 12734 psi (1.51 psi/ft), la LPP (dernière pression de pompage) était de 10303 psi à la surface, l'ISIP a enregistré 11426 psi et la LPP était de 13902 psi à la Bottom Hole.

III.4.5 Analyse du déclin de pression :

La pression de fermeture peut être déterminée avec de nombreuses méthodes, dans notre cas, nous allons utiliser la méthode Nolte de la fonction-G [22].

III.4.5.1 Détermination la pression de fermeture par (Méthode de la fonction G) :

La méthode de la fonction-G est une représentation graphique de la pression en fonction du temps. Elle est utilisée pour analyser la diminution de la pression afin de déterminer la pression et le temps de fermeture. Ces valeurs seront utilisées par un simulateur pour calculer la valeur de la filtration du fluide qui sera utilisée dans la conception de la fracturation hydraulique (voir l'annexe B, figure : B.2, B.3).

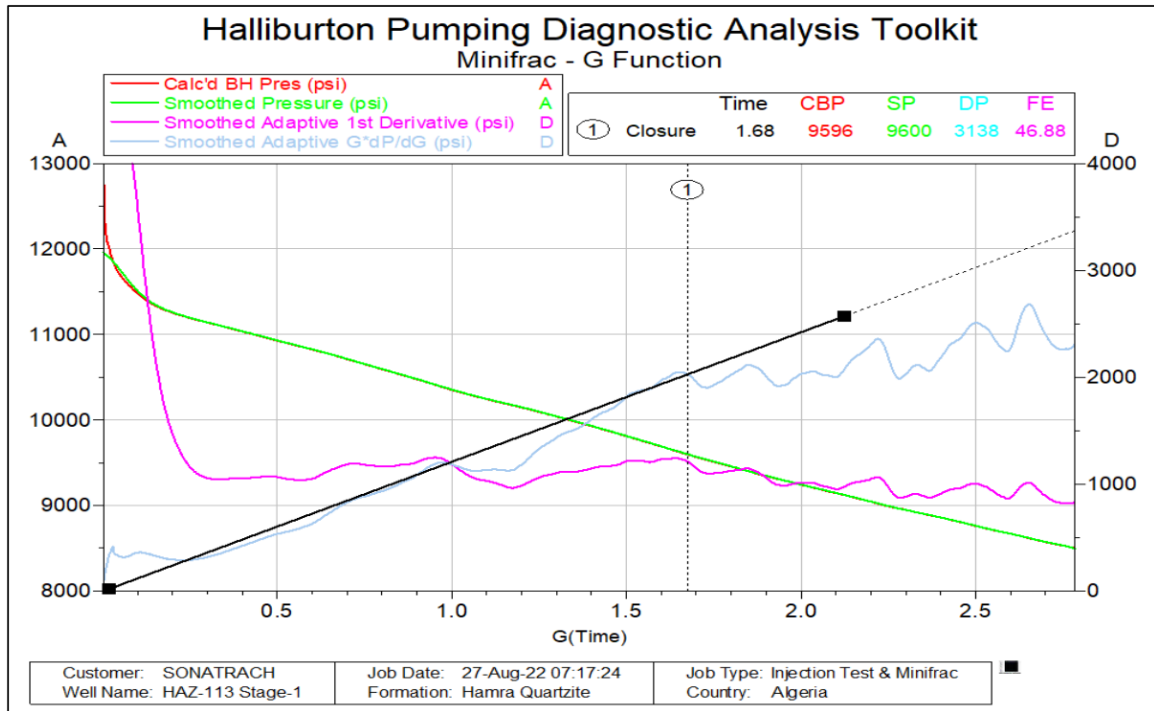


Figure III-23 Data FRAC déclin fonction-G (Stage 1) [22].

❖ *interprétation :*

En utilisant la méthode de la fonction G, la pression de fermeture de la baisse d'étalonnage a été mesurée à 9596 psi, ce qui correspond à un gradient de fracturation de 1.18 psi/ft et à une pression nette de 3138 psi. L'efficacité a été évaluée à 46.88% en utilisant du gel cross-linked.

III.4.6 Détermination du modèle de propagation de la fracture hydraulique:

La réalisation de cette étape est complexe car il est extrêmement difficile, même en utilisant des logiciels performants, de trouver et de tracer avec précision les pentes qui caractérisent un modèle donné. [22]

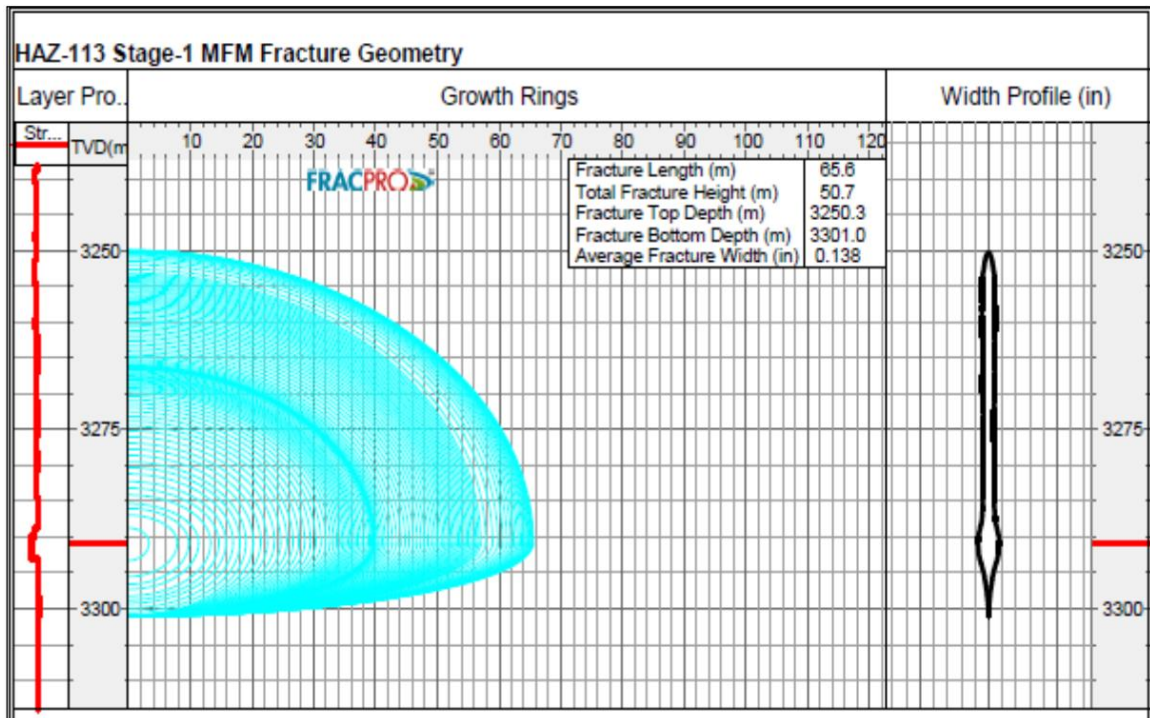


Figure III- 24 Géométrie de la fracture (Stage 1) [22].

Cette figure représente la propagation de la fracture après Data FRAC, On trouve le paramètre de fracture (100 % EOJ) :

Tableau III. 8 Géométrie du frac [22].

Les paramètres	Fractur
Fracture Length (m)	65.6
Fracture Hight (m)	50.7
Fracture Top (m)	3250.3
Fracture Bottom (m)	3301
Average fracture width (in)	0.138

III.4.7 Traitement principal de fracturation :

Pour ajuster le traitement de fracturation, les nouvelles informations et observations provenant de Data FRAC ont été prises en compte, notamment la haute pression nette prévue et les fuites de liquide, afin de modifier le calendrier de pompage en fonction de la situation actuelle. Le traitement principal de fracturation, qui a eu lieu le 29 juin 2022, a commencé par une phase de pré-DAP qui a augmenté la vitesse jusqu'à 28.9 Bpm en utilisant le gel linéaire Gel 40# et en pompant 241.45 Bbl, suivie de la phase de PAD composée de 1602.47 Bbl de gel cross linké Hybor G 40#. La quantité totale d'agent de soutien pompé pendant ce

traitement était de 104726 lb, tandis que la quantité totale d'agent de soutien placée dans la formation était de 102919 lb, avec une concentration maximale d'agent de soutien de fond de 7.77 LP/gal (voir l'annexe C, tableau C.2). [22]

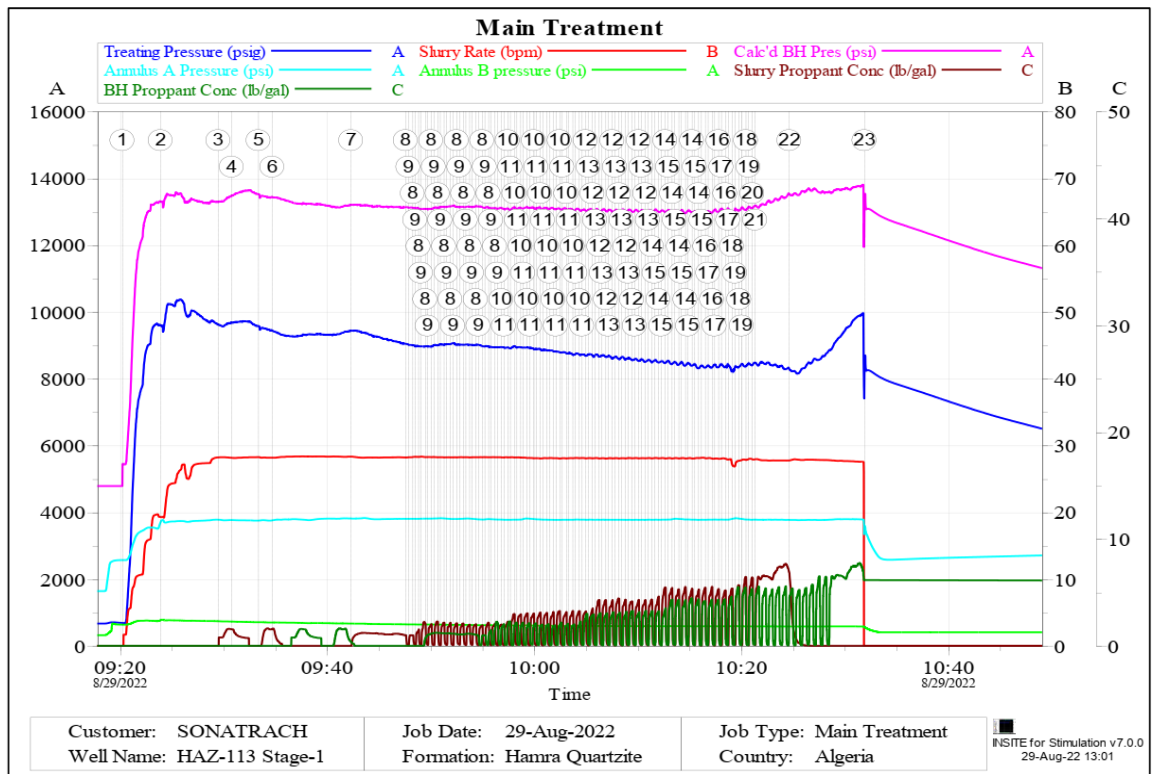


Figure III-25 Traitement Main DataFRAC (Stage1) [22].

Pour les tableaux de la conception initiale et les programmes de pompage exécutés.

(Voir l'annexe C, Tableaux: C.1, figure:C.1, C.2).

III.4.7.1 Le design du traitement principal :

Le schéma de traitement principal présenté dans la Figure III-26 illustre la façon dont le proppant est réparti en fonction de sa concentration, qui varie de 2,9 lb/ft² à 0,29 lb/ft². Cette concentration est élevée au centre de la fracture, indiquée en rouge, et diminue graduellement vers les parois de la fracture, indiquées en bleu. Cette dispersion de concentration est de forme circulaire. La Figure III-28 montre de manière similaire comment la conductivité de la fracture progresse, mais avec une distribution plane sur plusieurs niveaux.

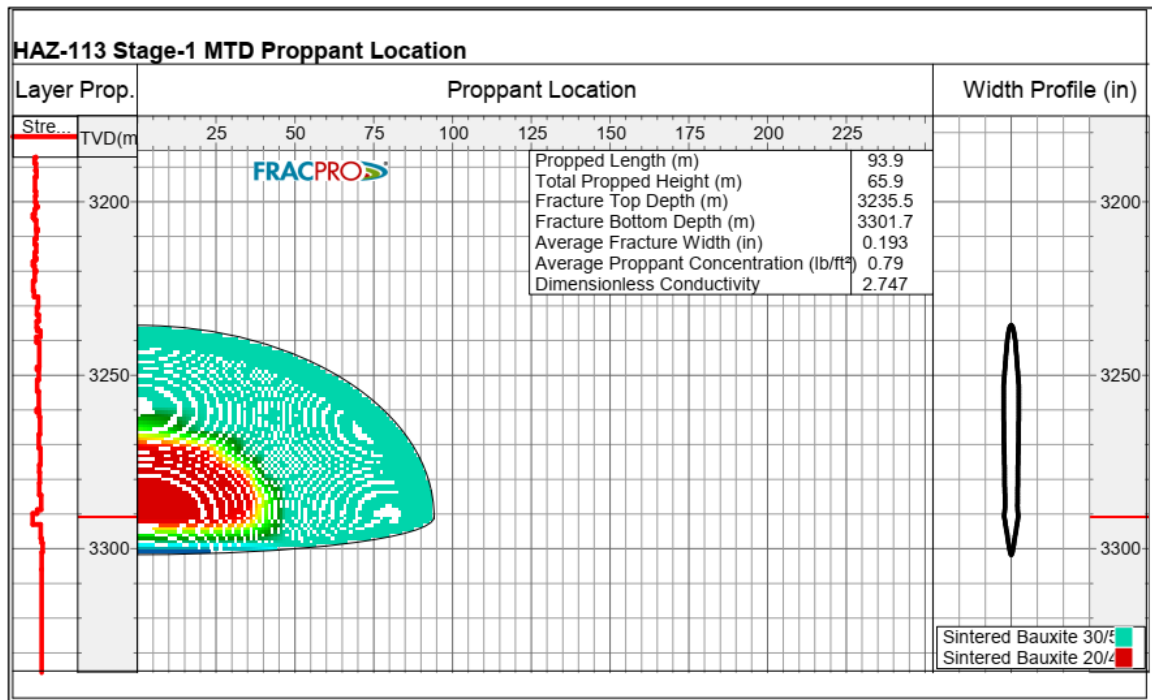


Figure III-26 Mine traitement design proppant concentration. [22]

➤ Résultat design traitement principale :

Tableau III. 9 Examen du traitement principal. [22]

Description	Intervalle
Propped Length (m)	93.9
Total Propped Height (m)	65.9
Fracture Top Depth (m)	3235.5
Fracture Bottom Depth (m)	3301.7
Average Fracture Width (in)	0.193
Average Proppant Concentration (lb/ft ³)	0.79
Dimensionless Conductivity	2.747

III.4.8 Conclusion et Recommandations:

- ❖ Un profil de température a été effectué dans ce puits horizontal afin d'identifier l'orientation de la fracture (longitudinale ou transversale) selon la stratégie du projet, en raison de l'incertitude des contraintes horizontales dans le champ.
- ❖ Le profil de température a montré un refroidissement sur 27 mètres le long du puits, de 3 726 à 3 753 mètres MD (jusqu'aux perforations inférieures), ce qui indique la certitude la plus élevée de la fracture longitudinale créée.

- ❖ La descente du profil (tracteur) s'est arrêtée aux perforations inférieures et ne peut pas continuer à descendre, où le refroidissement est maintenu.
- ❖ L'analyse de Mini frac (G-Function & Racine Carrée) montre un léger stockage de fracture, avec une pression de fermeture choisie à 9 596 psi avec un équivalent de fissuration (FE) de 46,88. %
- ❖ L'analyse montre également une pression nette élevée de 3 138 psi et un gradient de fracture élevé de 1,18 psi/pied. De plus, une mauvaise résonance de l'eau et une friction BH élevée de 1 168 ont été observées lors de l'arrêt de la Mini Frac.
- ❖ Sur la base de cette analyse, un risque de colmatage d'écran est attendu pour le traitement principal. Halliburton recommande de pomper le traitement avec la technologie de fracturation Conducteur Frac pour atténuer le risque et aider à pomper le traitement jusqu'à son terme.
- ❖ La conception du traitement principal a été réalisée pour une quantité totale de 85 000 livres de proppant et un débit de pompage de 30 Bpm comme suit:
 - Le volume de tampon sera augmenté à 21 000 gallons pour aider à créer la géométrie de fracture suffisante pour atteindre les objectifs de traitement, avec deux étapes de bouchons de proppant pour éroder les restrictions NWB et confirmer la réponse de la formation avant de passer aux étapes pulsées.
 - Le proppant HSP 30/50 est le principal à utiliser, tandis que le proppant HSP 20/40 est fortement recommandé à la fin pour des raisons de conductivité. Pour les fins de conductivité près du puits, la concentration finale de proppant sera augmentée à plus de 6 lb/gal si les conditions en temps réel le permettent.
 - L'additif de coin de sable sera pompé avec du proppant pendant les pulsations avec 2%.
- ❖ La simulation FracProPT montre que la propagation de la fracture se fait vers le haut à 3 235 TVD et vers le bas à 3 301 TVD.
- ❖ Pour un meilleur nettoyage et afin d'obtenir un pack de proppant propre avec moins de résidus de gel, il est recommandé d'utiliser Optiflo-III Breaker tout au long des étapes de pompage du fluide chargé de proppant.

III.5 Test de pression dynamique et remontée de pression (PDRP) réalisé en Casedhole, liner cimenté perforé-(après la fracturation) :

III.5.1 Données de test sur séparateur :

Les données de tests séparateurs disponibles à notre niveau sont comme suit [20]:

Tableau III. 10 Résultats du test sur séparateur [20].

Date de Test	19/09/2022	19/09/2022	20/09/2022
Duse (°)	28/64	32/64	36/64
Pression de tête (Psi)	2773	2488	2199
P_{FD} (psi)	2916.71	2621.51	2369.85
Q_{Gaz} (m3/j)	259145	299225	339502
Q_{cond} (Tonne/J)	92.6	136.8	121.1
Richesse (g/m3)	357.4	457.1	356.6

Après les résultats de test : AOFP de 350 000 m3/j

III.5.2 Interprétation du test de pression dynamique et remontée de pression (PDRP) (Après la fracturation «Post-frac»):

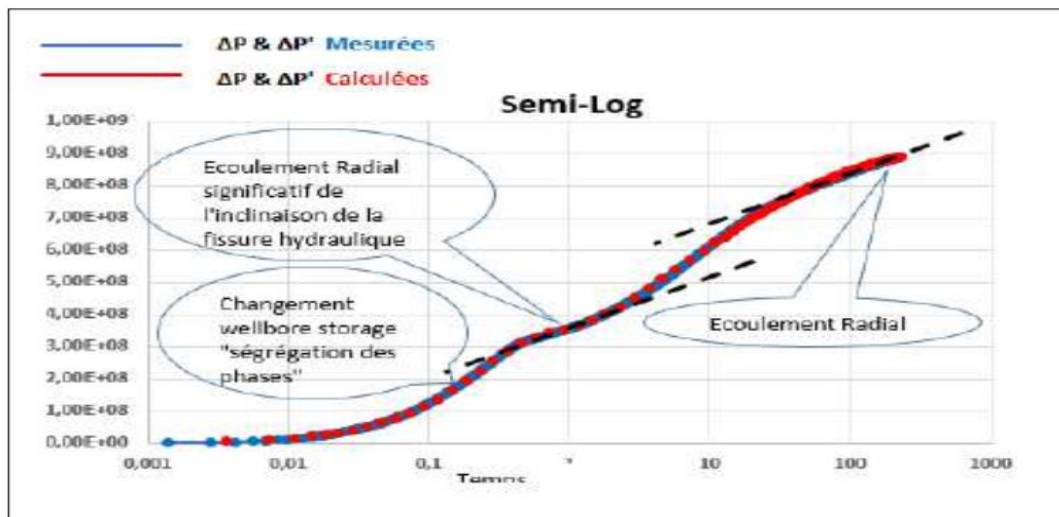


Figure III- 27(semi-log) représentative de la pression en fonction du temps [20].

La réponse de la pression en fonction du temps nous indique :

- Une pente de 1 qui se déplace a partir de $t=0,02$ hr significative de changement de wellbore storage(ségrégation des phases)
- Une pente parallèle de $\frac{1}{2}$ significative d'un écoulement linéaire. (Demi-longueur de frac X_f).
- Un écoulement radial peu stabilisé, à cause de l'effet de capacité de puits
- Une pente de $\frac{1}{4}$ parallèle significative d'un écoulement bilinéaire.
- Un deuxième écoulement radial de la matrice et fissure.

III.6 Résultats d'interprétations:

Tableau III. 11 Résultats du Test DST en Open-hole Pré-frac [20].

Date de Test	09/12/2020
Total Skin	17
Skin mécanique	17
Skin de turbulence	0.27
K8K.h, total (md.ft)	27
K average (md)	0.19
AOFP (m3/j)	300000

Tableau III. 12 Résultats du Test (PDRP)-Cased hole-liner cimenté perforé-Post-frac[20].

Date de Test	20/09/2022
Total Skin	-4.55
Skin mécanique	0.001
Skin géométrique	-4.55
K.h, total (md.ft)	182
K average (md)	1
Xf Demi-longueur (ft)	124
Kf.Wf (md.ft)	1301
AOFP (m3/j)	350000

III.7 Résultats économiques:

III.7.1 Payout des opérations :

Le payout d'une opération est égal au nombre de jours de production qu'un puits traité doit livrer après traitement, pour couvrir le coût de l'opération par le gain net réalisé suite au traitement, le prix de base sur lequel est calculé le payout en juin 2022 est de 23 \$/Bbl.(source sonatrach)

$$\text{Payout (jours)} = \frac{\text{coût des opérations}}{\text{Gain net}}$$

Pour calculer les coûts des opérations en prendre en considération toutes les opérations de préparation au traitement d'acidification :

Coûts totale operation: 1000000\$. (source sonatrach)

$$\text{payout (jours)} = \frac{\text{coût réel (\$)}}{\text{Gain réel} \left(\frac{\text{bbl}}{\text{jours}} \right) \times \text{prix du bbl} \left(\frac{\$}{\text{bbl}} \right)}$$

$$= \frac{1000000 \times 28}{23 \times 350000} = 3.47$$

Payout = 3.47 ≈ 4 jours

Le puits HAZ 113 couvrir les coûts de l'opération fracturation hydraulique dans 4 jours.

Conclusion

Pour augmenter la production des puits situés dans des réservoirs à faible perméabilité et des puits horizontaux de longue distance, la méthode la plus efficace est la fracturation hydraulique (Multi stage Frac). Cependant, pour obtenir une stimulation efficace de la roche réservoir, il est nécessaire de réaliser plusieurs cycles de fracturation.

Nous avons sélectionné le puits HAZ113 de la région Rourde Nouss pour notre étude, qui a nécessité l'utilisation de la technique de fracturation hydraulique "Multi-stage Hydraulic Fracturing" pour augmenter sa productivité. Avant de commencer l'opération, nous avons effectué une analyse approfondie de toutes les données géologiques et pétrophysiques du réservoir sélectionné, ainsi que des produits utilisés pour garantir l'efficacité de l'opération.

Après simulation de la technique Multi stage fracturing par le logiciel FRAC PROPT et d'après les résultats avant et après l'opération.

Nous pouvons conclure que:

- Le puits HAZ 113 est considéré comme un bon candidat pour la fracturation hydraulique.
- Bien que la fracturation soit une opération rentable, elle est également très coûteuse.

Finalement la productivité de puits HAZ 113 s'est améliorée. Nous avons trouvé les résultats suivants:

- Skin = **17** (avant la frac) et Skin = - **4.55** (après la frac).
- la conductivité = **27 md.ft** (avant la frac) et la conductivité(après la frac)=**182md.ft**
- AOFP (avant la frac)= **300 000 m³/j**, AOFP (après la frac)= **350 000 m³/j**.

Recommandation

Notre étude suggère que pour augmenter le potentiel de puits, il peut être bénéfique d'utiliser la technique de Multi-stage frac. Cependant, cette méthode est connue pour être coûteuse. Par conséquent, pour des travaux futurs, nous recommandons de se baser sur notre étude et de considérer les points suivants :

- Avant de procéder à l'opération de Multi-stage frac, il est recommandé de réaliser un test PLT pour identifier la source de l'infiltration d'eau.
- Il peut également être utile de prélever des échantillons à l'aide d'un carottage avec wire-line, tel que le "Siedwallcore", pour les simuler en laboratoire en vue d'une analyse PVT.
- Si l'orientation naturelle des fissures est favorable, il peut être envisageable de choisir un puits vertical comme candidat.
- En ce qui concerne le dégorgement de post-frac, il est préférable de le maintenir à une durée minimale de 180 heures.
- Si la direction de contrainte n'est pas confirmée, il est recommandé d'utiliser un enregistrement de la température après la Minifrac pour déterminer l'orientation de la fracture (longitudinale ou transversale).
- Il est recommandé d'utiliser le test DFIT lors de la première étape pour le flux pseudo-radial et après l'analyse de fermeture (ACA) pour une meilleure calibration du modèle.
- L'utilisation de l'acide Spearhead et de galettes de propulseur est fortement recommandée pour toutes les opérations Minifrac et zones.

Bibliographie

- [1]- Document SONATRACH, Historique et présentation de la région de Rhourde Nous. (2022)
- [2]- Document SONATRACH, Géologie de la région de Rhourde Nous. (2022)
- [3]-[\(https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/fracturation-hydraulique?amp\)](https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/fracturation-hydraulique?amp).(19/04/2023)
- [4]-https://energyeducation.ca/fr/Fracturation_hydraulique.(19/04/2023)
- [5]- Rémy Mosseri et Catherine Jeandel (dir).[Books Fracturation hydraulique et alternatives](#).(2008)
- [6]- A.Bilel et B.Abdelaziz. "Mémoire fin d'étude ", (2019)
- [7]- Mr. BENYOUNES. Course de stimulation par fracturation hydraulique, (2018).
- [8] BERDJA Hicham et KECHAM Sohaib Etudes géomécanique et fracturation hydraulique conventionnelle et conducteur au niveau des réservoirs Cambriens dans le champ de Hassi Messaoud. PFE(2017).
- [9]-https://www.scribd.com/document/551568785/Fracturation_hydraulique.(18/04/2023)
- [10]-Starfield et al: How to Model It—Problem solving for the Computer Age, USA, McGraw-Hill (1990).
- [11]-M.J. Economides ET Kenneth G.N, reservoir stimulation 3rd edition, book, USA (2000).
- [12]-Mr.L.hamid, cours stimulation par fracturation hydraulique, (2022).
- [13]- <http://www2.ggl.ulaval.ca/personnel/bourque/s1/deform.html>, (05/05/2023).
- [14]- Phillip C. Harris, Fracturing-Fluid Additives. SPE, Journal of Petroleum Technology , October 1988.
- [15] -AM Fadl* and MI Abdou, Proppants Categories for Hydraulic Fracturing Process of Petroleum Wells: A Review. Global Journal of Engineering Sciences, (2017).
- [16]- Dr.GUENAOUI Ali Seyfeddine ."Mémoire fin d'étude ", (2022)
- [17]- Michael J. Economides (University of Houston) et Tony Martin (BJ Services), « Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production», ET Publishing, 2007, Houston.
- [18]- Nelly Barrau, ingénieur d'étude métier chez CSSI, «introduction à la Fracturation hydraulique » concepts et définitions ,Technical Report , january 2016.
- [19]- Fatima Zahra Chenini ingénieur production N1, octobre 2015 : « Etude et évaluation de la fracturation hydraulique type Multi-Stage Frac Au champ de Hassi Messaoud cas du puits MDZ 548 ». Projet fin d'induction, Direction engineering production, Département technique puits, Service technique nouvelle à Ouargla.

Bibliographie

- [20]-CHELABI Billel, ingénieur réservoir,Evaluation de la Fracturation Multi-Stage puits HAZ111, interprétation des teste pré-Frac & poste Frac ,11/01/2021,Rhourde Nous.
- [21]- Sonatrach, SH-PED HAZ 113.sweet spots identification et frac désigne, Déc. 2022.
- [22]-Halliburton Hydraulique Fracturing Design-Execution-Evaluation Report (Well:HAZ113), Dec 2022, Hassi Messaoud.

Annexes

Chapitre III : Annexe A

Figure A.1: Job Summary DTS.

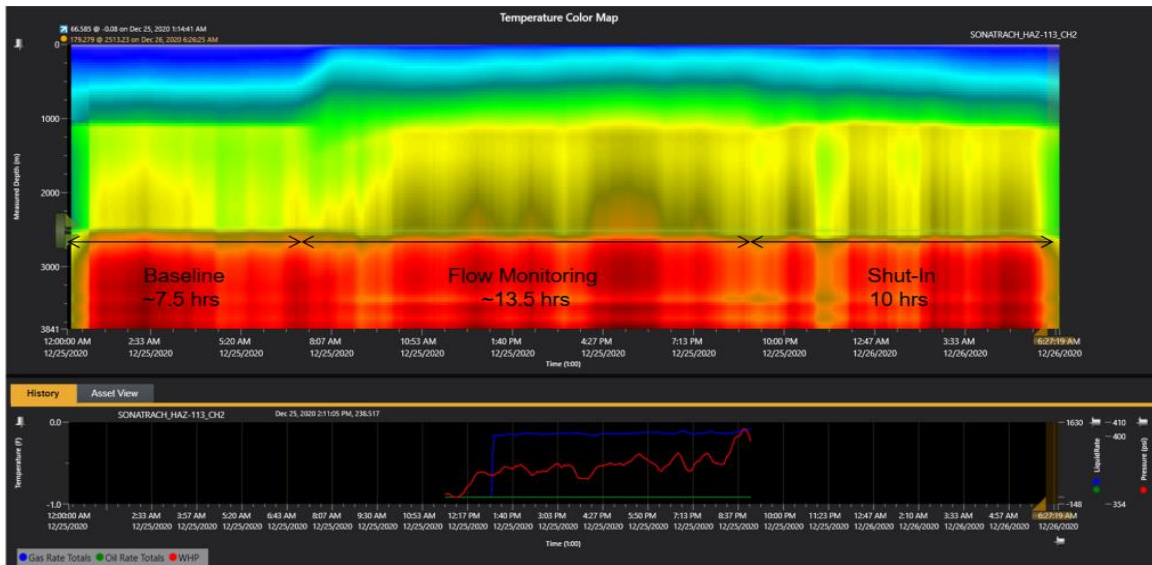


Figure A.1 : résultat pour résumé le travail DTS.

Figure A.2 : FLOW Data

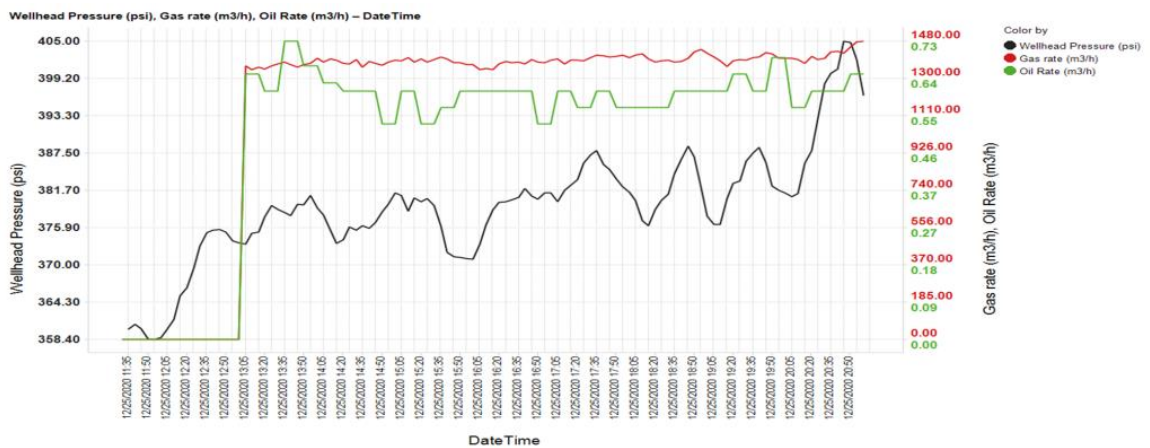


Figure A.2 : La variation de débit et pression par rapport le temps pour le test DTS.

- **Remarque :**

Les gaz de condensat se forment dans la colonne de production et non dans le réservoir, par conséquent le débit de liquide a été converti en gaz et ajouté au débit de gaz.

Figure A.3 : Zones de production.

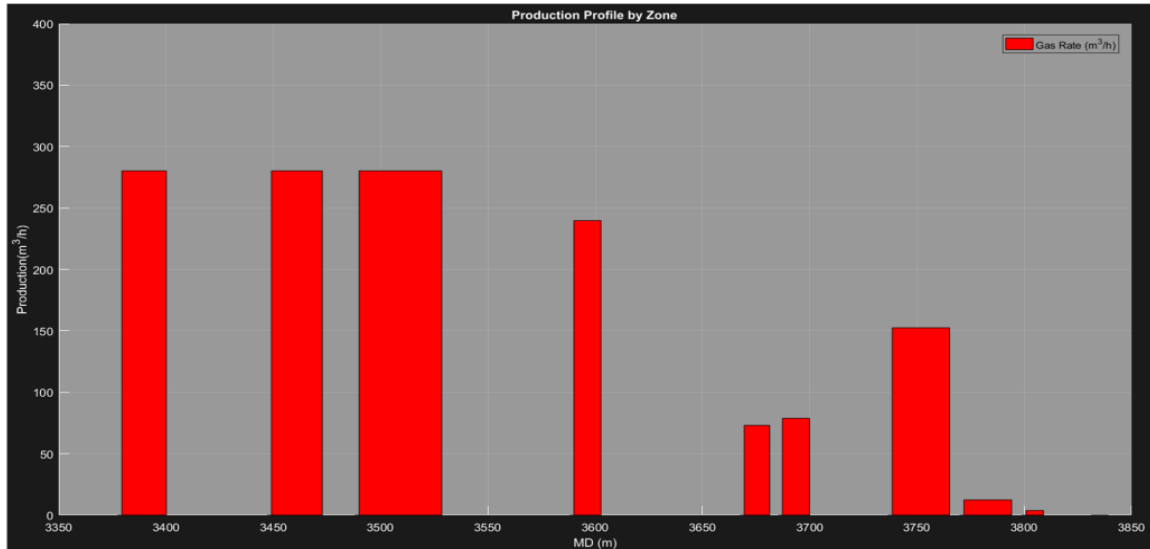


Figure A.3 : Les zones candidats de production.

Figure A.4 : DTS Prod Profile Vs Perm & NF.

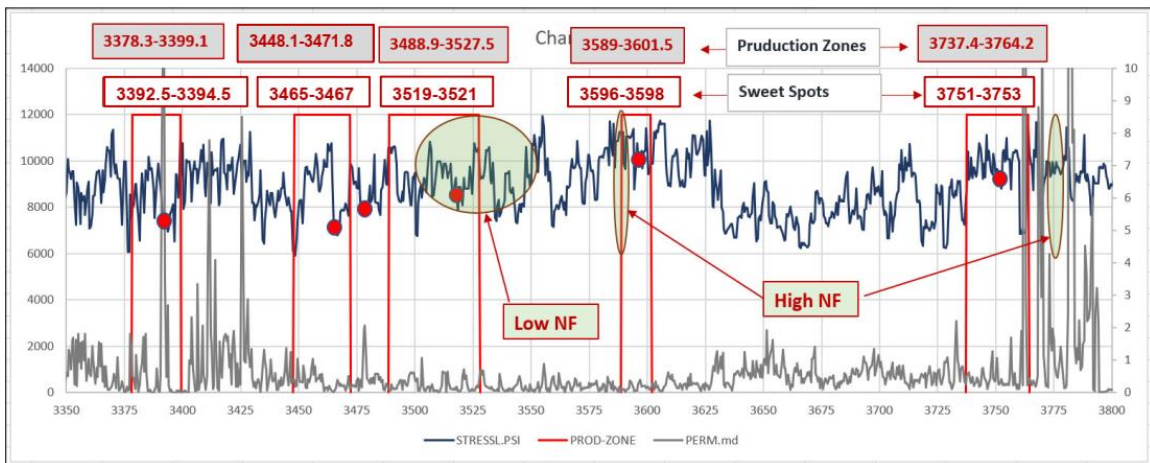


Figure A.4 : Résultat de DTS pour les zones de production et les points fracturés.

Tableau A.1 : Résumé de la sélection de Sweet Spots.

Tableau A.1: Résumé de la sélection des points fracturés.

zone	Production interval (m)	Sweet Spots (m)	Back up spots (m)	Comment
1	3378.3-3399.1	3392.5-3394.5	3380.5-3382.5	-Big washout zone (up to 11.5") -Medium to high risk of screen out -Deep penetration perforation needed -Conductor Frac to be considered
2	3448.1-3471.8	3465-3467	3447.5-3449.7	-Low to medium risk of screen out
3	3488.9-3527.5	3519-3521	3500-3502	-Low to medium risk of screen out
4	3589-3601.7	3596-3598	Zone: 3670-3700 Spots: 3691-3693	-High stress zone -Medium to high risk of screen out -Conductor Frac to be considered -Zone 3670-3700m is back up plan
5	3737.4-3764.2	3751-3753	3761-3763	-High stress zone -Washout zone (around 7") -high risk of screen out -Deep penetration perforation needed -Conductor Frac to be considered

Chapitre III : Annexe B

Tableau B.1 : Déroulement d'opération.

N°	Time	Messages
01	07:00	On location
02	08:30	conduct a pre-job safety and start work
03	12:30	Pressures test surface lines to 9 5/8" and 7" annulus to 5000 psi. OK.
04	12:40	Set the 7" annulus pressure relief valve to release at 4300 psi. and 9 5/8" annulus @ 1500 psi .ok
05	8:30	Pressure test main line @ 13 000 psi and Set all the pumping units pressure kick-outs to 12 500 psi.
06	09:15	Safety Meeting.
07	10:00	Live 9"5/8 Annulus: 00 psi and Live 7" Annulus: 18 psi increase pressure to 800 psi , 3 000 psi
08	10:02	Live Tubing. WHP 360 psi.
09	10:06	Start injection test with minimum rate to 25 bpm
10	12:00	Mini frac Begin pumping to maximum rate 20 bpm with Linear gel 40#
10	12:03	switch to x-link gel Hybor G 40# @ rate 27 bpm (15 000 gals)
11	12:17	Flush with Linear gel @ rate 25 bpm .
12	12:24	Stop pumping and Monitor pressure decline.
13	16:00	Load proppant to mountain mover
14	18:30	Run temperature log

Tableau B.2 : Résumé du travail Data Frac.

Start Time	27-Aug-22 08:17:43	ucts
End Time	27-Aug-22 14:08:13	ucts
Pump Time	58.95	min
Start Averaging Time	27-Aug-22 10:07:23	ucts
End Averaging Time	27-Aug-22 14:08:13	ucts
Max Treating Pressure	11243.67	psi
Max Slurry Rate	28.1	bpm
Max Prop Conc	0.74	lb/gal
Max Slurry Prop Conc	0.74	lb/gal
Avg Treating Pressure	9104.19	psi
Avg Clean Rate	18.0	bpm
Avg Slurry Rate	18.0	bpm
Avg Prop Conc	0.30	lb/gal
Avg Slurry Prop Conc	0.31	lb/gal
Clean Volume	44524	gal
Slurry Volume	44556	gal
Prop Mass	9.47	100*lb
BH Max Treating Pressure	14987.77	psi
BH Avg Treating Pressure	13632.27	psi
BH Max Rate	28.0	bpm
BH Avg Rate	21.1	bpm
BH Max Proppant Concentration	0.74	lb/gal
BH Avg Proppant Concentration	0.02	lb/gal
Load to Recover	44524	gal
Volumes Pumped	Total	Units
Treated Water	9107	gal
Linear Gel 20#	10378	gal
Linear Gel 40#	9895	gal
Hybor G 40#	15125	gal
30/50 HSP	9.42	100*lb

Figure B.1: Beta Factor.

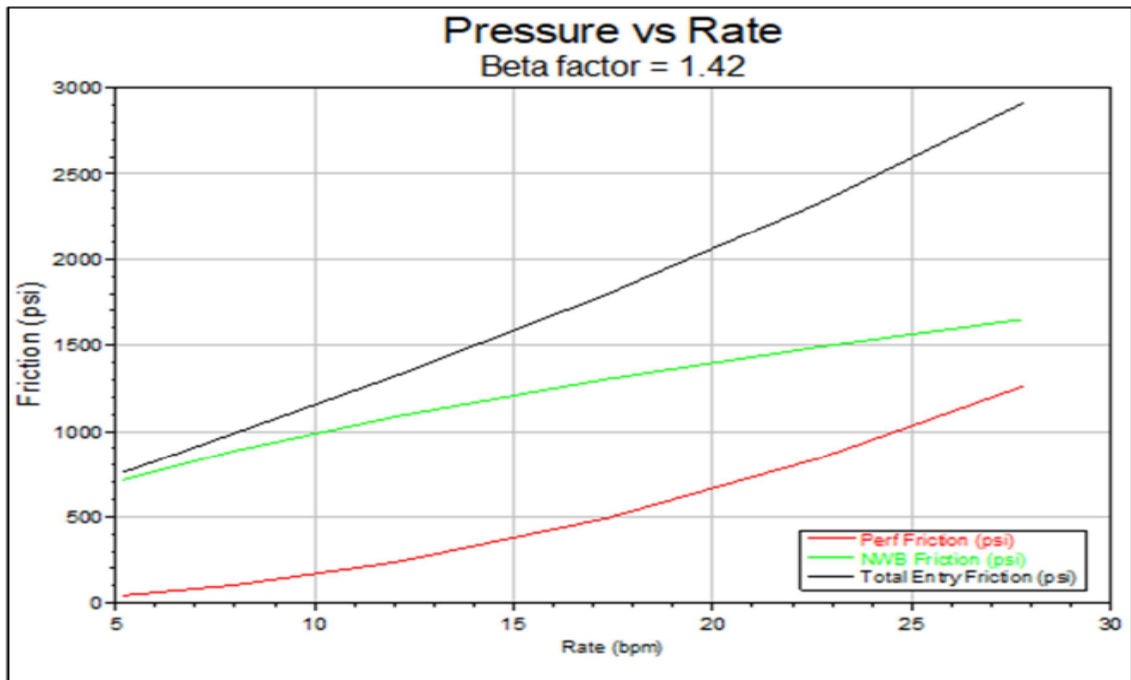


Tableau B.3: Données d'analyse descendante.

Step Time	Step Pressure psi	Step Rate bpm	Pipe Friction psi	Entry Friction psi	Perf Friction psi	NWB Friction psi
27-Aug-2022 11:10:06	14581	27.77	1128	2909	1260	1649
11:10:54	14260	22.65	824	2327	838	1489
11:11:32	13969	17.33	547	1793	491	1303
11:12:00	13313	12.07	314	1325	238	1087
11:12:36	12714	8.05	170	994	106	888
11:13:15	12224	5.16	87	754	44	711

Figure B.2: Analyse de déclin Minifrac.

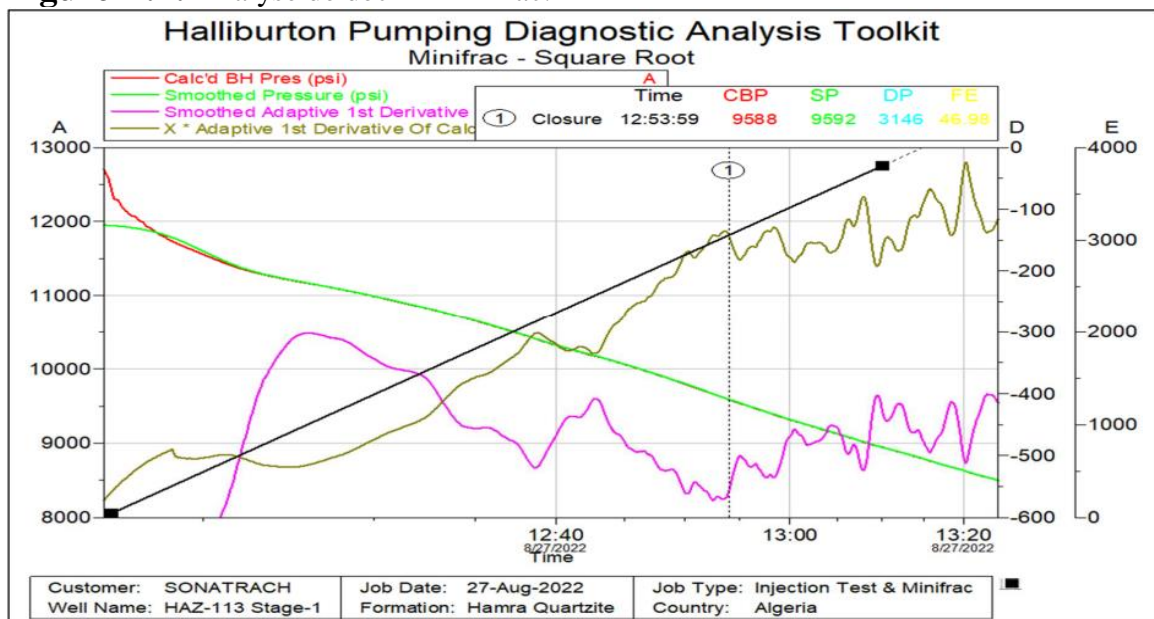


Figure B.3: Net Pressure Match.



Chapitre III : Annexe C

Tableau C.1: Déroulement d'opération d'un traitement de fracturation hydraulique.

Time	TP (Psi)	BHP (Psi)	Annulus A (Psi)	Annulus B (Psi)	Rate (bpm)	Fluid/volume
09:20	-	-	-	-	-	Fill the well (LG)
09:22	8456	13456	3456	445	15	GL 135# LG
9:25	10235	13549	3746	763	26.1	PAD: 21 000 Hybor G40#
09:42	9423	13256	3812	666	28	1 ppg 30/50 HSP
09:51	9042	13145	3811	631	28	2 ppg 30/50HSP
09:57	8923	13048	3783	604	28	3 ppg 30/50 HSP
10:06	8646	12984	3775	595	28	4 ppg 30/50 HSP
10:12	8456	12945	3799	590	28	5 ppg 30/50 HSP
10:17	8336	13005	3701	586	28	5 ppg 20/40 HSP
10:20	8441	13145	3745	582	28	6 PPG 20/40 HSP
10:22	8225	13156	3765	579	28	Tail 6-7 ppg 20/40 HSP
10:25	8456	13622	3771	579	28	Flush (LG+TW)
10:32	6851	10171	2187	517	25	Shut down.
11:30						Stop Monitor decline.

Tableau C.2: Résumé du travail d'un traitement de fracturation hydraulique.

Start Time	29-Aug-22 07:19:22	ucts
End Time	29-Aug-22 12:34:29	ucts
Pump Time	69.63	min
Start Averaging Time	29-Aug-22 09:20:15	ucts
End Averaging Time	29-Aug-22 12:34:29	ucts
Max Treating Pressure	10374.46	psi
Max Slurry Rate	28.4	bpm
Max Prop Conc	7.69	lb/gal
Max Slurry Prop Conc	7.69	lb/gal
Avg Treating Pressure	8895.98	psi
Avg Clean Rate	25.9	bpm
Avg Slurry Rate	27.1	bpm
Avg Prop Conc	2.08	lb/gal
Avg Slurry Prop Conc	2.07	lb/gal
Clean Volume	77445	gal
Slurry Volume	81037	gal
Prop Mass	1047.26	100*lb
BH Max Treating Pressure	13811.78	psi
BH Avg Treating Pressure	13211.05	psi
BH Max Rate	28.9	bpm
BH Avg Rate	28.0	bpm
BH Max Proppant Concentration	7.77	lb/gal
BH Avg Proppant Concentration	1.63	lb/gal
Proppant in Formation	1029.19	100*lb
Proppant in Wellbore	18.07	100*lb
Load to Recover	77445	gal
Volumes Pumped	Total	Units
Linear Gel 40#	10141	gal
Hybor G 40#	67304	gal
30/50 HSP	678.54	100*lb
20/40 HSP	368.72	100*lb

Figure C.1: Le point final du traitement principal.

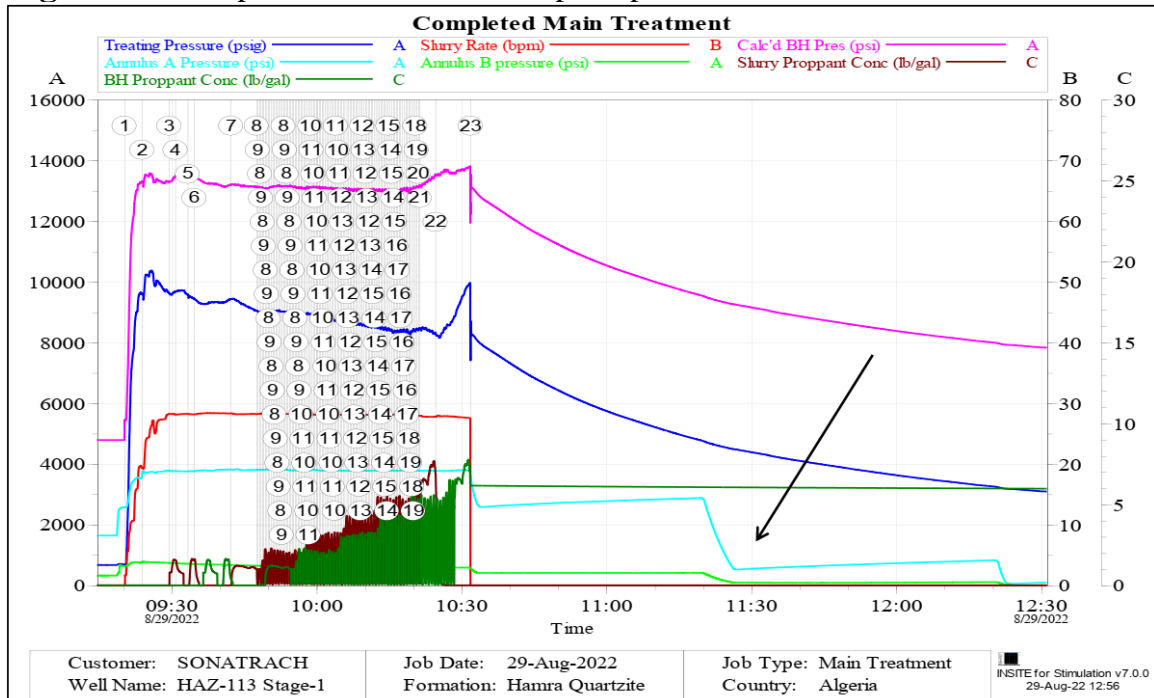
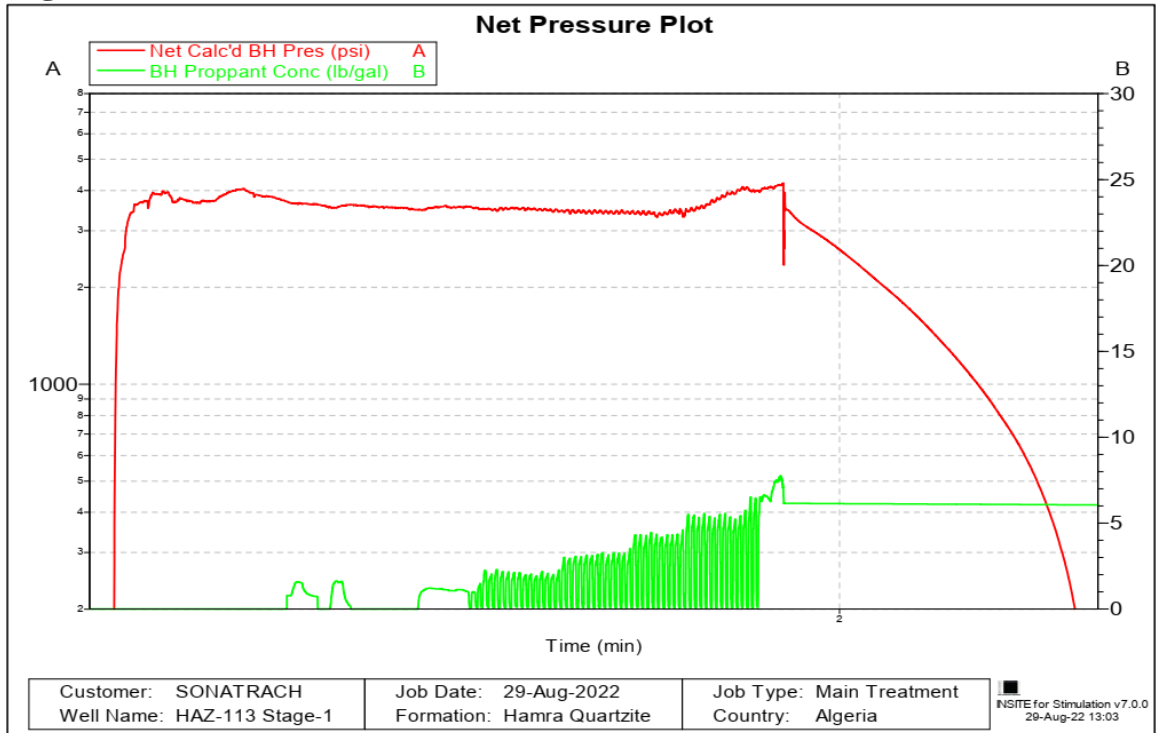


Figure C.2: Net Pressure Plot.



Annexe D : Complétion de puit.

HAZ – 113 Well Information

- Deviated well in Hamra Field
 - 7" Casing : 7", P-110 29# (3292 mTD)
 - Liner 4" ½, P-110 32# (2297-3840mMD)
 - Tubing: 4" ½, P-110 32# (2687.19mTD)
 - Packer: 2680.08mTD
 - Deviation 81°
 - Azimuth 358°
 - KOP: 2750m (57°).
- Reservoir data:
 - Targeted ay zone: Quartzite Hamra
 - Thickness: 832m. Start from 3,168 mMD
 - Reservoir pressure: 5,264 psi
 - BH temperature: 277 Deg. F.

▪ DST results:

Choke Size	Q Oil (m3/h)	Q Gas (sm3/h)	WHP (psi)
28/64	1.64 (condensate)	4,248	1,052

