

Université KASDI Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelables et des sciences de la terre et de l'univers

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production

Présenté Par :

KHERROUBI Athmane - BOUZAAKA

Abdelmalek - LIMANE Abdelwahab

-THEME-

Multi-stage frac du réservoir compact
" Quartzite EL-Hamra" champs Rhourde Nous
Etude de cas: puits HAZ111.

Soutenue le : 02 / 06/ 2022 devant la commission d'examen

Président :	DOUAK Mohamed	MCB	Université KASDI Merbah
Examineur :	HAFSI Fadhila	MAA	Université KASDI Merbah
Encadreur :	DADENE Abd-Elghafour	MCA	Université KASDI Merbah
Co- Encadreur :	BOUFADES Djamilia	MCB	Université KASDI Merbah

Année universitaire : 2021/2022

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 encadrant Dr. **DADENABDELGHAFOUR** et Dr. **BOUFADES DJAMILA** pour leur soutien, leur patience et leurs encouragements suivant continuellement notre travail.*

Nous remercions Monsieur DOUAK Mohamed qui nous fait le plaisir de présider

le jury de ce mémoire en tant que président de jury, nos remerciements s'adressent également à Madame HAFSI Fadhila 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 Nous.

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

Dédicace

Il n'y a pas de chose plus belle que celle de pouvoir partager les meilleurs moments de votre vie avec ceux que vous aimez et respectes, nous remercions le bon Dieu de nous avoir fait atteindre ce but

À la fin de mes études, nous sommes très contents de dédier ce travail à :

** mes chère mères, sans qui nous ne sommes et nous ne serions rien, elles nous ont donné l'espoir, la gentillesse, la tendresse ; sans oublier ses précieux conseils*

** mes cher pères, pour leurs encouragements, leur soutien indéfectible qui nous ont énormément aidé à réaliser nos objectifs*

** nos chers frères, chacun en son nom*

** nos proches*

** notre honorable famille*

Nous tenons s à remercier vivement nos chers amis avec qui nous avons vécu des merveilleux moments, et à ceux qui nous ont accompagné de près ou de loin

À la fin, nous prions Dieu Tout-puissant de vous protéger, de vous accorder la réussite et de vous accorder ce que vous souhaitez.

Résumé

La fracturation hydraulique multistage dans les puits horizontaux est une technologie bien connue et constitue un mécanisme clé pour la récupération du pétrole et de gaz à partir de réservoirs extrêmement peu perméables parmi eux le réservoir quartzite de la région Rhourde Nous.

Notre travail porte sur la stimulation de puits HAZ111, par la technique multistage fracturing en interprétant préalablement le test DST afin de déterminer les caractéristiques dynamiques nécessaires pour l'opération .

Après la simulation de puits par le logiciel Frac Cad , les résultats obtenus montrent que la technique multistage farc améliore fortement le potentiel de puits avec l'augmentation de la productivité de 300 000 m³/j à 380 000 m³/j.

Mots-clés : fracturation hydraulique, Multistage frac ,Frac CADE, Data Frac ,Quartzite Hamra.

Abstract

Multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells is a well-known technology and is a key mechanism for oil and gas recovery from extremely low permeability reservoirs among them the quartzite reservoir of the Rhourde Nous region.

Our work focuses on the stimulation of HAZ111 well, by the multistage fracturing technique ,the first step of this work is interpreting the DST test to determine the dynamic characteristics necessary for the operation.

After the simulation of wells by the Frac Cad software, the results obtained show that the stuffed multistage technique greatly improves the potential of wells with an increase in productivity from 300 000 m³/day to 380 000 m³/day.

Key words: hydraulic fracturing, Multistage frac, Frac CADE, Data Frac, Quartzite Hamra.

ملخص

يعد التكسير الهيدروليكي متعدد المراحل في الآبار الأفقية تقنية معروفة جيداً وهو آلية رئيسية لاستعادة النفط والغاز من خزانات النفاذية المنخفضة للغاية من بينها خزان الكوارتزيت في منطقة رورد نوس.

يركز عملنا على تحفيز البئر HAZ111 بتقنية التكسير متعددة المراحل من خلال تفسير اختبار DST أولاً من أجل تحديد الخصائص الديناميكية اللازمة للعملية

بعد محاكاة البئر بواسطة برنامج Frac Cad، تظهر النتائج التي تم الحصول عليها أن التقنية التكسير الهيدروليكي متعددة المراحل تحسن بشكل كبير إجهاد البئر بزيادة الإنتاجية من 300 000 متر مكعب/يوم إلى 380 000 متر مكعب/يوم.

الكلمات المفتاحية : التكسير الهيدروليكي , التكسير الهيدروليكي المتعدد المراحل , برنامج FRAC CAD , داتا فراك ,خزان كوارتزيت الحمرا.

Table des matières

Remercîments	i
Dédicace	ii
Résumé	iii
Liste des figures	iv
Liste des tableaux	v
Symboles et Abréviations	vi
Introduction générale	01

Partie: Théorique

CHAPITRE I : Généralité sur la Fracturation hydraulique

Introduction	03
I.1 Définition de la fracturation hydraulique	03
I.2 Principe et objectifs de la fracturation hydraulique	04
I.3 Fluides de fracturation	04
I.4 Caractéristiques de fluide de fracturation	05
I.4.1 Rôles de base	05
I.4.2 Filtration et efficacité	05
I.4.3 Agents de soutènement	06
I.5 Les étapes de la fracturation hydraulique	06
I.6 Notions sur la mécanique des roches	07
I.6.1 Les contraintes	07
I.6.2 Propriétés mécaniques des roches	08
I.6.2.1 Module de Young (E).....	08
I.6.2.2 Coefficient de poisson (ν)	08
I.6.2.3 Module de cisaillement (G).....	09
I.7 Géométrie de la fracture	10
Conclusion.....	10

CHAPITRE II : Technique de fracturation Multi-Etage

Introduction	11
II.1. Technique «Multi-stage Fracturing » des puits horizontaux	11
II.2. Déroulement d'une fracturation hydraulique type Multi-stage	12
II.2.1. Test d'injectivité.....	12
II.2.2. Essais Mini frac (Data Frac, Shadow Frac)	13

II.2.3. Le traitement principal.....	14
II.2.4. Dégorgement de puits après le traitement.....	14
II.3. Analyse d'une fracturation hydraulique.....	14
II.3.1. Analyse du déclin de pression	14
II.3.2. Analyse de Nolte et Smith	15
Conclusion.....	16

Partie: Pratique

CHAPITRE III : Présentation de la zone d'étude (Quartzite EL Hamra)

Introduction	17
III.1 Stratigraphie.....	17
III.1.1 Le socle.....	17
III.1.2 Le Paléozoïque	17
III.1.3 Le Cambrien	17
III.1.4 L'Ordovicien	18
III.1.5 Le Silurien	18
III.1.6 Le Dévonien	18
III.1.7 Le Carbonifère.....	18
III.1.8 Le permien.....	18
III.1.9 Le Mésozoïque	20
III.1.10 Le Cénozoïque.....	20
III.2 Les principaux réservoirs de champ de Rhourde Nouss.....	20
III.3 Quartzites de Hamra.....	22
III.4 Aspect pétrolier.....	23
III.5 Etat des réserves.....	23

CHAPITRE VI : Etude de cas de puits HAZ 111

Introduction	25
IV.1 Interprétation du test DST du puits « HAZ111»	25
IV.1.1 Choix de puits.....	25
IV.1.2 Données de test sur séparateur.....	26
IV.1.2.1 Interprétation et analyse du test DST (Avant la fracturation).....	26
IV.2 Détection de la température distribuée (DTS).....	28
IV.2.1 Les séquences de opération	28
IV.2.2 Objective de l'opération	28
IV.3 Design et Simulation de Traitement de Stage-FRAC du Puits HAZ111	29
IV.3.1 Choix des zones à fracturer	29
IV.3.2 Design de Stage-Frac en utilisant le simulateur Frac CAD.....	30
IV.4 Evaluation et analyse de l'opération	30
IV.4.1 Stage 1 (3821 - 3824m)	30
IV.4.1.1 Type et quantité de proppant.....	30

IV.4.1.2 Design du traitement Data Frac	30
IV.4.2 Stage 2 (3688 – 3690 m).....	33
IV.4.2.1 Type et quantité de proppant.....	33
IV.4.2.2 Design du traitement Data Frac	34
IV.4.3 Stage 3 (3411 – 3414 m).....	38
IV.4.3.1 Type et quantité de proppant.....	38
IV.5 Test de pression dynamique et remontée de pression (après la fracturation).....	43
IV.5.1 Données de test sur séparateur	43
IV.5.2 Interprétation du test de pression dynamique et remontée de pression	43
IV.5.3 Résultats d'interprétations	44
Conclusion générale	46
Recommandation	47
Références bibliographiques	
Annexes	

Liste des figures

Les figure	Les pages	
Figure I.1	La Fracturation hydraulique (© Copyright, US EPA 2011).	03
Figure I.2	Détermination de la contrainte (stress).	07
Figure. I.3	Contraintes exercés sur la roche.	08
Figure 1.4	Rigidité d'un matériau.	08
Figure I.5	Déformation sous l'essai uni axial.	09
Figure I.6	Géométrie de la fracture.	10
Figure II.1	Plug and perf staging.	12
Figure II.2	Graphe du test d'injectivité et MiniFrac pour le puits HAZ111.	15
Figure II.3	pression de propagation en fonction du temps.	16
Figure III.1	Colonne stratigraphique type de la région Rhourde Nous.	19
Figure III.2	Colonne stratigraphique des formations réservoirs.	21
Figure IV.1	Position du puits HAZ111.	25
Figure IV.2	Séquences d'ouverture et de fermeture DST-HAZ111.	26
Figure IV.3	(Log-Log) représentative de la dérivative en fonction du temps.	27
Figure IV.4	(semi-log) représentative de la pression en fonction du temps.	27
Figure IV.5	Résultats du DTS pour le puits HAZ111 (Source: Schlumberger).	29
Figure VI.6	Teste d'injection Stage 1 (Breakdown).	31
Figure IV.7	Traitement Data FRAC (stage1).	32
Figure IV.8	DataFRAC déclin fonction-G (Stage 1).	33
Figure IV.9	Test d'injection Stage2 (Breakdown).	34
Figure IV.10	Traitement DataFRAC (Stage 2).	35
Figure IV.11	DataFRAC déclin fonction-G (Stage 2).	35
Figure IV.12	DataFRAC Log-Log (Stage 2).	36
Figure IV.13	Géométrie de la fracture (Stage 2).	37
Figure IV.14	Traitement MainFRAC (Stage 2).	38
Figure IV.15	Test d'injection Stage 3 (Breakdown).	39
Figure IV.16	Traitement DataFRAC(Stage3).	40
Figure IV.17	DataFRAC déclin fonction-G (stage3).	40
Figure VI.18	Géométrie de la fracture(Stage 3).	41
Figure VI.19	MainFRAC treatment plot (Stage 3).	42
Figure IV.20	Séquences d'ouverture et de fermeture DST-HAZ111.	43
Figure IV.21	(Log-Log) représentative de la dérivative en fonction du temps.	43
Figure IV.22	(Semi-log) représentative de la pression en fonction du temps.	44

Liste des tableaux

Les tableaux		Les pages
Tableau I.1	Choix de Proppant basé sur la pression de fermeture.	06
Tableau II.1	Résultats d'analyse de la courbe de la figure II.2.	16
Tableau III.1	Les principaux réservoirs de gisement de Rhourde Nous.	21
Tableau III.2	Gaz (milliards de mètres cube).	23
Tableau III.3	Condensat (millions de tonnes).	24
Tableau IV.1	Représentatif des performances sur dusse.	26
Tableau IV.2	Les intervalles de perforation et les Plugs dans le puits HAZ111.	30
Tableau IV.3	Programme d'injection du traitement Data Frac et essai d'injectivité.	30
Tableau IV.4	Programme d'injection du traitement Data Frac et essai d'injectivité.	33
Tableau IV.5	Géométrie du frac.	37
Tableau IV.6	Programme d'injection du traitement Data Frac et essai d'injectivité.	38
Tableau IV.7	Géométrie du frac.	41
Tableau IV.8	Résultats du test sur séparateur.	43
Tableau IV.9	Résultats du Test DST en Open-hole Pré-frac.	44
Tableau IV.10	Résultats du Test (PDRP) – Post-frac.	45

Symboles et les abréviations

Symbole	Nom
HMD	Hassi Messaoud
HAZ111	Hamra Horizontale 111
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 ($0 \leq \alpha \leq 1$), $\alpha \approx 1$
<i>C_m</i>	Compressibilité de la matrice(psi ⁻¹)
<i>C_b</i>	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
P _{tete}	Pression de la tête (psi)
P _{FD}	Pression de fond (psi)
T	Température (°F)
K	Perméabilité(md)
h	Epaisseur (ft)
DST	Drill Stem Test
PDRP	Pression dynamique et remontée de pression.
Q _{Gaz}	Débit Gaz (m ³ /j)
Q _{Cond}	Débit condensat (m ³ /j)
Q _{Eau}	Débit Eau (l/h)
V _(t)	Vitesse de filtration(m/h)
C	Coefficient de qualité ou de filtration(%)
t _o	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 - maintient la fracture ouverte -

INTRODUCTION
GENERALE

Introduction générale

L'exploitation d'un gisement d'hydrocarbures conduit inévitablement à une réduction de la productivité de puits . Ce phénomène est provoqué par une déplétion naturelle ou par un endommagement de la couche productrice ou abords de puits , parmi les techniques les plus utilisées pour résoudre ce problème , la stimulation par fracturation hydraulique.

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, notamment dans sa province orientale voire le bassin d'Ilizi [1].

Le traitement par fracturation hydraulique, visant à améliorer les caractéristiques pétro-physiques des réservoirs et augmenter la productivité naturelle des puits en créant artificiellement un drain de conductivité très élevée par rapport à celle du réservoir , cette opération ne peut s'effectuer correctement sans une étude préliminaire géomécanique approfondie.

Au cours de la dernière décennie , parmi les technologies modernes de la fracturation hydraulique , le multistage fracturing a mis au point. Il consiste à effectuer plusieurs fracturations hydrauliques à des endroits choisis tout au long d'un forage horizontal, permettant environ 20 opérations de fracturations pour un seul forage . cette opération permet de réduire des problèmes prévus comme le conning d'eau, percé de gaz ou d'eau , ainsi d'augmenter la perméabilité de réservoir et maintenir le potentiel des puits [2].

L'objectif de notre travail est stimuler le puits HAZ111 (2020) par la technique multistage fracturing afin d'augmenter la perméabilité ainsi la productivité tout en basant sur la simulation de ce puits en utilisant le logiciel Frac cad .

Le travail de ce mémoire présenté par la suite se focalise sur la stimulation de puits HAZ 111 de la région Rhourd Nouss par une nouvelle technologie le multistage fracturing , pour mieux positionner le sujet de cette étude , le premier chapitre est consacré à des généralités sur la fracturation hydraulique , ainsi des notions de mécanique des roches , dans le deuxième chapitre , nous présentons les techniques de multistage fracturing .

le troisième chapitre se rapporte à une présentation de la zone d'étude quartzites Hamra , ainsi les caractéristiques des réservoirs , l'étude de cas de puits HAZ111 , la simulation de la fracturation multistage sont abordés dans le dernier chapitre .

Nous finirons le manuscrit par une conclusion générale et quelques recommandations pour améliorer l'efficacité de la faction multistage.

Chapitre I
GENERALITE SUR LA FRACTURATION
HYDRAULIQUE

I. Introduction:

Pour accroître la productivité d'un puits, en remédiant l'endommagement à proximité de la paroi du puits (near wellbore), ou par la création d'une structure de grande conductivité dans la formation (fracture soutenue), pour cela plusieurs techniques de stimulation sont introduites.

L'une des techniques de stimulation est connue sous le nom de fracturation hydraulique, cette technique est prévue pour remédier, ou même améliorer le raccordement normal du puits avec le réservoir, afin d'augmenter la perméabilité, et par conséquent, la productivité et le débit de production dans les puits horizontaux et les puits verticaux [1].

I.1 Définition de la fracturation hydraulique :

Une fracturation hydraulique est une opération qui consiste à créer, après rupture de la roche, un drain perméable s'étendant le plus loin possible dans la formation de manière à faciliter l'écoulement vers le puits [2].

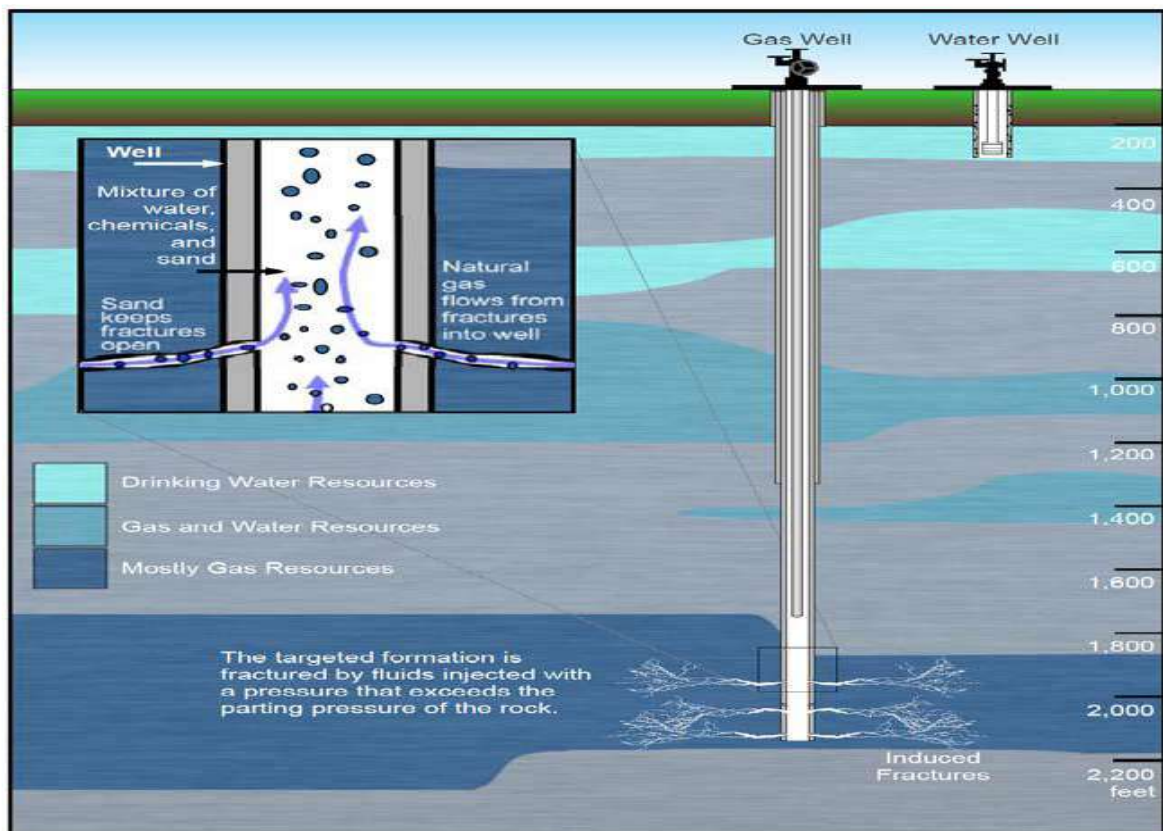


Figure I.1: la Fracturation hydraulique (© Copyright, US EPA 2011). [2]

I.2 Principe et objectifs de la fracturation hydraulique :

La fracturation consiste à l'injection d'un fluide de traitement à une pression supérieure 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 de puits et la productivité.[3]

A la fin de l'injection, lorsqu'on relâche la pression, la fracture ouverte par le fluide tend à se refermer. Afin d'éviter que la fracture créée ne se referme, un matériau granulaire d'origine naturel ou synthétique, appelé Proppant ou Agent de soutènement, est ajouté au fluide de fracturation durant le pompage.

La fracturation hydraulique dépend essentiellement de :

- Le choix de puits candidat (complétion).
- type de puits foré ; vertical ou horizontal ; c.-à-d. direction de forage par rapport au contrainte principal minimal.
- propriétés lithologiques de réservoir potentiel.
- Profondeur, épaisseur, température et pression propre de réservoir.
- L'existence des failles et des fissures naturelle.
- Nombre de fractures à engendrer dans le puits de forage.
- Cout des opérations de fracturation et matériaux.

l'objectif principal de la fracturation hydraulique :

- augmenter la production ou l'injectivité en créant un canal de haute conductivité.
- Améliorer la communication des fluides entre le puits et le réservoir.
- Diminuer la différence de pression aux abords du puits afin d'éliminer le problème de dépôt de paraffine et d'asphaltène..
- Augmenter la perméabilité du réservoir.[4]

I.3 Fluides de fracturation:

Le choix du type de fluide de fracturation se fait en fonction des propriétés du réservoir. Généralement on utilise les fluides à base d'eau, certains réservoirs contiennent de l'argile sensible à l'eau et on utilise d'autres types de fluides tels que des gaz (l'azote, le propane) et des fluides à base de pétrole.

L'eau est le fluide le plus couramment utilisé aux fins de fracturation en raison de son faible coût et de son abondance. Lors d'opérations de stimulation par fracturation au moyen de fluides à base d'eau, on procède aux principaux essais de la compatibilité de l'eau avant d'entreprendre le procédé de fracturation.

Le volume de fluide de fracturation requis varie considérablement en fonction de l'importance et du nombre des opérations de traitement envisagés. Dans le cas d'un puits horizontal très profond, un traitement multi-étage peut utiliser entre 3500m³ et 15000m³ d'eau, alors que des opérations de fracturation menées à faible profondeur dans le but de stimuler une seule zone requièrent généralement seulement 20m³ à 100m³ d'eau.[5]

Parmi les fluides de fracturation les plus communément utilisés sont [4] :

HYBOR # 35 : est le gel utilisé par Halliburton, ce gel a l'avantage de contrôler sa réticulation, la réduction des pertes de charges et minimise la dégradation du cisaillement dans le fluide.

Ce fluide est recommandé pour les formations très consolidé (compactes) et profondes. Il donne une grande viscosité apparente dans la formation et il présente moins de résidus dans la formation.

YF 135 HTD : est le gel utilisé par Dowell Schlumberger, Ce gel a de faible concentration en polymère ainsi qu'un design économique du fluide :

- Système de Borate pour le nettoyage et amélioration de la conductivité de la fracture.
- Facilité de mixage et amélioration de contrôle.
- Bonnes caractéristiques rhéologiques pour la propagation de la fracture et transport du proppant.
- Moins de puissance hydraulique requise.

SPECTRA FRAC G3500 : (Gel utilisé par BJSP).

I.4 Caractéristiques de fluide de fracturation :

I.4.1 Rôles de base :

Il est double :

- Initiation et développement de la fracture.
- Transport des agents de soutènement dans toute la fracture.

Cela implique respectivement une filtration aussi basse que possible, "tout ce qui filtre étant perdu pour la fracture" et une viscosité suffisamment élevée. Toutefois ,il ne suffit pas de fracturer dans de bonnes conditions, il importe aussi que le réservoir ne demeure pas endommagé par le fluide injecté , ce qui peut avoir diverses origines et de graves conséquences [6].

I.4.2 Filtration et efficacité:

I.4.2.1 Filtration:

La vitesse de filtration au temps " t" en un point de la fracture et sous " ΔP" constant peut se mettre sous la forme.

$$v(t) = \frac{C}{\sqrt{t-t_0}} \dots\dots\dots (I.1). [6]$$

Avec : $V(t)$: Vitesse de filtration.

C : Coefficient de qualité ou de filtration.

t_0 : Instant du début de filtration.

$t - t_0$: Durée de filtration.

I.4.2.2 L'efficacité:

L'efficacité est définie comme étant le volume de la fracture divisé par le volume total pompé.

L'efficacité dépend de débit, de la viscosité du fluide de fracturation, des caractéristiques de filtration de la roche.

Plus le débit augmente, plus le temps de pompage et la filtration totale sont diminués, la longueur augmente et par conséquent l'efficacité augmente.

Viscosité de fluide : plus le fluide de fracturation est visqueux, plus les pertes de charge dans la fracture sont élevées et donc:

- la pression augmente ce qui implique l'augmentation de l'ouverture de la fracture.
- La filtration diminue ce qui donne l'accroissement de l'efficacité.[6]

I.4.3 Agents de soutènement:

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

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

Les agents de soutènement les plus utilisés actuellement, se sont en général des billes de céramiques calibrées, de sable ou de bauxite, de granulométrie de 16/30, 20/40 et leur perméabilité variant entre 100 et 800 Darcy.[7]

Sintered Bauxite 20/40 : est l'agent de soutènement utilisé par Halliburton.

ISP (Intermediat Strength Proppant) : est l'agent de soutènement utilisé par Dowell Schlumberger.

Sinterball Bauxite : est l'agent de soutènement utilisé par BJSP à HMD.

Tableau I.1. Choix de Proppant basé sur la pression de fermeture [7].

Contraint de fermeture	Temperature	Agent de soutènement
≤ 6000 psi	-	sable
≥ 6000 . $1200 \leq$	≤ 250 °F	RCS (Resin-coated sand)
≥ 6000 . $1200 \leq$	≥ 250 °F	ISP(Intermediat Strength Proppant)
≥ 1200 psi	-	HSB(height Strength Bauxite)

I.5 Les étapes de la fracturation hydraulique :

L'équipement utilisé aux fins de la fracturation hydraulique est alors installé à la surface et relié au puits de forage en vue de procéder au traitement par fracturation. Ce procédé se décompose en quatre étapes :

- **Étape 1** : Exercice d'une pression sur la roche-réservoir à l'aide d'un fluide, dans le but d'engendrer la création d'une fracture.
- **Étape 2** : Accroissement de la taille de la fracture ainsi créée par pompage continu de fluides dans une ou plusieurs fractures.
- **Étape 3** : Pompage d'agents de soutènement dans la fracture sous forme de boue mélangée au fluide de fracturation.

- **Étape 4 :** Arrêt du pompage et refoulement des fluides de fracturation dans le puits afin de permettre leur récupération, tout en laissant l'agent de soutènement en place dans le réservoir [5].

I.6 Notions sur la mécanique des roches :

Les propriétés mécaniques des roches, ainsi que l'état complet des contraintes régnant à l'intérieur doivent être déterminées pour l'évaluation de ces variables principales.

I.6.1. Les contraintes :

D'une façon générale, les formations sont soumises à différentes contraintes, qui s'associent entre elles pour maintenir ces roches en état de compression. La contrainte σ est définie comme étant la force appliquée par unité de surface :

$$\sigma = \frac{F}{A} \dots\dots\dots (I.2) [6].$$

Avec :

- σ : Contrainte (psi).
- F : Force normal .
- A : Surface .

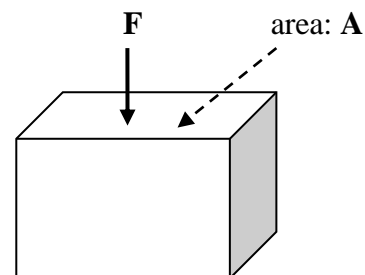


Figure I.2 Détermination de la contrainte (stress) [6].

Les roches à grande profondeur sont soumises à des contraintes élevées. Les contraintes dans chaque direction sont normalement différentes car elles proviennent de sources différentes. Dans un système de contrainte, les contraintes principales sont espacées de 90 degrés, ou mutuellement perpendiculaires.

Généralement si nous considérons que la contrainte verticale (ν) sera une contrainte principale. Nous pouvons compléter l'état de contrainte avec 2 contraintes horizontales distantes de 90 degrés (et les deux à 90 degrés de la verticale).

Ces contraintes sont liées entre elles par la relation suivante :

$$\sigma_i = \sum_i - \alpha p \quad ; \quad (i = 1, 2, 3) \dots\dots\dots (I.3) [6].$$

$$\alpha = 1 - \frac{cm}{cb} \quad \dots\dots\dots (I.4) [6].$$

où:

- les contraintes principales « totale » \sum_i ; Avec :
 \sum_1 contrainte verticale (poids des sédiments ,autres effets).
 \sum_2 et \sum_3 contraintes horizontales (influence de tectonique).
- Les contrainte « effective » σ_i .(psi)
- p : pression de pore(psi).
- α : constante de BIOT ($0 \leq \alpha \leq 1$) , $\alpha \approx 1$.
- cm : Compressibilité de la matrice.
- cb : Compressibilité de la roche poreuse .

les contraintes in situ peuvent être représentées comme indiqué ci-dessous (Figure I.3).

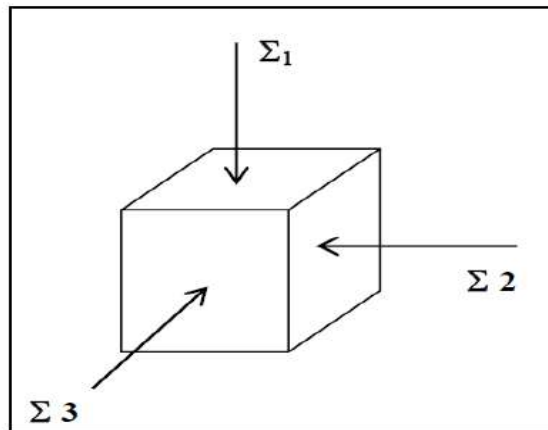


Figure. I.3 Contraintes exercées sur la roche [4].

I.6.2 Propriétés mécaniques des roches :

Les roches sont caractérisées par :

- Le module de Young (E).
- Le coefficient de poisson (ν).
- Le module de cisaillement (G) [8].

I.6.2.1 Module de Young (E):

La rigidité d'un matériau est appelée module de Young noté (E), il 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 [4].

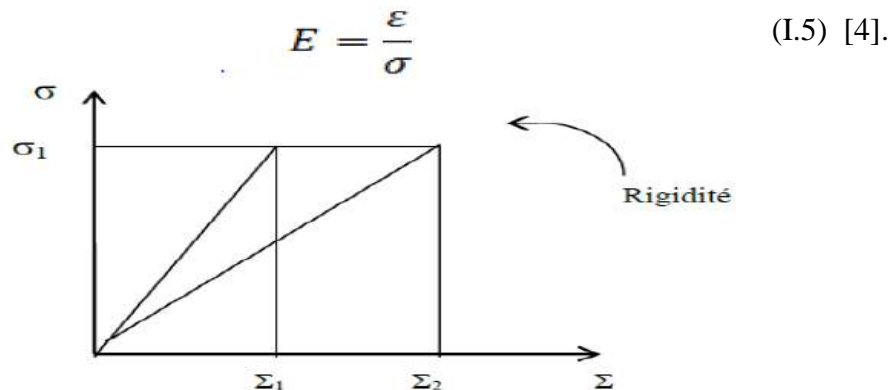


Figure 1.4: Rigidité d'un matériau [4].

I.6.2.2 Coefficient de poisson (ν) :

Coefficient sans dimension, défini comme étant le rapport entre la variation de la dimension latérale (changement de diamètre) et la variation de la dimension axiale ou longitudinale (changement de longueur), lorsque l'échantillon est soumis à une compression. Il varie pour les roches dans les limites 0.1 à 0.45. [4]

Le coefficient de Poisson est donné par la relation :

$$\nu = -\frac{\epsilon_2}{\epsilon_1} \dots\dots (I.6) [4].$$

Avec:

La déformation axiale :

$$\epsilon_1 = \frac{L_1 - L_2}{L_1} \dots\dots (I.7) [4].$$

La déformation latérale (diamétrale):

$$\epsilon_2 = \frac{D_1 - D_2}{D_1} \dots\dots (I.8) [4].$$

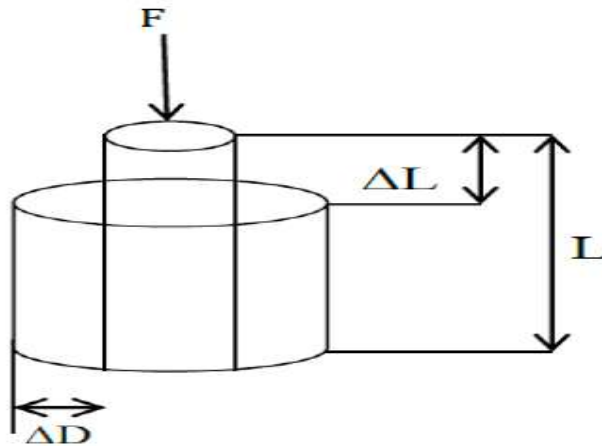


Figure I.5 Déformation sous l'essai uni axial [4].

I.6.2.3 Module de cisaillement (G) :

Le module de cisaillement est similaire au module de Young, sauf qu'il fait référence au matériau en cisaillement plutôt qu'en compression ou en tension. En cisaillement, plutôt qu'en compression ou en tension. Il définit la quantité d'énergie nécessaire pour déformer élastiquement un matériau en cisaillement [20].

En référence à (Figure III.6), la contrainte de cisaillement τ est donnée par :

Est déterminé d'après la formule suivante :

$$\tau [psi] = \frac{F}{A} \dots\dots (I.9) [20].$$

Où A est l'aire du bloc de matériau parallèle à la ligne d'action de la force F , (c'est le plan le long duquel agit la contrainte de cisaillement) et est égale $a \times b$.

La déformation de cisaillement est définie comme suit :

$$\gamma = \frac{\Delta\chi}{l} = \tan \theta \dots\dots (I.10) [20].$$

Par conséquent, le module de cisaillement G , est égal à la contrainte de cisaillement divisée par la déformation de cisaillement :

$$G = \frac{\text{shear stress}}{\text{shear strain}} = \frac{F}{A} / \frac{\Delta\chi}{l} = \frac{\tau}{\tan\theta} \dots\dots (I.11) [20].$$

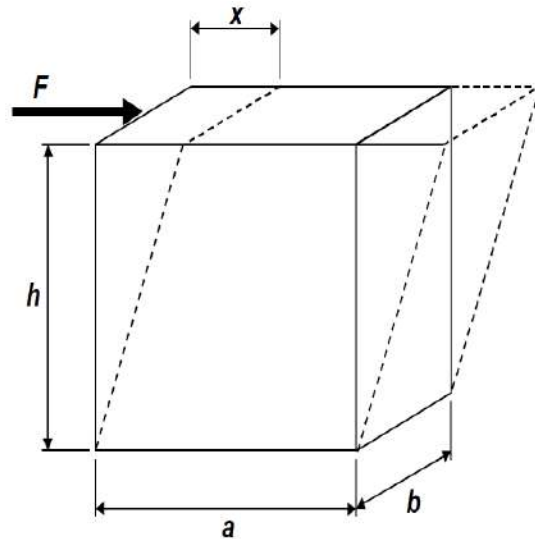


Figure III.6 : Le module de cisaillement créé par la force F [20].

La déformation de cisaillement est définie comme suit :

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad \dots\dots (I.12) \quad [4].$$

Avec :

E : Module de Young.

ν : Coefficient de Poisson.

I.7 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.

➤ Longueur de la fracture ($2X_f$) :

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.

➤ Epaisseur de la fracture (W_f) :

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

➤ 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 [1].

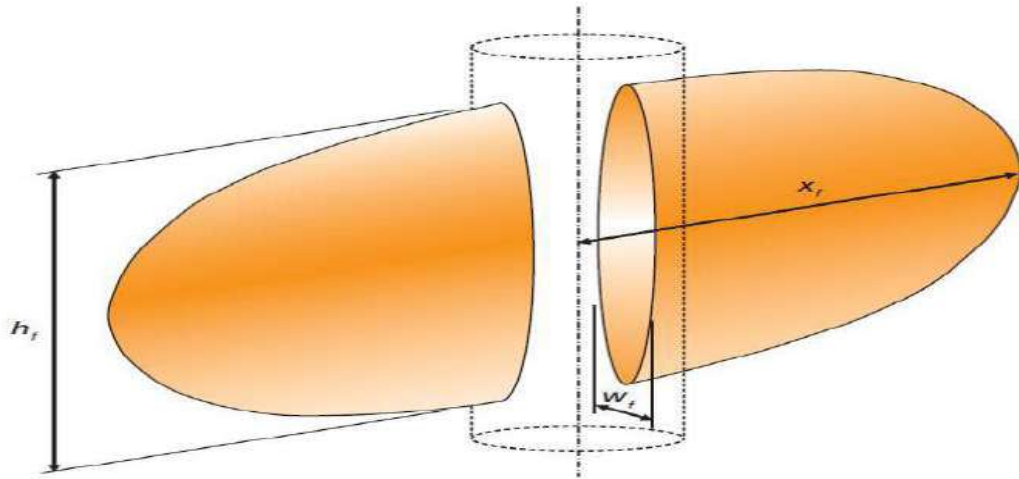


Figure I.7 : Géométrie de la fracture [1].

I.8 Conclusion:

Comme nous pouvons remarquer le but de la fracturation est de créer un canal à haute perméabilité dans le réservoir afin d'augmenter l'injectivité ou la productivité donc la récupération, par conséquent une bonne participation à la production globale. Cependant les avantages sont considérables par comparaison aux inconvénients, on peut souligner ceux-ci, l'augmentation de temps de récupération grâce à l'amélioration de l'indice de productivité, la modification des certaines propriétés pétro physiques de la roche.

Chapitre II
TECHNIQUE DE FRACTURATION
MULTI-ETAGES

II. Introduction:

la fracturation hydraulique de zones multiples dans de nouveaux puits de forage, était coûteuse en temps et en conséquence. Avec les nouvelles technologies d'isolation, les entreprises de services fracturent les puits horizontaux en de nombreuses étapes distinctes plutôt qu'en une seule fois. En plaçant des éléments gonflables, mécaniquement à des endroits précis dans un trou de forage, il est relativement courant de restreindre l'écoulement du fluide à cette zone isolée du trou de forage et de s'accumuler en surface. Si la fracturation hydraulique dans une zone est terminée, cette dernière est isolé de la prochaine zone cible en amont et cette zone, la zone suivante est fracturée hydrauliquement, et ainsi de suite [9].

II.1. Technique «Multi-stage Fracturing » des puits horizontaux :

Durant ces dernières années, nous avons constaté l'augmentation du nombre des puits horizontaux, cela est du à la production importante que produise le puits horizontal mais malheureusement ne se maintient pas à long terme, Ces problèmes d'exploitation nous mène à chercher des solutions qui s'adaptent et qui repoudrent tous ces problèmes.

En 2008 une nouvelle technique celle de « Multi-stage Fracturing » a été introduite dans le champ de HMD , afin de contrôler les venues d'eau ou de gaz, maintenir la stabilité des parois de trou et stimulé la zone désirée.

Cette technique basée sur la descente d'une complétion spéciale pour la stimulation des puits horizontaux en open hole soit pour les réservoirs carbonaté ou gréseux, elle est équipée des Packers gonflable (puits horizontaux en open hole) ou ancrable (puits verticaux en LCP) avec des sleeves placés aux niveaux des zones d'intérêt qui s'ouvrent avec des balles de différents diamètres ou bien par shifting tools.

Les packers fournissent d'excellente étanchéité et performance d'isolement à des pressions différentielles jusqu'à 10000 Psi, et à des températures de fond de 380 °F, dans une variété de fluides, y compris, huile, gaz, condensat, H2S et CO2 [10].

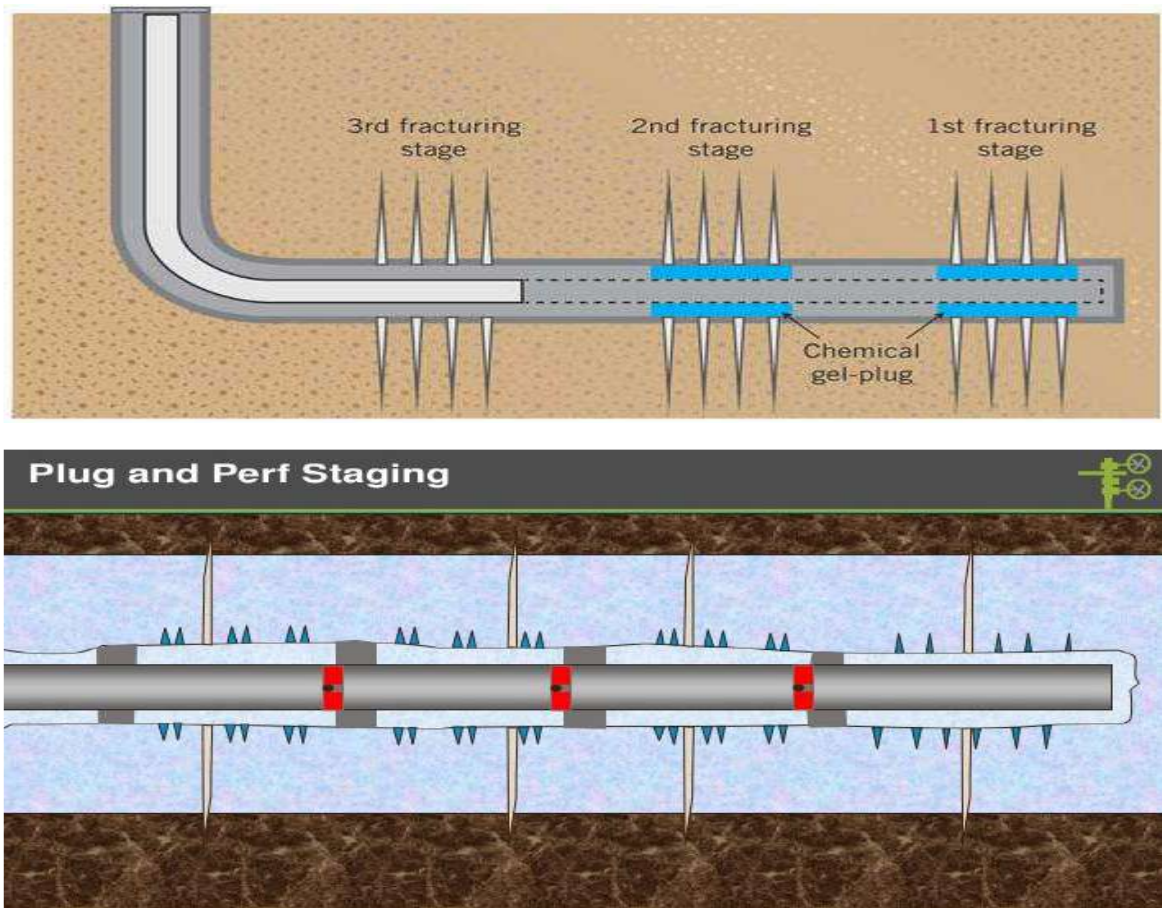


Figure II.1: plug and perf staging [5].

II.2. Déroulement d'une fracturation hydraulique type Multi-stage :

Le déroulement d'un traitement de fracturation hydraulique est comme suit :

II.2.1. Test d'injectivité :

Il consiste à injecter un fluide tel que ; l'eau traitée, la saumure ou le brut en régime de fracturation en vue de :

- Vérifier si la formation absorbe le fluide (d'où le nom du Test d'injectivité).
- Déterminer le gradient de fracturation.

Ce test se déroule en deux étapes :

- Test à débit constant :

Le test consiste à pomper du fluide (eau à 2% KCl) à débit constant jusqu'à la rupture, le débit est maintenu constant durant un temps déterminé, afin de permettre à la fracture de se propager. Le pompage est arrêté pour enregistrer la chute de pression (Fall off). Au cours du pompage [3].

II.2.2. Essais Mini frac (Data Frac, Shadow Frac) :

Créer une fracture non soutenue pendant un temps suffisant de manière à déterminer :

- ❖ La pression de fermeture
- ❖ Le coefficient de filtration
- ❖ L'efficacité du fluide
- ❖ La géométrie de la fracture
- ❖ Les pertes de charges

Tous ces paramètres permettent d'établir le programme de fracturation, c'est-à-dire déterminé :

- ❖ Les rampes de pompages de billes (agents de soutènement)
- ❖ Le débit et le volume du fluide injecté [3].

Le Shadow frac inclut trois tests :

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

II.2.2.1. Step rate test :

Ce test est utilisé pour déterminer la pression d'extension de la fracture (FPP). Il consiste d'abord à injecter à faible débit le fluide de base (eau traitée), puis à augmenter progressivement ce débit par incrément, et le maintenir pendant un temps suffisant jusqu'à la stabilisation de la pression (5 à 10 min). Tout cela doit être accompagné d'un enregistrement continu de la pression. On trace après la courbe de pression P en fonction de Q, en rapportant les valeurs maximales atteintes pendant chaque incrément de débit. Ceci permet de dessiner deux courbes et l'intersection entre eux nous donne la pression d'extension de la fracture après la projection sur l'échelle de pression. . (voir l'annexe A , Figures :A.1 , A.2)).

II.2.2.2. Pump in et Flow back test:

C'est un test qui est utilisé pour déterminer la pression de fermeture de la fracture (FCP); il est divisé en deux étapes :

- Pump in.
- Flow back.

Pump in : consiste à continuer l'injection de fluide de frac avec le débit du dernier Incrément du step rate test, et le maintenir pendant un temps suffisant pour injecter un certain volume compris entre 50 à 150 bbl, puis cette étape s'achève avec la fermeture de puits.

Flow back : consiste à ouvrir le by-pass et à laisser le fluide injecté de sortir du puits à un faible et constant débit. Puis on arrête la purge, et on détermine la pression de fermeture.(voir l'annexe A , Figure : A.3) .

II.2.2.3. Test de déclin de pression :

Ce test consiste à créer une mini-fracture dans la formation avec le même fluide que celui proposé pour le traitement principal. Il se divise en deux étapes :

- Étape mini frac, qui permet de déterminer le modèle de propagation.
- Étape fall-off ou chute de pression après mini frac, qui permet de déterminer :
 - L'efficacité du fluide de traitement .
 - La filtration du fluide .
 - La géométrie de la fracture (largeur, longueur et épaisseur).

Ce test consiste en premier lieu à injecter le fluide dans la formation avec le débit du traitement principal proposé, et le maintenir jusqu'à pomper 10 à 15% du volume total proposé pour le traitement en question. Puis à arrêter l'injection et fermer le puits pour entrer dans la seconde phase qui est le fall-off, en laissant la pression au fond chuter. (voir l'annexe A , Figure : A.4) [3].

II.2.3. Le traitement principal :

Il se divise en trois étapes :

II.2.3.1. Injection d'un Pad : Le Pad c'est un fluide de fracturation généralement du gel réticulé très visqueux non chargé en agent de soutènement, injecté en tête dont le but est d'amorcer et développer une fracture en lui donnant une largeur telle qu'elle permette le passage des billes.

II.2.3.2. Injection du slurry : Le slurry est un mélange de gel réticulé et l'agent de soutènement (proppant) avec des additifs (breakers et retardateurs), ce mélange est utilisé pour maintenir la fracture.

II.2.3.3. Chasse du slurry : La chasse du slurry restant dans le tubing avec un gel linéaire facile à dégorger [3].

II.2.4. Dégorgement de puits après le traitement :

La durée de fermeture de puits après la fin du traitement varie suivant les opérateurs :

- ✓ Certains recommandent de dégorger le puits 24h après la fin de traitement .
- ✓ D'autres après 8h.

Le moment de dégorgement est déterminé par l'évolution de la pression en tête de puits après Le traitement. L'ouverture de puits se fait lorsque la pression est stable [3].

II.3. Analyse d'une fracturation hydraulique :

Après l'exécution du traitement, il faut toujours évaluer et analyser les résultats, afin de définir le design optimal pour l'exécution du traitement principale [3].

Les méthodes les plus appliquées sont les suivantes :

II.3.1. Analyse du déclin de pression :

Après l'analyse de la courbe enregistrée lors du MiniFrac (Figure II.1), nous pouvons obtenir les paramètres suivants :

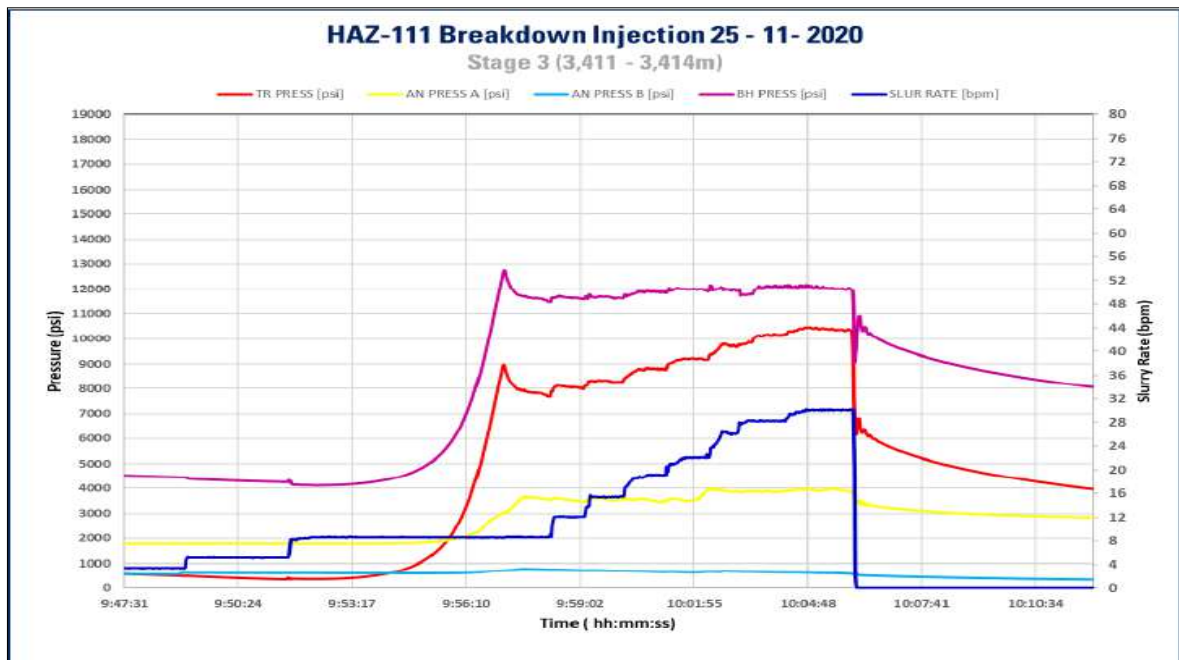


Figure II.2. Test d'injectivité et MiniFrac pour le puits HAZ111 [11].

- **Break down Pressure** : c'est la pression requise pour initier la fracture, donc, il faut qu'elle dépasse la contrainte minimale du trou.
- **Pression de propagation** : c'est la pression nécessaire pour que la fracture se propage.
- **Pression de fermeture** : c'est la pression nécessaire pour maintenir la fracture ouverte. Elle est presque égale à la contrainte horizontale minimale.
- **L'efficacité du fluide** : le volume de la fracture divisé par le volume total pompé. On peut la déterminer par la méthode de Fonction G de Nolte.
- **Coefficient de filtration** : nous pouvons le calculer par une simple relation :

$$\text{volume total pompé}(\%) = \text{Coefficient de filtration}(\%) + \text{Efficacité du fluide}(\%) \quad [3].$$

II.3.2. Analyse de Nolte et Smith :

Cette méthode analyse la réponse attendue de la pression de formation au cours de la propagation de la fracture.

Nolte et Smith ont établi par la suite une courbe de pression en fonction du temps sur un graphique Log-Log, leurs résultats d'analyse sont représentés dans le tableau associé à la figure suivante [3] :

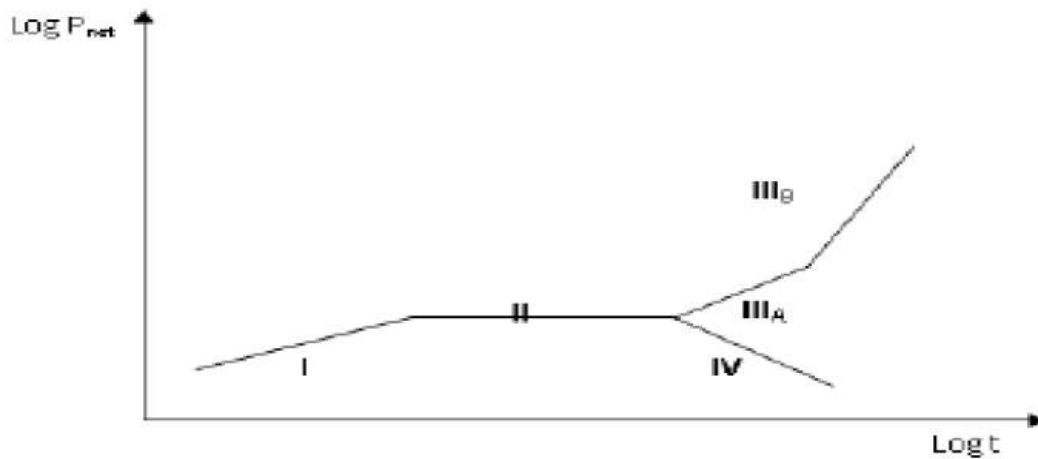


Figure II.3. Pression de propagation en fonction du temps [3].

Tableau II.1. Résultats d'analyse de la courbe de la figure II.2 [3].

Indice de ligne	Pente approximative	Interprétation
I	1/8 à 1/4	La fracture s'étend en longueur et légèrement en hauteur
II	0	L'augmentation est régulée par une augmentation de hauteur dans les barrières ou par ouvertures de fissure naturelles.
III _A	1	Restriction de l'extension et augmentation de largeur (W)
III _B	2	Restriction de l'extension (sur un seul coté actifs)
IV	Négatif	Augmentation de la hauteur dans une autre zone de faible contrainte.(risque de screen out)

II.4 Conclusion:

La technique de fracturation Multi stage pour les puits horizontaux est très compliquée. les résultats de cette opération ne sont pas garantis, en effet, pour avoir une bonne performance de l'opération, Il est important de donner le temps nécessaire pour l'établissement d'un design de fracturation hydraulique, afin d'envisager toutes les variantes possibles, et pour minimiser le pourcentage d'échec, sachant que mondialement le taux de réussite n'est pas élevé.

Chapitre III

***PRESENTATION DE LA ZONE
D'ETUDE
(CHAMP QUARTZITE EL HAMRA)
(REGION DE RHOURE NOUSS)***

III Introduction:

➤ SITUATION GEOGRAPHIQUE :

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 fonds de Tin-Fouyé Tabenkourt au SE, et le haut de Maouar à l'Est [12].

III.1 Stratigraphie :

La série stratigraphique de la région de Rhourde Nouss est composée des ensembles suivants :

- Le Paléozoïque qui est incomplet, reposant sur un socle de nature granitique et /ou métamorphique.
- Le Mésozoïque.
- Le Cénozoïque.

III.1.1 Le socle :

Il est représenté par un complexe granitique et /ou métamorphique plissé et faillé.

Il est très peu connu, en raison du nombre limité de puits qui l'ont atteint.

III.1.2 Le Paléozoïque :

Les premiers dépôts paléozoïques sous la discordance hercynienne sont datés Silurien, ils sont constitués d'un ensemble Argilo-gréseux. Le Dévonien et le Carbonifère sont eux érodés. En revanche, on marque la présence de toutes les séries de l'Ordovicien et du Silurien, où l'épaisseur maximale est estimée 4000 mètres, notamment dans le sillon de Marfag qui se situe dans la partie ouest de la région.

III.1.3 Le Cambrien :

Il est représenté par les grés de Hassi Leïla, constitué dans sa partie basale par des grés quartzitiques fins à grossiers mal classés et dans sa partie sommitale par des quartzites fins. L'épaisseur moyenne est estimée à 104 m.

III.1.4 L'Ordovicien :

C'est un terme très complexe, constitué par des alternances de grès 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 :

- **Grès de Méribel** : Son épaisseur est de 180 m.
- **Argiles d'El Gassi** : Une épaisseur de 268 m.
- **Grès d'El Atchane** : Epais de 56 m.
- **Quartzites de Hamra** : Epais en moyenne de 80 à 232 m.
- **Grès d'Ouargla** : Son épaisseur varie de 91 à 100 m.
- **Argiles d'Azzel** : Son épaisseur est estimée entre 64 et 117 m.
- **Grès d'Oued Saret** : une épaisseur moyenne variant de 103 à 137 m.
- **Les Argiles Micro-Conglomératiques** : une épaisseur variant de 66 à 119 m.
- **Dalle M'Kratta** : une épaisseur variant de 6 à 10 m.

III.1.5 Le Silurien :

Constitué par deux séries : une épaisse série argileuse à la base, surmontée par une autre qui comprend un ensemble argilo-gréseux.

- **Silurien Argileux** : Une épaisseur variant de 232 à 341 m. Il est constitué d'une série d'argiles noires micacées très riches en faunes (Brachiopodes, Gastéropodes et Graptolites).
- **Silurien Argilo-gréseux** : Il représente le réservoir F6, qui comporte six unités.

III.1.6 Le Dévonien :

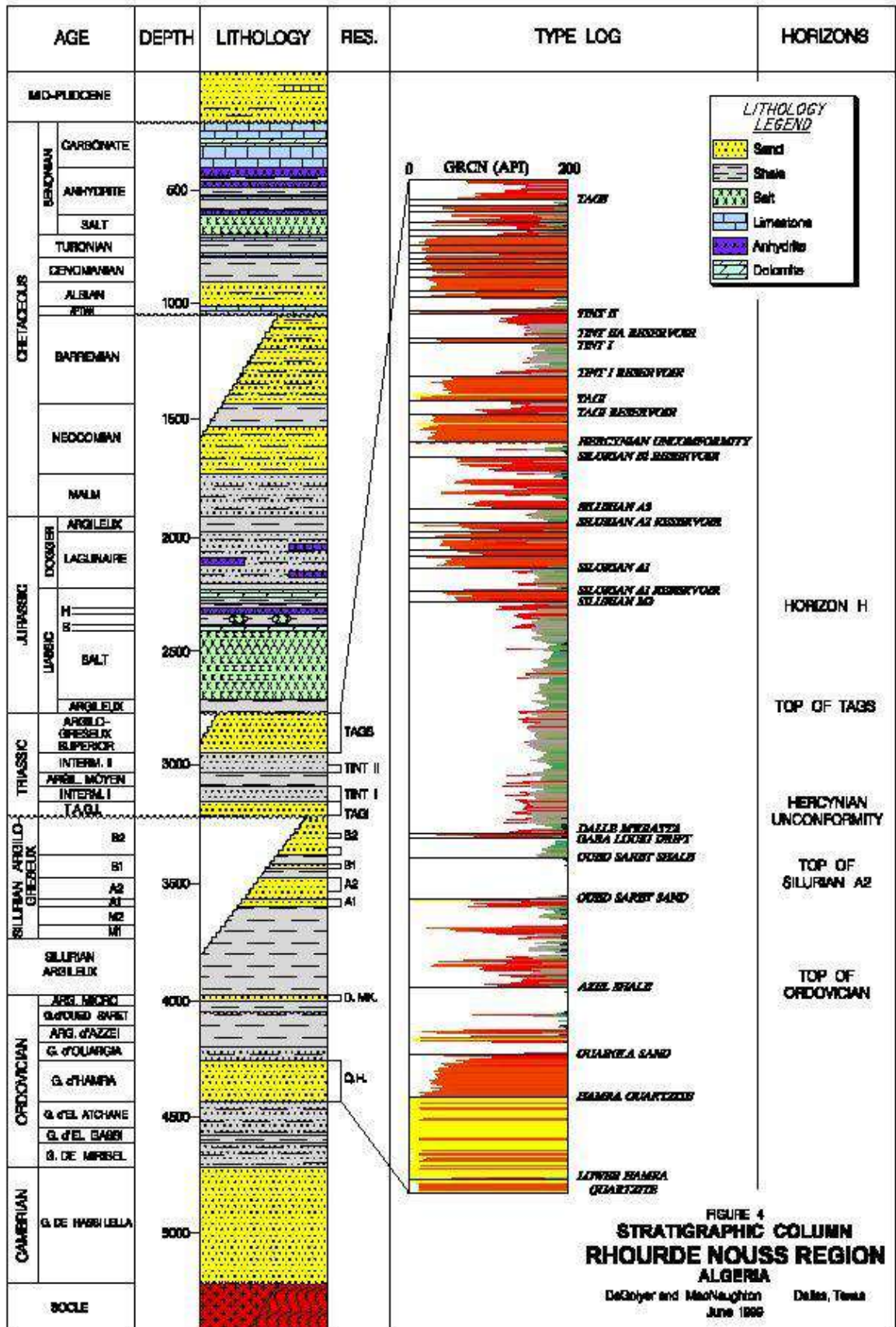
Le Dévonien quant à lui est totalement érodé.

III.1.7 Le Carbonifère :

A l'instar du Dévonien, l'érosion a affectée entièrement le Carbonifère.

III.1.8 Le permien :

Il est eu de même pour le Permien, l'érosion semble avoir touchée l'intégralité du Paléozoïque supérieur [13].



. Figure III.1: Colonne stratigraphique type de la région Rhourde Nous [13].

III.1.9 Le Mésozoïque :

Il est représenté par le trias, le jurassique et le crétacé avec une épaisseur totale de 2621m.

III.1.10 Le Cénozoïque :

Il est représenté par le Moï-Pliocène, qui a une épaisseur de 150 à 370m. Les autres termes du Paléocène, de l'Eocène et de l'Oligocène ont été érodés ou non déposés suite à la phase Atlasique [13].

III.2 Les principaux réservoirs de champ de Rhourde Nous :

Dans la région de Rhourde Nous on distingue deux réservoirs importants à savoirs (Figure I.5):

- Le Trias argilo-gréseux supérieur (TAGS) qui est constitué d'un intervalle argileux (Lias argileux) et d'un ensemble salifère (Lias Salifère).
- On trouve d'autres réservoirs secondaires qui sont superposés et regroupés sous le nom de réservoirs Infra-TAGS (partie inférieure), ces réservoirs sont constitués d'un Trias argilo-gréseux inférieur et du Silurien argilo-gréseux, ce dernier est couvert par les unités (B₂, B₁, A₁ et A₂). Généralement B₂ et B₁ sont érodés d'Ouest en Est sous la discordance Hercynienne.
- Un réservoir profond qui est d'âge Ordovicien est constitué principalement par les Quartzites de Hamra qui sont situées entre deux formations argileuses marines d'extension régionale :
 - les argiles d'El Gassi, d'âge Ordovicien inférieur, et les Argiles d'Azzel, d'âge Ordovicien moyen.
 - Les Grès d'El Atchane et les Grès de Ouargla sont intercalés entre ces deux formations argileuses et marquent un passage progressif vers les quartzites de Hamra [13].

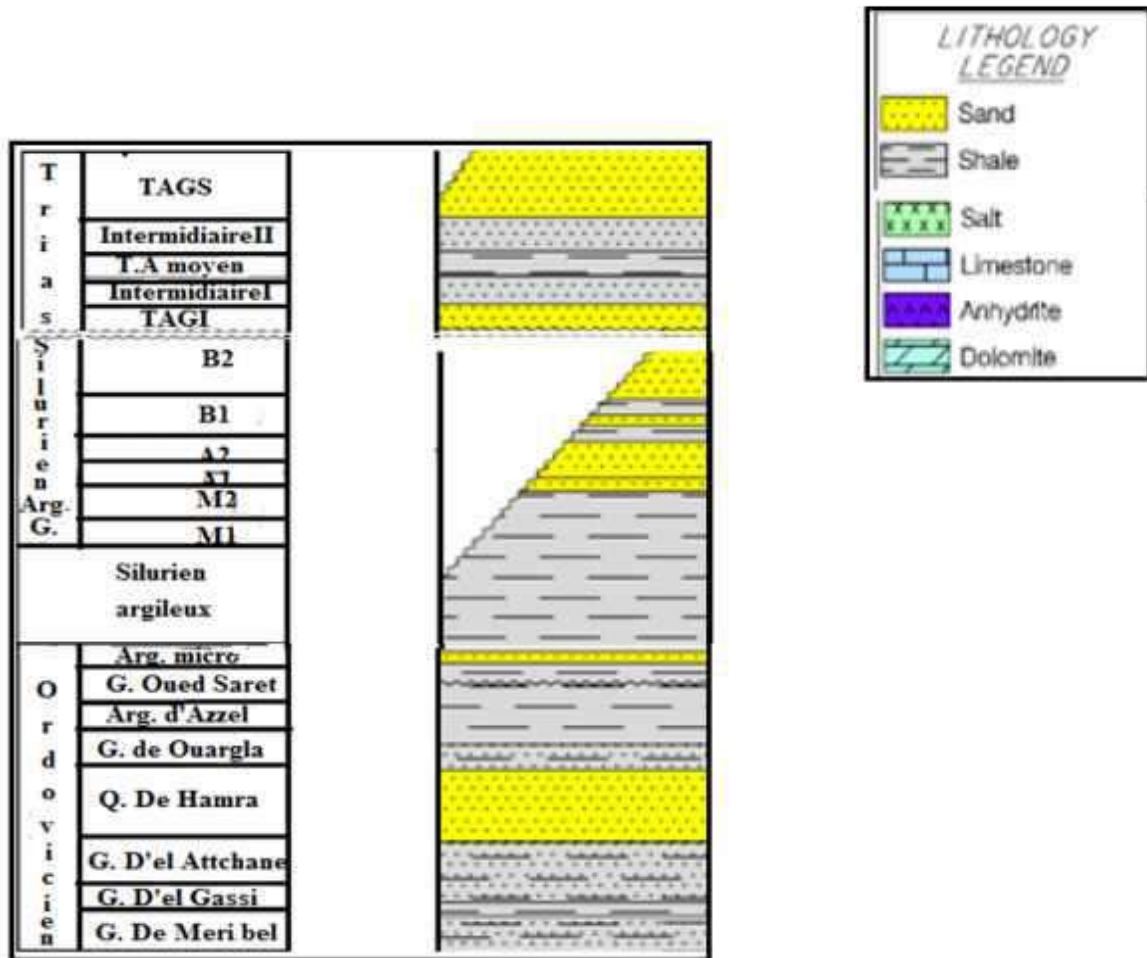


Figure III.2: Colonne stratigraphique des formations réservoirs [13].

Tableau III.1: Les principaux réservoirs de gisement de Rhourde Nouss [13].

Réservoir	Composition	Caractéristiques Pétro-physiques	Epaisseur	Nature d'effluent	Remarque
TAGS	Grés propre moyens à grossiers à stratifications obliques.	La porosité moyenne entre 15% et 20%. une bonne perméabilité.	Varie de 100 à 200 m.	Gaz avec un anneau d'huile.	Bonne caractéristiques pétro-physique et une bonne continuité latérale de ce dépôt.
TAGI	Grés fins à très fins à ciment argileux et d'argiles silteuses.	La porosité moyenne entre 8,4 et . la perméabilité est rarement supérieure à 10 md	La hauteur utile varie entre 10 à 35 m.	Gaz riche en condensat.	Caractéristiques pétro-physiques moyenne à bonne, une grande continuité latérale de ce dépôt.

III.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 [14].

III.4 Aspect pétrolier :

Le système pétrolier principal est admis comme étant lié à l'association des roches mères du Silurien basal, des pièges de forte amplitude générés par les mouvements dits autrichiens, des réservoirs du Trias et du Silurien Argilo-Gréseux et de l'excellente couverture de l'ensemble, constituée par les évaporites du Lias. Les pièges sont supposés avoir été mis en charge par des migrations latérales à longue distance provenant de l'Ouest et du Nord et possiblement, verticalement à travers les failles. Un système pétrolier secondaire est associé au réservoir profond des Quartzites de Hamra.

Les hydrocarbures reconnus sont :

- De l'huile et du gaz à condensât dans le TAGS et l'infra-TAGS de Rhourde Nouss Centre.
- Du gaz à condensât dans le TAGS et l'infra-TAGS de Rhourde Adra.
- De l'huile et du gaz à condensât dans le TAGS de Rhourde Nouss Sud-Est et Rhourde Nouss Sud-Ouest.
- De l'huile dans l'infra-TAGS de Rhourde Nouss Sud Est (Trias et Silurien A).
- Du gaz à condensât et un peu d'huile dans les Quartzites de Hamra de Rhourde Nouss Centre, Rhourde Nouss Sud Est et Sud-Ouest, de Rhourde Adra et de Meksem [13].

III.5 Etat des réserves :

Les tableaux suivants représentent l'état des réserves :

Tableau III.2: Gaz (milliards de mètres cube) [15].

CHAMPS	RESERVOIR	VOLUMES INITIAUX EN PLACE PROUVEES	RESERVES RECUPERABLE	PRODUCTION CUMULEE	REINJECTION CUMULEE	Pourcentage récupéré
RHOURDE NOUSS	T.A.G.S	238,39	172,65	317,93	236,626	47,09 %
RHOURDE ADRA		51	25	52,23	40,145	48,38%
RHOURDE HAMRA		26,97	15,82	11,83	1,552	64,97%
RHOURDE CHOUFF		13,91	12,26	8,79		71,7%
DRAA ALLAL		1,13	0,69	0		0,00%
SOUS TOTAL		331,4	226,42	390,78	278,323	49,67%
RHOURDE NOUSS	INFRA - TAGS	31,21	21,69	19,58		90,27%
RHOURDE HAMRA		9,56	5,26	1,52		28,9%
RHOURDE HAMRA SUD EST		5	2,9	0		0,00%
RHOURDE ADRA EST		1,1	0,55	0,001		0,18%
SOUS TOTAL		46,87	30,4	21,101		69,41%
QUARTZ HAMRA	QUARTZ HAMRA	146,76	75,27	6,499		8,63%
TOTAL REGION		525,03	332,09	418,38	278,323	42,17%

Tableau III.3: Condensat (millions de tonnes) [15].

CHAMPS	RESERVOIR	VOLUMES INITIAUX EN PLACE PROUVEES	RESERVES RECUPERABLE	PRODUCTION CUMULEE	Pourcentage récupéré
RHOURDE NOUSS	T.A.G.S	39,59	36,88	26,74	72,50 %
RHOURDE ADRA		16,26	9	6,86	76,20%
RHOURDE HAMRA		6,76	3,36	1,98	58,94%
RHOURDE CHOUFF		1,59	1,31	0,91	69,76%
DRAA ALLAL		0,09	0,04	0,00	0,00%
SOUS TOTAL		64,29	50,59	36,49	72,13%
RHOURDE NOUSS	INFRA- TAGS	4,88	2,94	2,5324	86,14%
RHOURDE HAMRA		2,03	0,84	0,1153	13,73%
RHOURDE HAMRA SUD EST		0,95	0,44	0	0,00%
RHOURDE ADRA EST		0,71	0,39	0,00004	0,01%
SOUS TOTAL		8,57	4,61	2,65	57,43%
QUARTZ HAMRA	QUARTZ HAMRA	37,13	14,86	0,83	5,59%
TOTAL REGION		110	70,06	39,97	57,05%

Chapitre IV

ETUDE DE CAS

Puits HAZ111

IV. Introduction :

La chute de production enregistrée ces dernières années dans certains puits horizontaux, nécessite un programme d'intervention efficace basé sur des études et des analyses détaillées de la situation actuelle. Parmi les solutions proposées par les services d'engineerings et d'opérations; la stimulation par fracturation hydraulique.

L'étude de cas de puits candidat pour l'opération fracturation sélective par la méthode plug et perforation est basée sur plusieurs critères et méthodes d'évaluation tel que l'opération DTS (*Distributed Temperature Sensing*) ainsi les sweet spot .ces dernier opération aidé sur l'existence de fluide toute en faire une matching avec l'imagerie afin de modéliser les zones à perforer et fracturer.

IV.1 Interprétation du test DST du puits « HAZ111» :

Le but de cette étude est de déterminer les caractéristiques dynamiques à savoir la pression initiale du réservoir, la conductivité $K h$, Skin, modèle du réservoir et les limites du réservoir [16].

IV.1.1 Choix de puits :

Le puits HAZ111 est un puits de développement dévié dans les réservoirs ordoviciens (les Grès d'Ouargla et les Quartzites de Hamra), il a été foré le 23/06/2018 «Profondeur de 4000m», pour objectif principal, d'atteindre la couche de QH. Ce puits sera exploité comme producteur de gaz à condensat, sa position est indiquée sur la (figure IV.1)

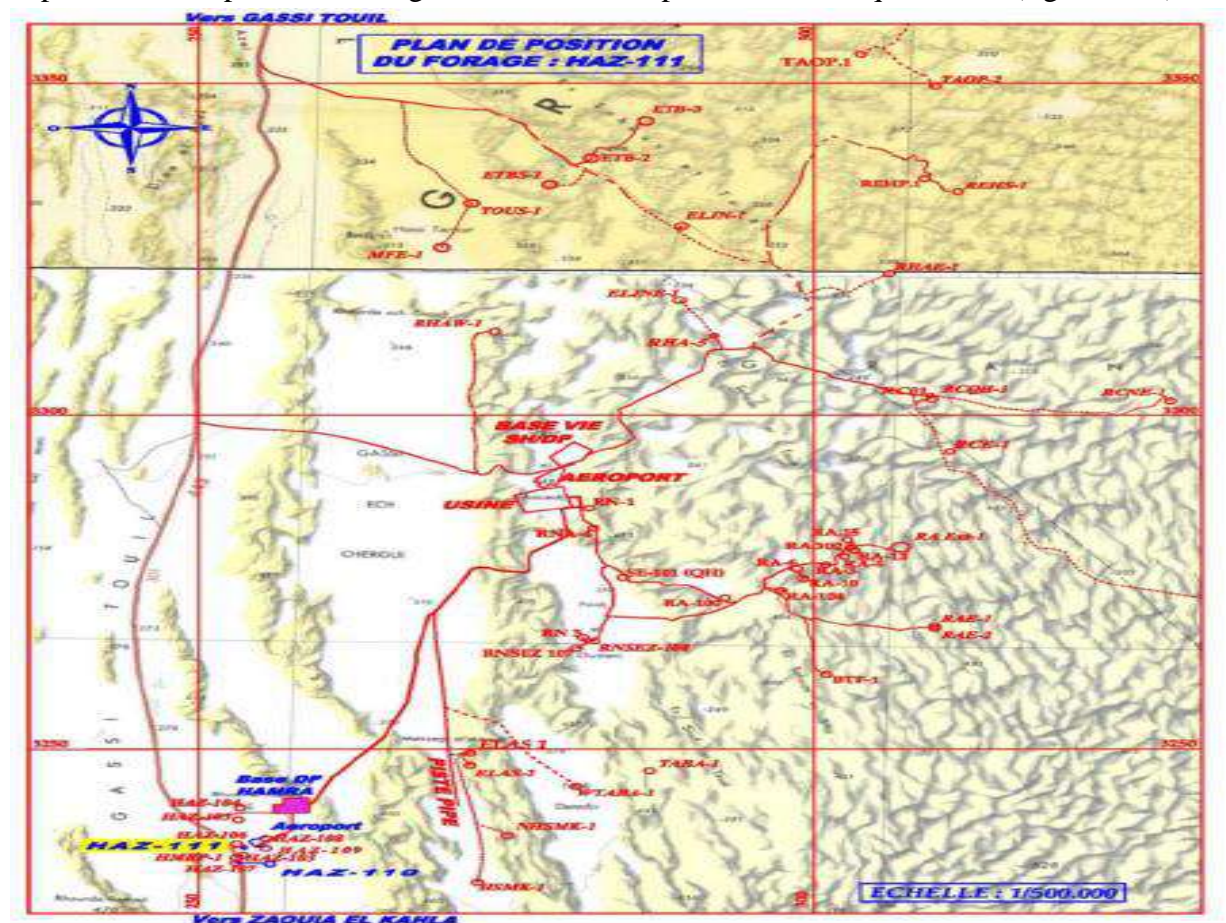


Figure IV.1 Position du puits HAZ111 [17].

IV.1.2 Données de test sur séparateur :

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

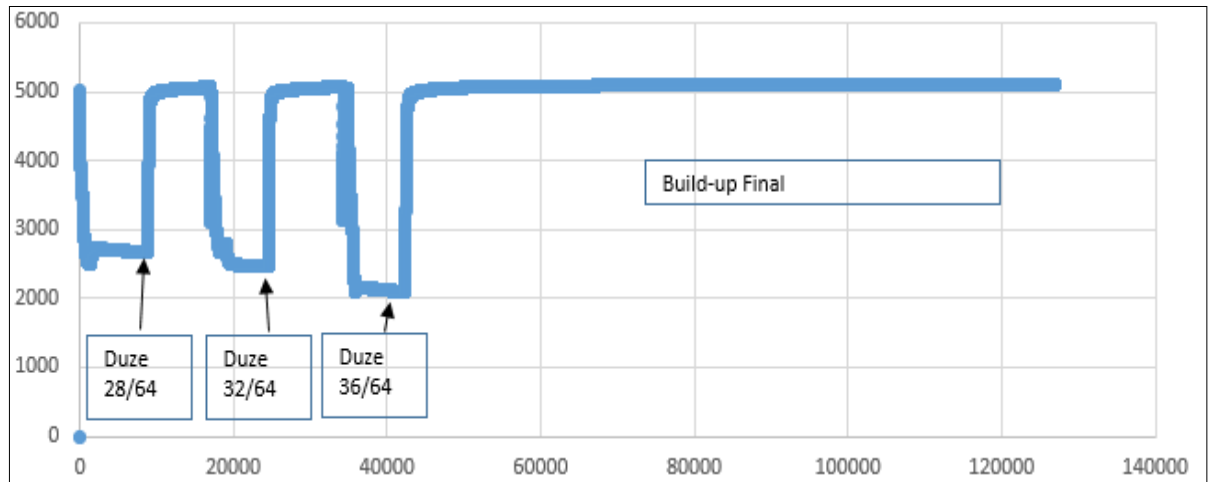


Figure IV.2 Séquences d'ouverture et de fermeture DST-HAZ111 [16].

Tableau IV.1 : Représentatif des performances sur duse [16].

Date	09/07/2018	10/07/2018	11/07/2018
Duse (°)	28/64	32/64	36/64
P_{tete} (psi)	1800	1650	1500
P_{FD} (psi) @ 3114.39	2678	2459	2100,6
Q_{Gaz} (m ³ /j)	160296	171209	175889
Q_{Cond} (m ³ /j)	61,905	64,545	68,485
Rich (g/m ³)	299,43	294,08	303,22
Q_{Eau} (l/h)	0	0	0

- 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 6% tandis la compressibilité de la roche est par défaut.

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

L'interprétation est accomplie avec le logiciel SAPHIR (est un outil d'interprétation de Well Test) et présentée sous forme d'une courbe (Figure IV.2) et de tableau récapitulatif (Tableau IV.1) [16].

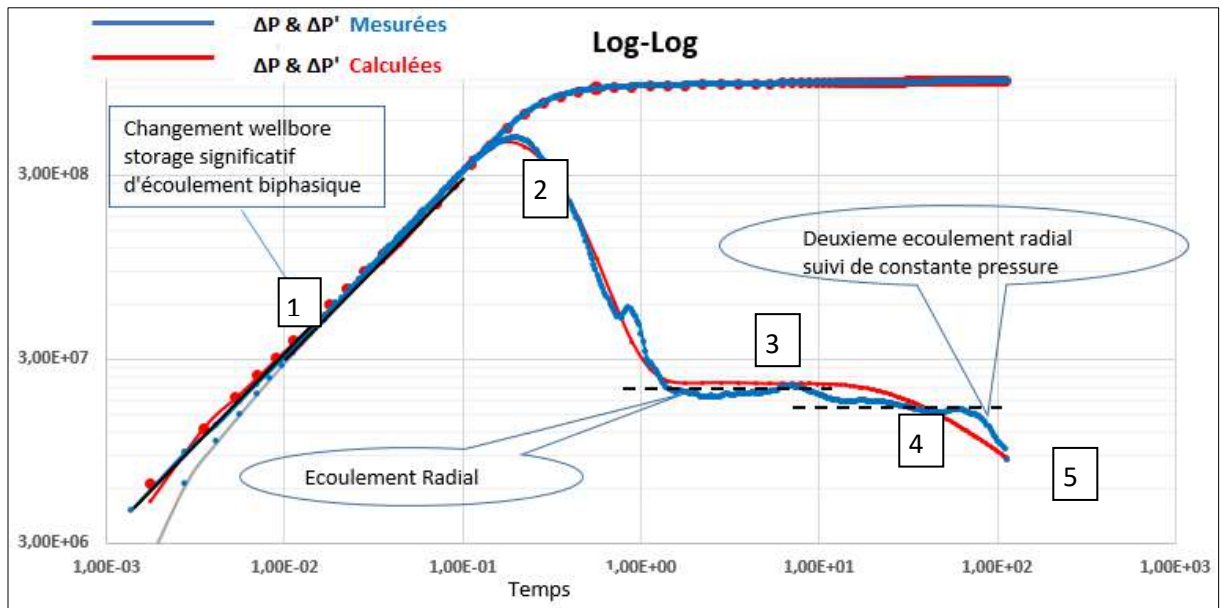


Figure IV.3: (Log-Log) représentative de la dérivative en fonction du temps [16].

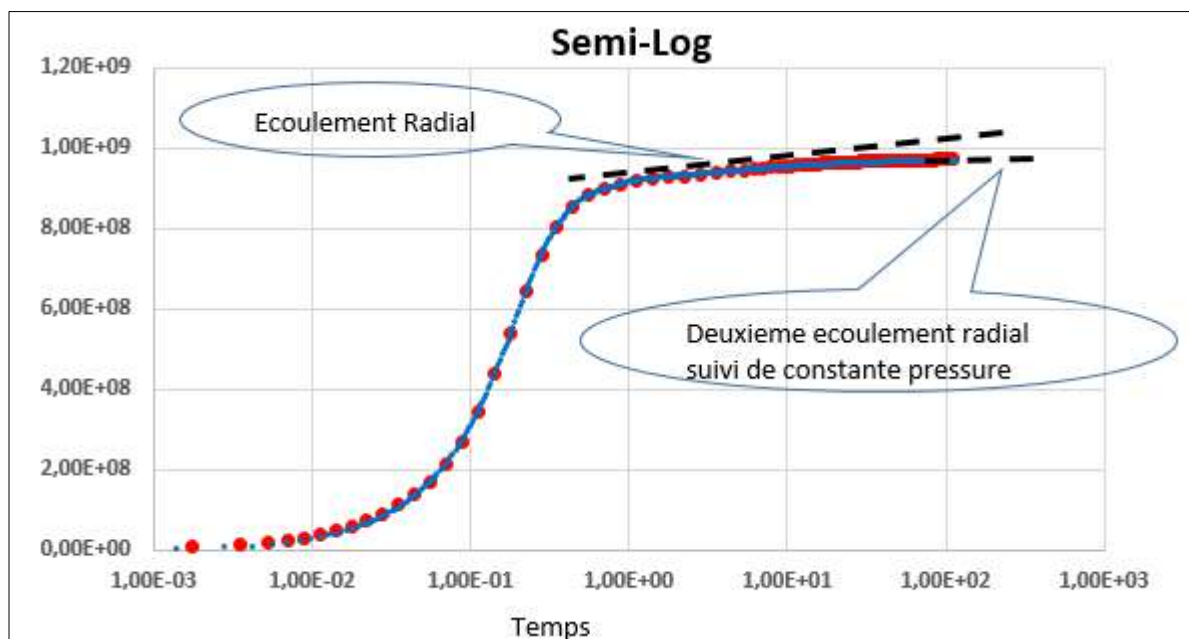


Figure IV.4: (semi-log) représentative de la pression en fonction du temps [16].

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

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

Résultats obtenus :

- ❖ Le puits HAZ111 présente une perméabilité très faible (0.26 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 (204,7 kg/cm²).
- ❖ Le puits présente un endommagement total 19.

On remarque la perméabilité de ce puits est très faible $k=0.26$ md et le Skin est très fort $S=19$. Donc ce puits est candidat pour une opération de fracturation hydrauliques [16].

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

Pour connaître l'histoire et fonction de cette technique DTS (voir Annexe B, partie: B.1).

IV.2.1 Les séquences de opération :

Le DTS est un outil précieux qui sera utilisé pour comprendre la dynamique de la production de pétrole et de gaz dans le puits HAZ111. Ceci est réalisé en surveillant les variations de température causées par les débits ou les taux d'injection aux points d'entrée du réservoir.

Le profil complet de la température du puits sera obtenu en peu de temps, sans avoir besoin d'un câble. Des informations discrètes sur la mesure de la température peuvent être obtenues le long de l'ensemble du puits de forage en utilisant une fibre optique installée dans la colonne de tubes enroulés et une source/détecteur laser qui pulse de manière répétée la lumière dans la fibre et détecte la lumière rétrodiffusée à chaque profondeur. La lumière rétrodiffusée est le résultat de l'interaction de chaque impulsion laser avec les molécules de la fibre et est proportionnelle à la température du verre à une profondeur donnée [18].

IV.2.2 Objective de l'opération :

L'objectif principal de l'intervention prévue de Coiled Tubing est de réaliser le profilage de production de la section horizontale de HAZ 111 en utilisant la technologie DTS acquise avec la technologie Active Coiled Tubing.

La prospection DTS prévue sera effectuée avec le puits complété par une complétion temporelle de $3^{1/2}$ et une section de réservoir QH.

Pour atteindre l'objectif du profilage DTS, l'opération sera conduite dans la séquence indiqué (voir l'annexe B, partie : B.2) [18].

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

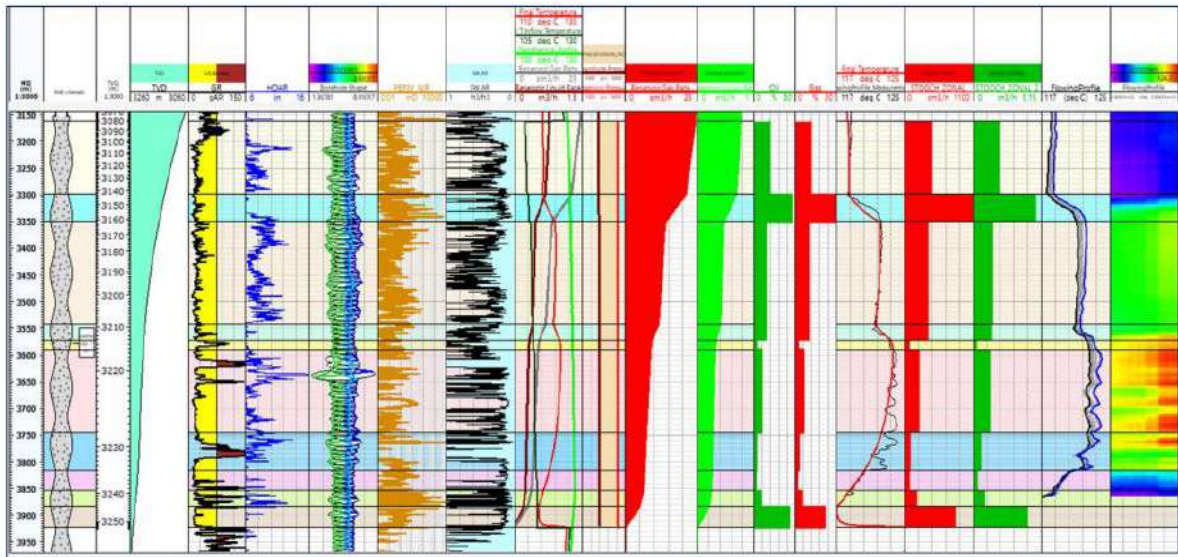


Figure IV.5: Résultats du DTS pour le puits HAZ111 (Source: Schlumberger) [17].

L'interprétation des résultats de DTS suivi par un matching avec l'imagerie nous montre cinq stages perforés et fracturés, mais dans notre étude on a fait uniquement la perforation de trois stages.

IV.3 Design et Simulation de Traitement de Stage-FRAC du Puits HAZ111:

Notre objectif dans ce chapitre est d'étudier le puits horizontal (HAZ111). Une étude technique doit être élaborée dans cette partie, afin qu'on puisse prendre une décision techniquement fiable, cette étude technique concerne les points suivants :

- Choix des zones à fracturer.
- Design de traitement de Stage-Frac et simulation par Frac case.
- Déroulement de l'opération de Stage-Frac.
- Evaluation de la performance par simulation.

Une étude technique seule ne suffit pas de dire que l'opération de Stage-Frac est fiable.

IV.3.1 Choix des zones à fracturer :

Une fois que le puits candidat HAZ 111 a été sélectionné, nous allons faire dans cette section, la sélection des zones à fracturer après avoir déterminé les zones d'intérêts (productrices), et choisir les endroits de placement des Sleeve de fracturation, de production (cotes des Fractures) et les endroits d'ancrage des Packers.

Les intervalles de fracturation ont été choisis selon des critères de sélection bien déterminés, en tenant compte des données de log composite traités, l'interprétation des logs (Gamma Ray, résistivité, densité, porosité) et le profil de contrainte, calculé à partir de ces logs [17].

Le tableau IV.2 les intervalles de perforation et les Plugs dans le puits HAZ111 [17].

Stages	Perforation		Plugs
	Top MD (m)	Botton MD (m)	MD (m)
1	3821	3824	-
2	3688	3691	3815
3	3411	3414	3550

IV.3.2 Design de Stage-Frac en utilisant le simulateur Frac CADE:

La Stage-Frac est une opération extrêmement complexe, qu'il est impossible de garantir la réussite de l'opération. L'utilisation de l'outil informatique donne une nouvelle vision de l'opération et révolutionne les pratiques de la fracturation hydraulique.

Le logiciel de Modélisation des Opérations de Fracturation « **Frac CADE** » est développé par les ingénieurs de Schlumberger (voir l'annexe B, Figure: B.3), peut fournir plusieurs designs, c'est à l'exécutant du programme de sélectionner le design plus concluant [19].

IV.4 Evaluation et analyse de l'opération :

IV.4.1 Stage 1 (3821 - 3824m) :

IV.4.1.1 Type et quantité de proppant :

En se basant sur l'opération de fracturation hydraulique sur le puits HAZ 111 pour le stage 1 :

Tableau IV 3 : Programme d'injection du traitement Data Frac et essai d'injectivité [17].

Step #	Step Name	Slurry Volume (bbl)	Slurry Rate (bbl/min)	Pump Time (min)	Fluid Name	Fluid Volume (gal)
1	Breakdown	111.5	8.9	20.0	Treated water	4681
2	Acid	49.7	5.5	9.5	HCL 15%	2084
3	Displacement	235.6	5.4	44.4	Treated Water	9899
4	Pre PAD	28.7	5.0	6.1	WF135	1203
5	PAD	99.7	5.9	17.3	YF135HTD	4187
6	Flush	214.9	5.9	38.3	WF135	9030

Le déroulement d'un traitement de fracturation hydraulique est comme indiqué (voir l'annexe B, Partie: B.4).

IV.4.1.2 Design du traitement Data Frac:

Avant de passer à la réalisation du traitement Data Frac réel, on doit procéder à l'exécution d'un traitement sur le simulateur, afin d'obtenir la réponse de pression acquise par le simulateur, cette réponse de pression correspond à une géométrie appropriée de la fracture créée. Les essais suivants sont recommandés lors de la réalisation d'un traitement de Data Frac :

1. Test par palier (step rate) :

Commencez à remplir le puits à 3.5 bpm et augmentez le débit graduellement à 12.7 bpm et ajustez la pression annulaire en conséquence les pompes se sont déclenchées à 12500 psi après avoir pompé 111.1 bbl d'eau traitée arrêté [17].

2. Test d'injection :

Le test d'injection Breakdown effectué le 18 novembre 2020 a débuté par le pompage d'eau traitée à un débit minimum de 3.2 bpm pour atteindre la rupture ; après le pompage de 111.5 bbl, un arrêt a eu lieu. 20 minutes plus tard [17].

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

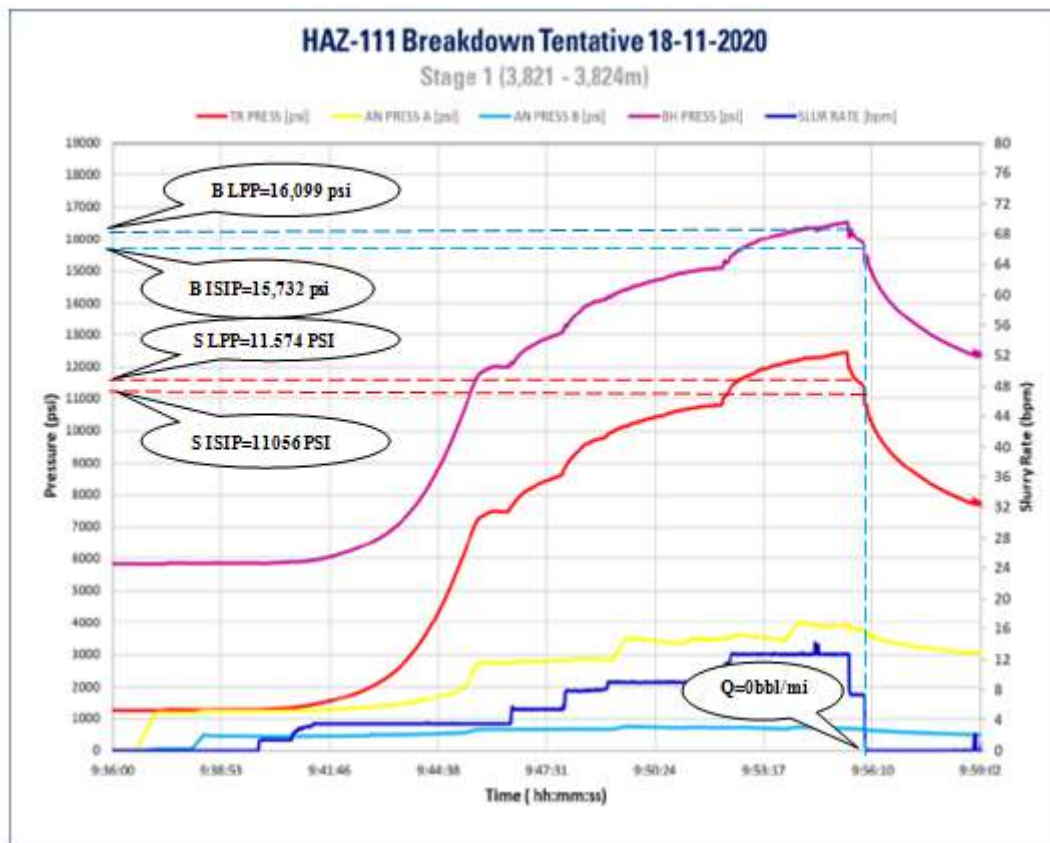


Figure IV.6: Test d'injection Stage 1 (Breakdown) [17]

- **interprétation :**

Pour déterminer l'ISIP, on a tracé une droite verticale à partir du point correspondant au temps d'arrêt d'injection du fluide. Ensuite la droite de chute de pression stabilisée est extrapolée le point d'intersection des deux droites correspond à l'ISIP.

Le ISIP du Bottom Hole a été observé à 15732 psi (1.48 psi/ft), le LPP (dernière pression de pompage) était de 11574 psi en surface, le ISIP enregistré était de 11056 psi, Frottement total en surface était de 518 psi à 5 bpm avec de l'eau traitée .

3. Pump in / Flow back test :

l'injection a été reprise en pompant 49.7 bbl d'Acide à 5.5 pm et déplacé avec 235.6 bbl d'eau traitée (voir l'annexe B, Graphe: B.5).

4. Test DataFRAC :

Le DataFRAC a été réalisé le 18 novembre 2020, commencé par le pompage de l'étape PrePAD avec le gel linéaire WF135 pompant 28.7bbl à 5bpm, suivi de l'étape PAD avec cross-linked YF135HTD où 99.7 bbl ont été pompés enfin le puits a été rincé par le pompage 214.9 bbl de gel linéaire WF135 que les pompes ont été arrêtés et la baisse de pression a été surveillée et enregistrée (voir l'annexe B, Tableau: B.6, Figures: B.7) [17].

A partir de cet enregistrement on a obtenu le graphe suivants :

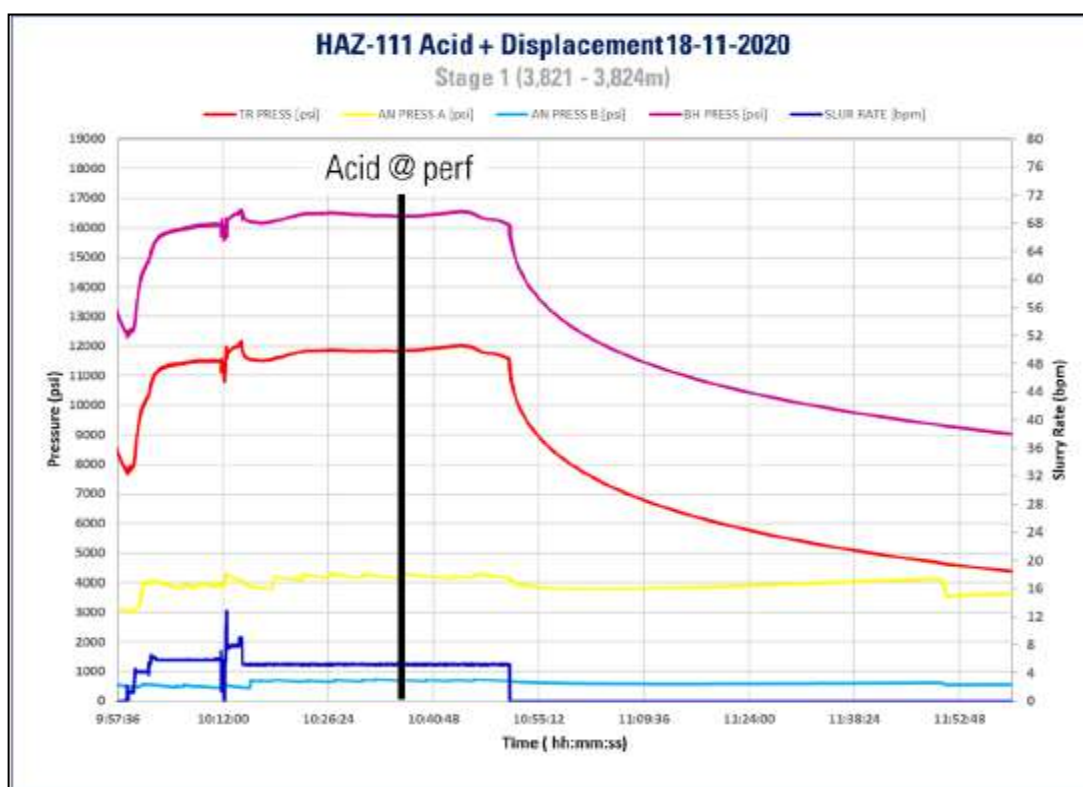


Figure IV.7: Traitement Data FRAC (stage1) [17].

- **interprétation :**

L'ISIP Bottom Hole a été observé à 16094 psi (1.51 psi/ft), la LPP (dernière pression de pompage) était de 12286 psi à la surface, l'ISIP a enregistré 11426 psi, le frottement total à la surface était de 860 psi à 9 bpm avec le X-linked gel.(voire l'annexe :B, Tableau :B.8).

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 [17].

5.A Détermination la pression de fermeture par (Méthode de la fonction G) :

Le graphe (Méthode de la fonction-G) c'est un graphe de pression en fonction de temps, il est utilisé pour analyser le déclin de pression afin de déterminer la pression et le temps. de fermeture.ces valeur va être utilisé par un simulateur pour calculer la valeur de filtration de fluide qui va être utilisé dans le design de frac.

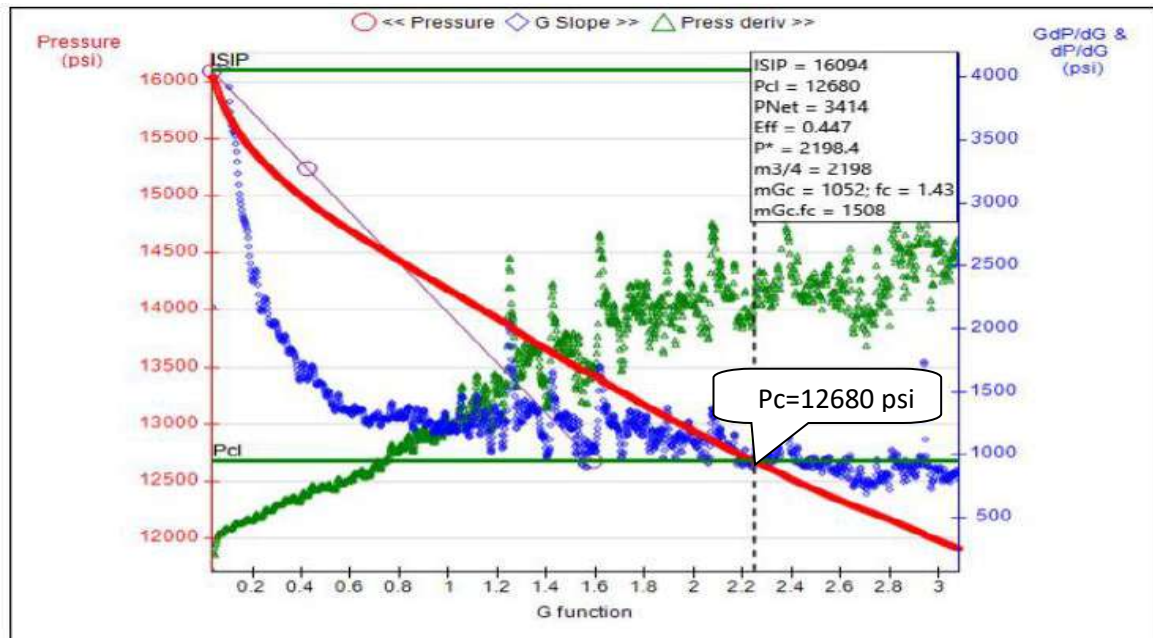


Figure IV.8: DataFRAC déclin fonction-G (Stage 1) [17].

- **interprétation :**

la pression de fermeture de la baisse d'étalonnage a été relevée de la méthode de la fonction G à 12680 psi correspondant à un gradient de fracturation de 1.19 psi/ft et à une pression nette de 3414 psi, l'efficacité a été calculée à 44.7 % avec Crosslinked gel.

IV.4.2 Stage 2 (3688 – 3690 m) :

IV.4.2.1 Type et quantité de proppant :

En se basant sur l'opération de fracturation hydraulique sur le puits HAZ 111 pour le stage 2:

Tableau IV.4: Programme d'injection du traitement Data Frac et essai d'injectivité [17].

Step #	Step Name	Slurry Volume (bbl)	Slurry Rate (bbl/min)	Pump Time (min)	Fluid Name	Fluid Volume (gal)
1	Breakdown	188.8	14.7	18.8	Treated water	7930
2	SRT	188.8	18.7	13.1	Treated water	7929
3	PrePAD	66.1	17.5	4.4	WF135	2759
4	PAD	428.6	25.2	17.0	YF135HTD	17999
5	Flush	198.6	25.1	9.1	YF135	8357

Le déroulement d'un traitement de fracturation hydraulique est comme suit (voir l'annexe B, Partie: B.9).

IV.4.2.2 Design du traitement Data Frac :

1. Test par palier (step rate) :

Commencer à remplir le puits à 3.5 bpm plutôt qu'à 5 bpm de rupture à 9112 psi de surface, augmenter graduellement le taux jusqu'à 20 bpm et ajuster la pression annulaire en conséquence [17].

2. Test d'injection :

Le test d'injection Breakdown effectué le 22 novembre 2020 a débuté par le pompage d'eau traitée à un débit minimum de 3.2 bpm pour atteindre la panne. Après le pompage de 188.8 bbl, un arrêt a eu lieu 30 minutes, plus tard l'injection a été reprise en pompant 188.8bbl pendant le test de vitesse d'étape à des taux différents de 3.2 bpm à 28 bpm [17].

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

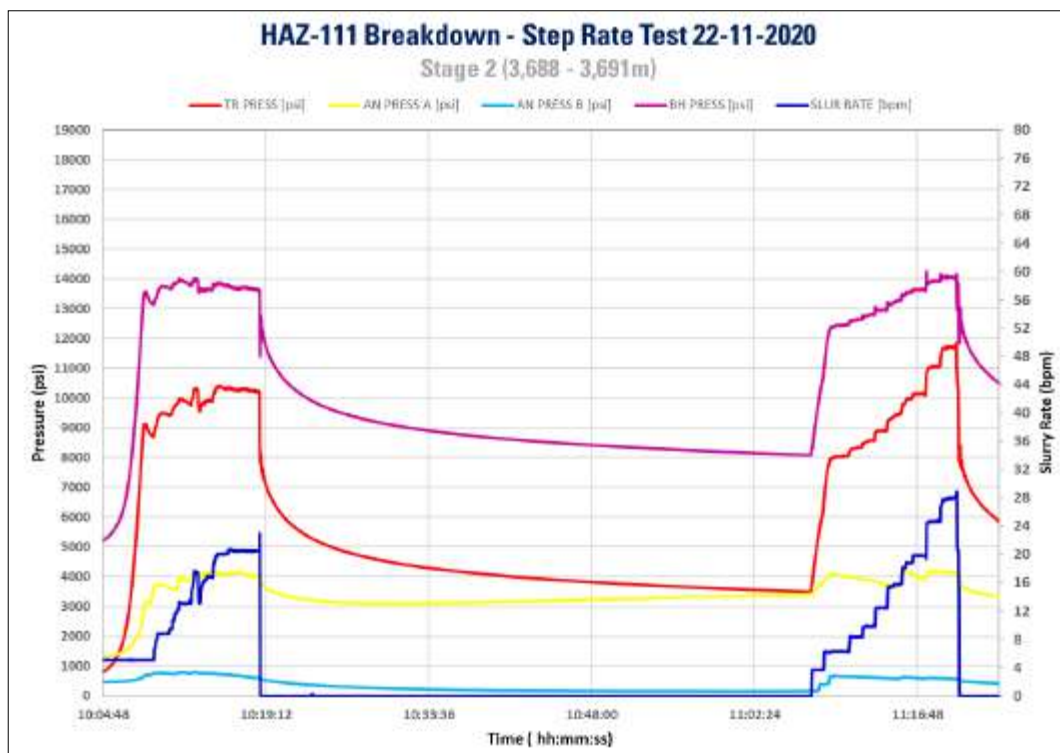


Figure IV.9: Test d'injection Stage2 (Breakdown) [17].

- **interprétation:**

Le ISIP du Bottom Hole à 12383 psi (1.17 psi/ft), Le LPP (dernière pression de pompage) était de 10228 psi à la surface, le ISIP enregistré était de 7163 psi. Frottement total en surface était de 2465 psi à 20 bpm avec de l'eau traitée .

3. Test DataFRAC :

Le test DataFRAC a été effectué le 22 novembre 2020. Il a commencé par injecter l'étape PrePAD avec le gel linéaire WF135 en pompant 66.1 bbl et en augmentant le taux jusqu'à 25.2 bpm, suivi de l'étape PAD avec Crosslinked YF135HTD où 428.6 bbl étaient. Enfin, le puits a été rincé par le pompage de 198.6 bbl de gel linéaire WF135 que les pompes ont été arrêtées et la baisse de pression a été surveillée et enregistrée [17].

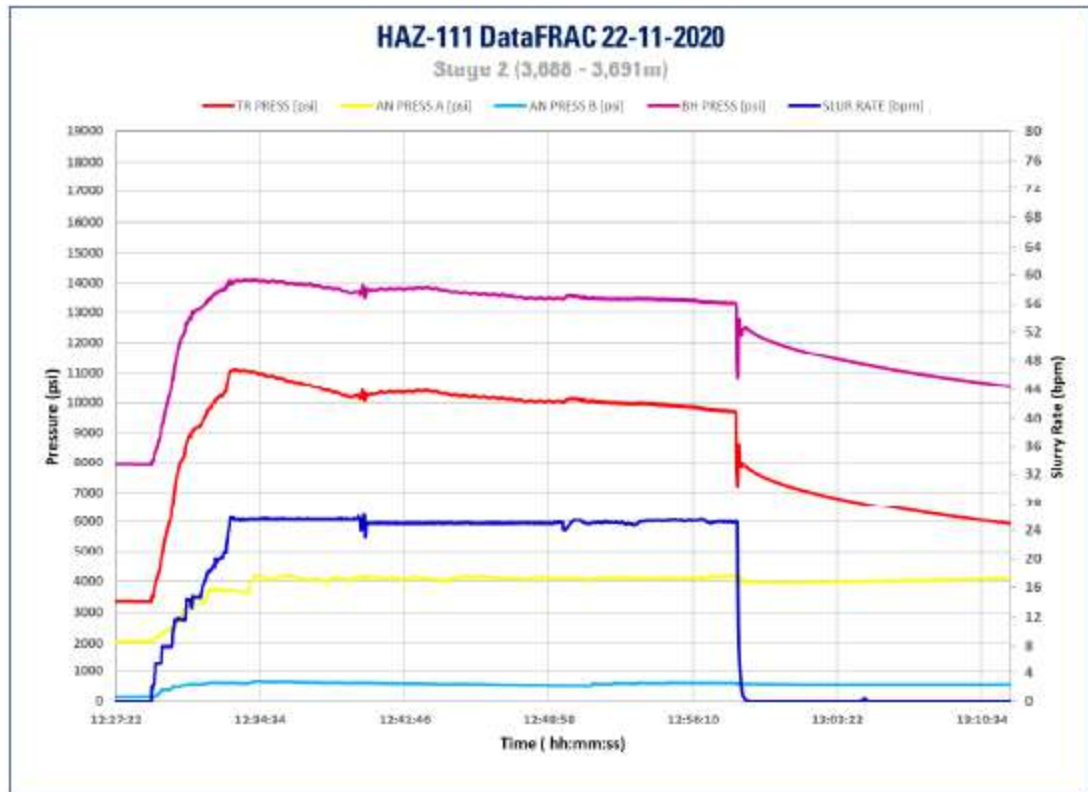


Figure IV.10: Traitement DataFRAC (Stage 2) [17].

• **interprétation:**

Le ISIP du trou inférieur a été observé à 12553 psi (1,18 psi). Le LPP (dernière pression de pompage) était de 9710 psi à la surface, le ISIP enregistré était de 7816 psi, le Frottement total en surface était de 1816 psi à 25 bpm avec X-linked gel .

4. Analyse du déclin de pression:

4.A. Détermination la pression de fermeture par (Méthode de la fonction G) :

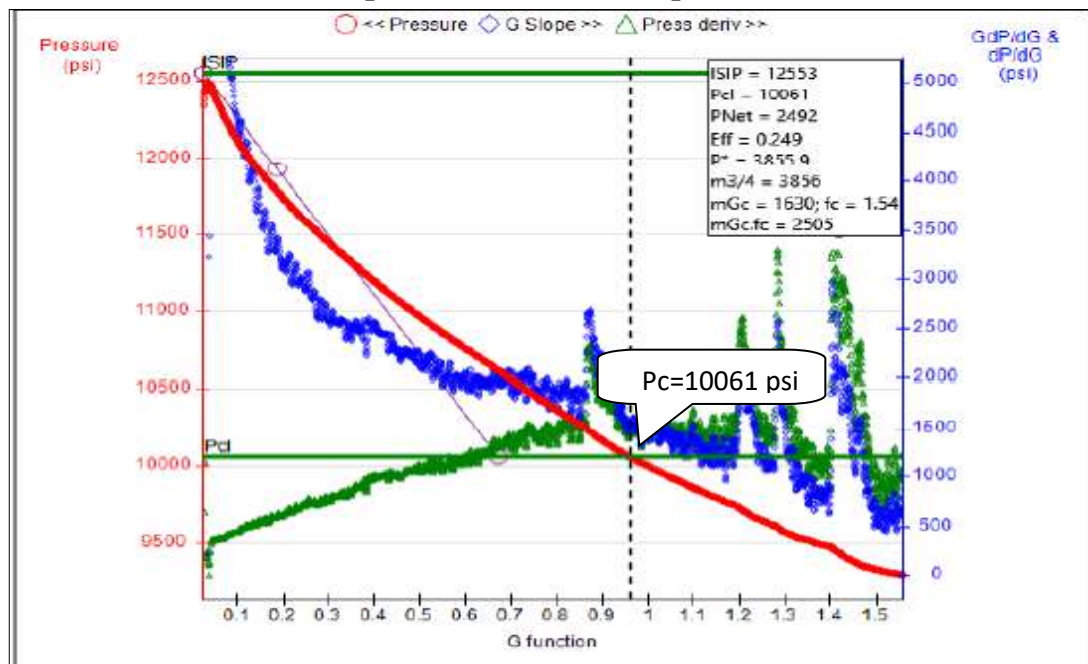


Figure IV.11: DataFRAC déclin fonction-G (Stage 2) [17].

- **interprétation:**

La pression de fermeture de la baisse d'étalonnage a été relevée à partir de la méthode G-Function à 10061 psi, ce qui correspond à un gradient de fracturation de 0.95 psi et à une pression nette de 2492 psi. L'efficacité a été calculée à 24,9 % avec crosslinked gel.

4.B DataFRAC Log-Log Diagnostique:

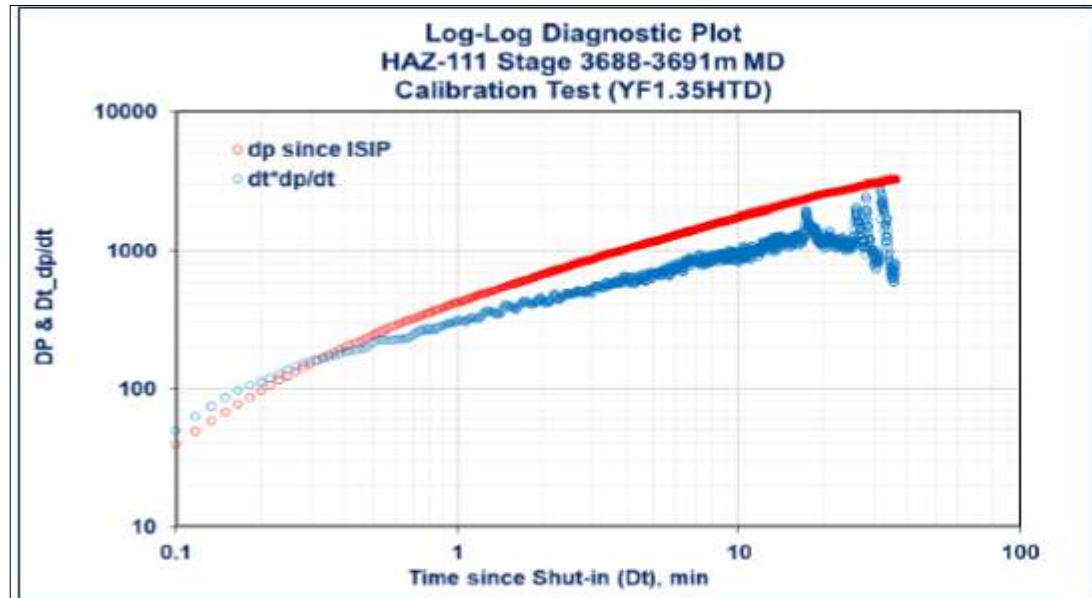


Figure IV.12: DataFRAC Log-Log (Stage 2) [17].

- **interprétation:**

Le tracé log-log a donné les résultats suivants :

- La fin du flux bi-linéaire démarré après une fermeture de 12 minutes indique une fermeture de la fracture.
- Le réseau de fissures élevées a été intercepté, ce qui a entraîné des fuites importantes même avec du gel lié au X- linked gel .

4.C DataFRAC Pression Match :

D'après l'analyse DataFRAC, les propriétés mécaniques de la formation (principalement le profil de contrainte) et la dégradation des propriétés du fluide de fracturation) et le module du fluide le frottement étalonné pour correspondre à la réponse de pression réelle pendant le pompage et après la fermeture.

Pour faire correspondre à l'ISIP au modèle utilisé dans la simulation, le profil de contrainte a été modifié. Les coefficients de fuite totaux pour le liquide de fracturation YF135HTD qui ont été utilisés pour étalonner le déclin pour correspondre à l'efficacité du fluide ont donné une analyse DataFRAC de $9,2E-3$ ft/min^{0,5}.

4.C.1 Détermination du modèle de propagation de la fracture hydraulique :

Cette démarche est délicate à réaliser car il est très difficile, même en ayant recours à des logiciels aussi performant soient-ils, de trouver et tracer les bonnes pentes qui caractérisent un modèle donné [17] :

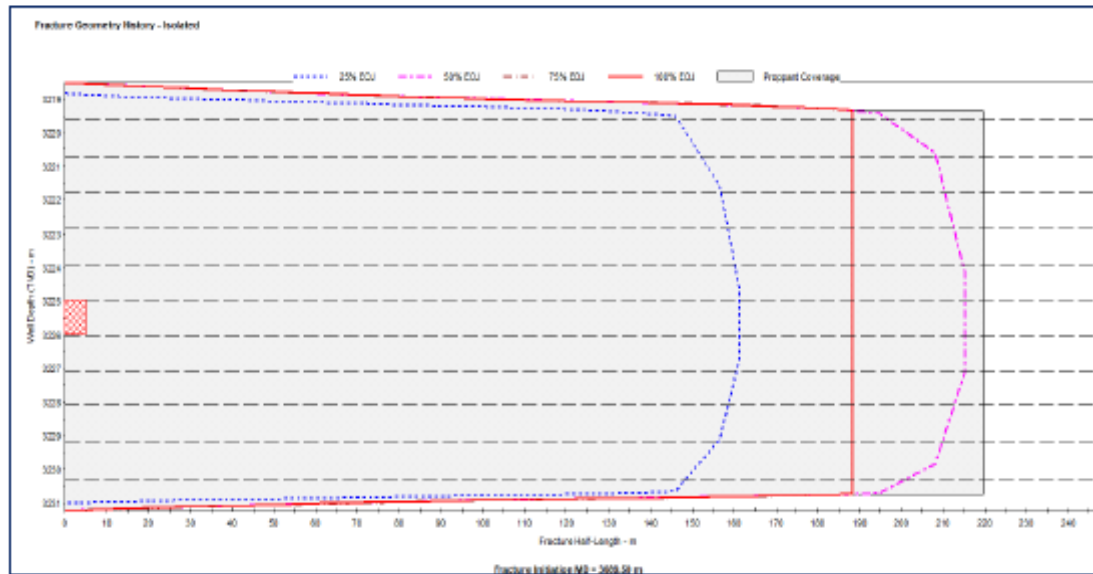


Figure IV.13: Géométrie de la fracture (Stage 2) [17].

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

Tableau IV.5 : Géométrie du frac [17].

Les paramètres	Fracture
Demi-longueur X	188 m
Hauteur H	13 m

5. Traitement principale de fracturation :

Le déroulement d'un traitement principal de fracturation hydraulique est comme indiqué (voir l'annexe B, Partie: B.11).

5.1 Test Main Frac :

Pour le remaniement du traitement de la fracturation, on a tenu compte des nouvelles données et observations de DataFRAC, comme la haute pression nette prévue et la fuite de fluide, pour adapter le programme de pompage à la situation actuelle.

Le principal traitement de fracturation effectué le 22 novembre 2020 a commencé par une étape de pré-Pad qui a augmenté le taux jusqu'à 25 bpm avec le gel linéaire WF135 qui a pompé 41,6 bbl, suivie par 1st stage de PrePAD qui comprend 214,3 bbl de crosslinked YF135HTD et le 2st PAD qui comprend 214,3 bbl de crosslinked YF135HTD et de fibre. (voir l'annexe B, Figure:B.12, Tableau: B.13).

La quantité totale d'agent de soutènement pompé pendant ce traitement était de 29628 lb, l'agent de soutènement total placé dans la formation est de 18009 lb à une concentration maximale d'agent de soutènement de fond de 2,5 PPA [17].

le Programme de pompage initiale, Main Frac HAZ111(voir l'annexe B ,Tableau: B.14).

A la fin de l'opération la quantité injecter, le débit du proppant et le temps de chaque palier représenter par le tableau (voir l'annexe B, Tableau: B.15, B. 16).

A partir de cet enregistrement on a obtenu le graphe suivants :

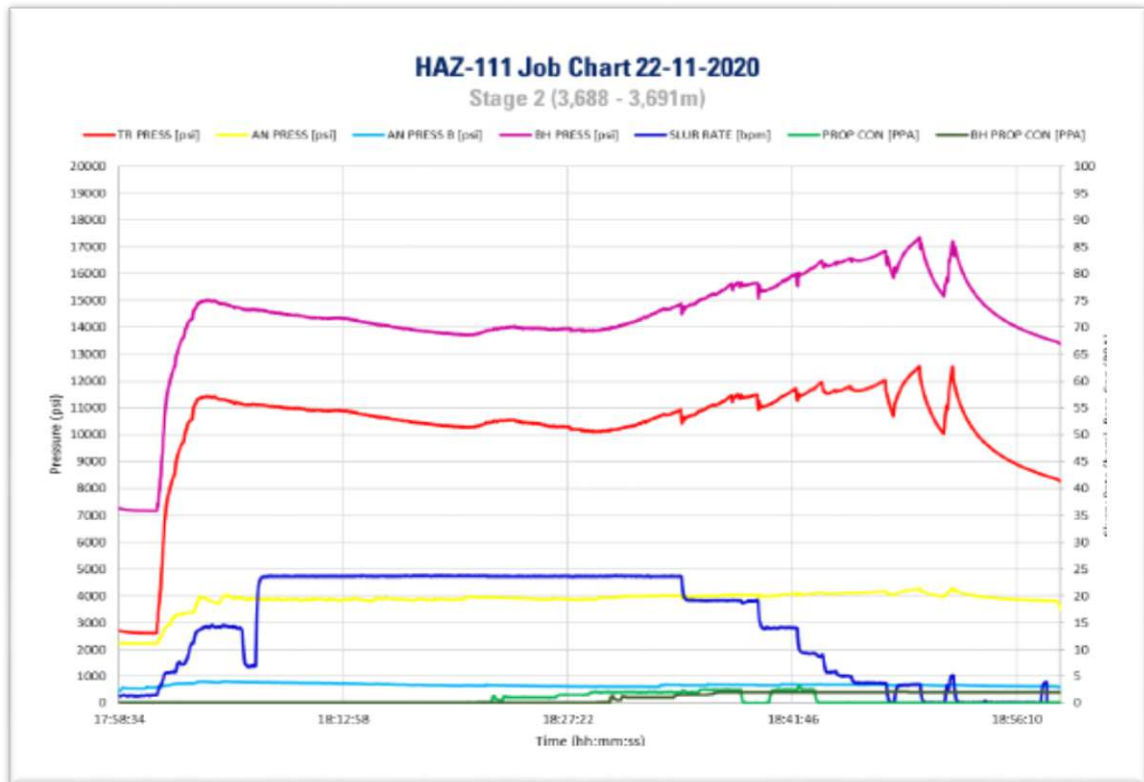


Figure IV.14: Traitement MainFRAC (Stage 2) [17].

5.1.1 Pression de traitement principale :

La pression de traitement obtenue pendant le travail a été appariée à la pression simulée dans le logiciel Frac CAD. Le coefficient de fuite total du liquide de fracturation YF135HTD qui a été utilisé pour correspondre à la baisse initiale de fracturation principale est de $9,4E-4 \text{ pi/min}^{0,5}$. (voir l'annexe B, Graphe: B.17).

IV.4.3 Stage 3 (3411 – 3414 m) :

IV.4.3.1 Type et quantité de proppant :

En se basant sur l'opération de fracturation hydraulique sur le puits HAZ 111 pour le stage 3:

Tableau IV.6: Programme d'injection du traitement Data Frac et essai d'injectivité [17].

Step #	Step name	Slurry Volume (bbl)	Slurry Rate (bbl/min)	Pump Time (min)	Fluid Name	Fluid Volume (gal)
1	Breakdown	253.6	18.9	20.6	Treated water	10650
2	PrePAD	57.4	20.5	4.7	WF135	2410.8
3	PAD	428.6	30.1	1.3	YF135HTD	18000
4	Flush	18.1	30.1	5.6	WF135	7602

Le déroulement d'un traitement de fracturation hydraulique est comme indiqué. (voir l'annexe B, Graphes: B.17, B.18).

1. Test d'injection :

Le test d'injection Breakdown effectué le 25 novembre 2020 a commencé par pomper l'eau traitée à un débit minimum de 3.2 bpm pour atteindre la rupture et l'augmenter progressivement à 30.1 bpm. Après le pompage de 253.6 bbl, un arrêt a eu lieu [17].

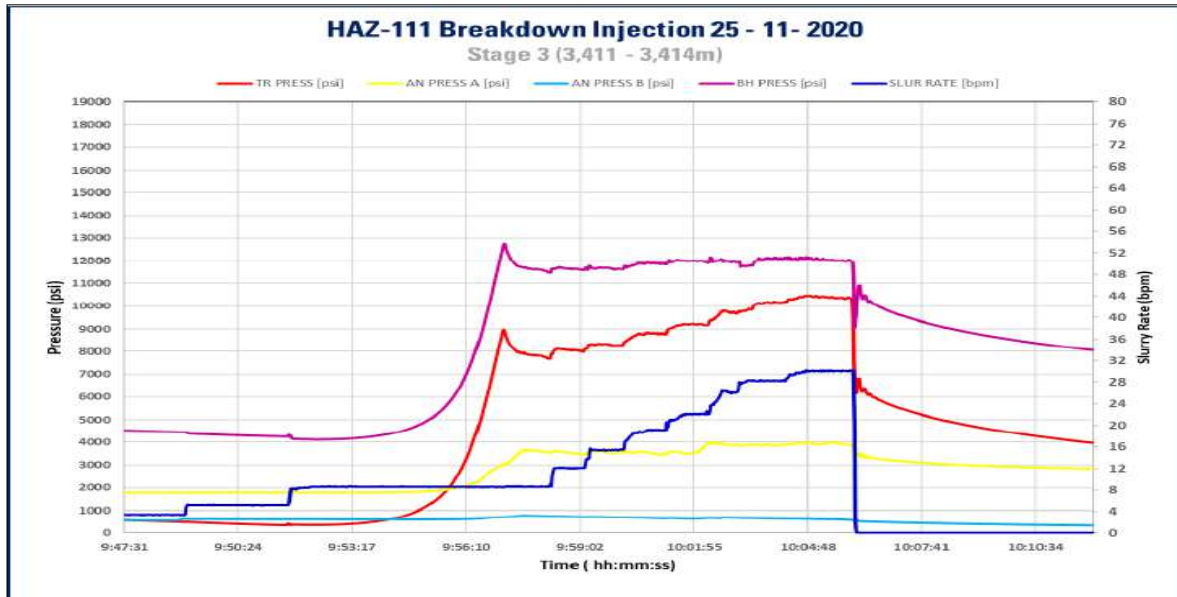


Figure IV.15:: Test d'injection Stage 3 (Breakdown) [17].

- **interprétation:**

Le ISIP Bottom hole a été observé à 10313 psi (0,98 psi/ft). Le LPP (dernière pression de pompage) était de 10339 psi à la surface, le ISIP enregistré était de 6222 psi. Le frottement total en surface était de 4117 psi à 30 bpm avec de l'eau traitée .

2. Test DataFRAC :

Le test DataFRAC a été effectué le 25 novembre 2020. Il a commencé par pomper l'étape PrePAD avec le gel linéaire WF135, en pompant 57.4 bbl et en augmentant le taux jusqu'à 20 bpm, suivi de l'étape PAD avec le crosslinked gel YF135HTD, où 428.6 bbl ont été pompés à 30.1 bpm. Enfin, le puits a été rincé par le pompage de 181 bbl de gel linéaire WF135 que les pompes ont été arrêtées et la baisse de pression a été surveillée et enregistrée (voir l'annexe B, Partie: B.19,Figure: B.20).

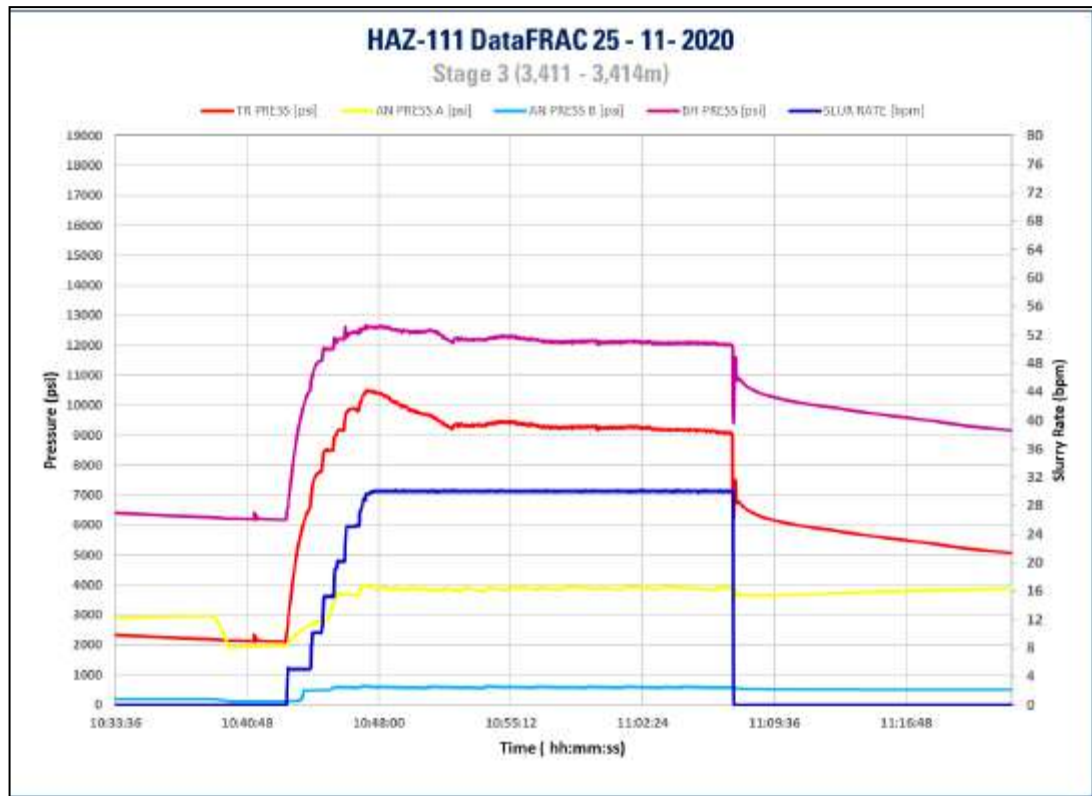


Figure IV.16: Traitement DataFRAC (Stage3) [17].

- **interprétation:**

L’ISIP Botton Hole a été observé à 10940 psi (1,04 psi/ft). Le LPP (dernière pression de pompage) était de 9003 psi à la surface, l’ISIP enregistré étant de 6812 psi. Le frottement total en surface était de 2191 psi à 30 bpm avec de l’eau traitée.

3. Analyse du déclin pression :

3.1 Détermination la pression de fermeture par (Méthode de la fonction G) :

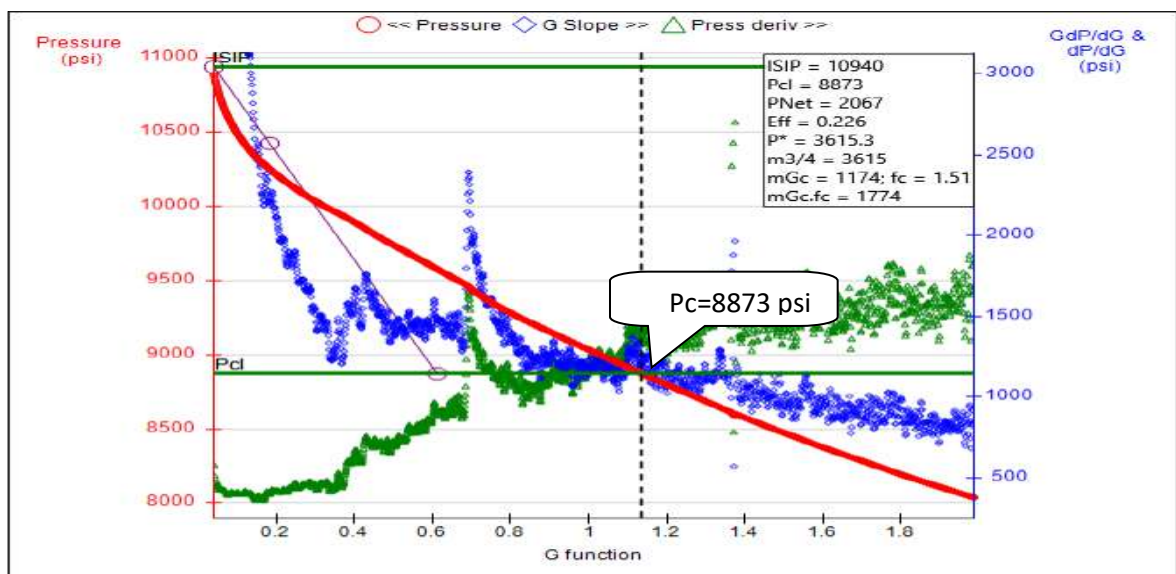


Figure IV.17: DataFRAC déclin fonction-G (stage3) [17].

La pression de fermeture de la baisse d'étalonnage a été relevée à partir de la méthode G-Function à 8873 psi, ce qui correspond à un gradient de fracturation de 0,85 psi/ft et à une pression nette de 2 067 psi. L'efficacité a été calculée à 22,6 % avec le crosslinked gel.

3.2 Pression Match DataFrac :

À partir de l'analyse DataFRAC, les propriétés mécaniques de la formation principalement le coefficient de contrainte (profil et propriétés du liquide de fracturation) et le fluide frottement ont été étalonnés pour correspondre à la réponse de pression réelle pendant le pompage et après l'arrêt.

Pour faire correspondre le ISIP du mode utilisé dans la simulation, le profil de contrainte a été décalé. Les coefficients de fuite totaux pour le liquide de fracturation YF135HTD qui ont été utilisés pour étalonner le déclin pour correspondre à l'efficacité du fluide ont donné une analyse DataFRAC de $4,0E-3 \text{ ft/min}^{0,5}$. (voire l'annexe B, Graphe: B.21).

3.1 Détermination du modèle de propagation de la fracture hydraulique :

Cette démarche est délicate à réaliser car il est très difficile, même en ayant recouru à des logiciels aussi performant soient-ils, de trouver et tracer les bonnes pentes qui caractérisent un modèle donné [17] :

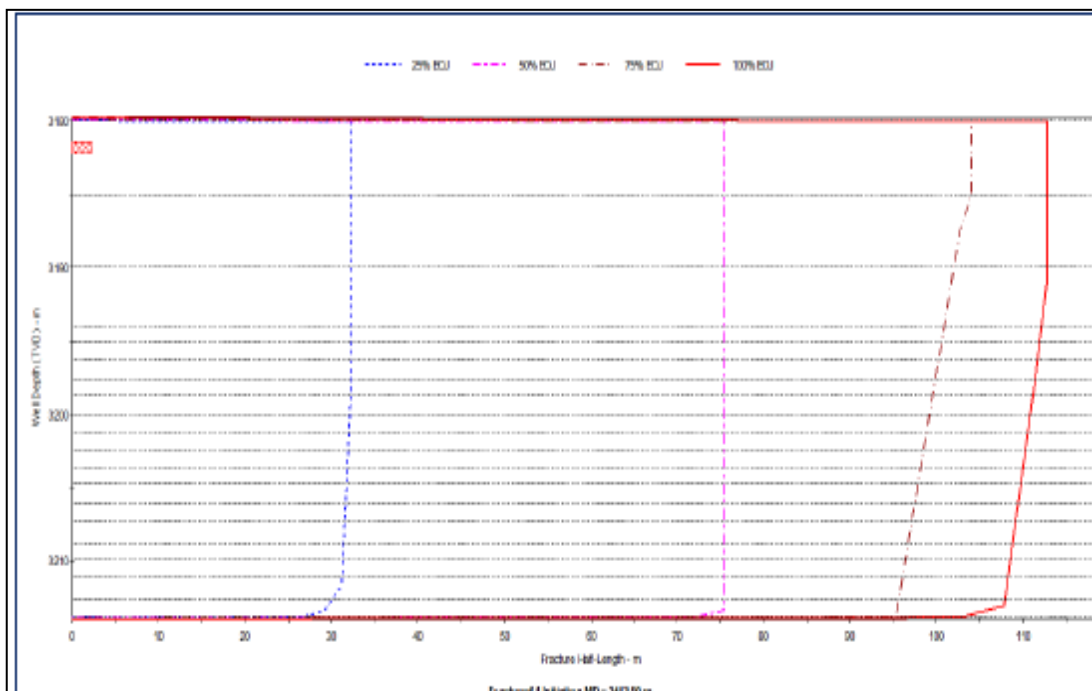


Figure IV.18: Géométrie de la fracture (Stage 3) [17].

Tableau IV.7 : Géométrie du frac [17].

Les parameters	Fracture
Demi-longueur X	112 m
Hauteur H	33 m

4. Traitement principal de fracturation :

Pour le remaniement du traitement de la fracturation, on a tenu compte des nouveaux renseignements et des observations du DataFRAC, comme la haute pression nette prévue et la fuite de liquide, afin d'adapter le calendrier de pompage à la situation actuelle.

Le principal traitement de fracturation effectué le 25 novembre 2020 a commencé par une phase de pré-DAP qui a augmenté la vitesse jusqu'à 30 bpm avec le gel linéaire WF135 pompant 57.5 bbl, suivi de la phase de PAD consistant en 476.2 bbl de crosslinked gel YF135HTD.

La quantité totale d'agent de soutènement pompé pendant ce traitement était de 91672 lb, alors que l'agent de soutènement total placé dans la formation est de 88724 lb à une concentration maximale d'agent de soutènement de fond de 6 PPA [17].

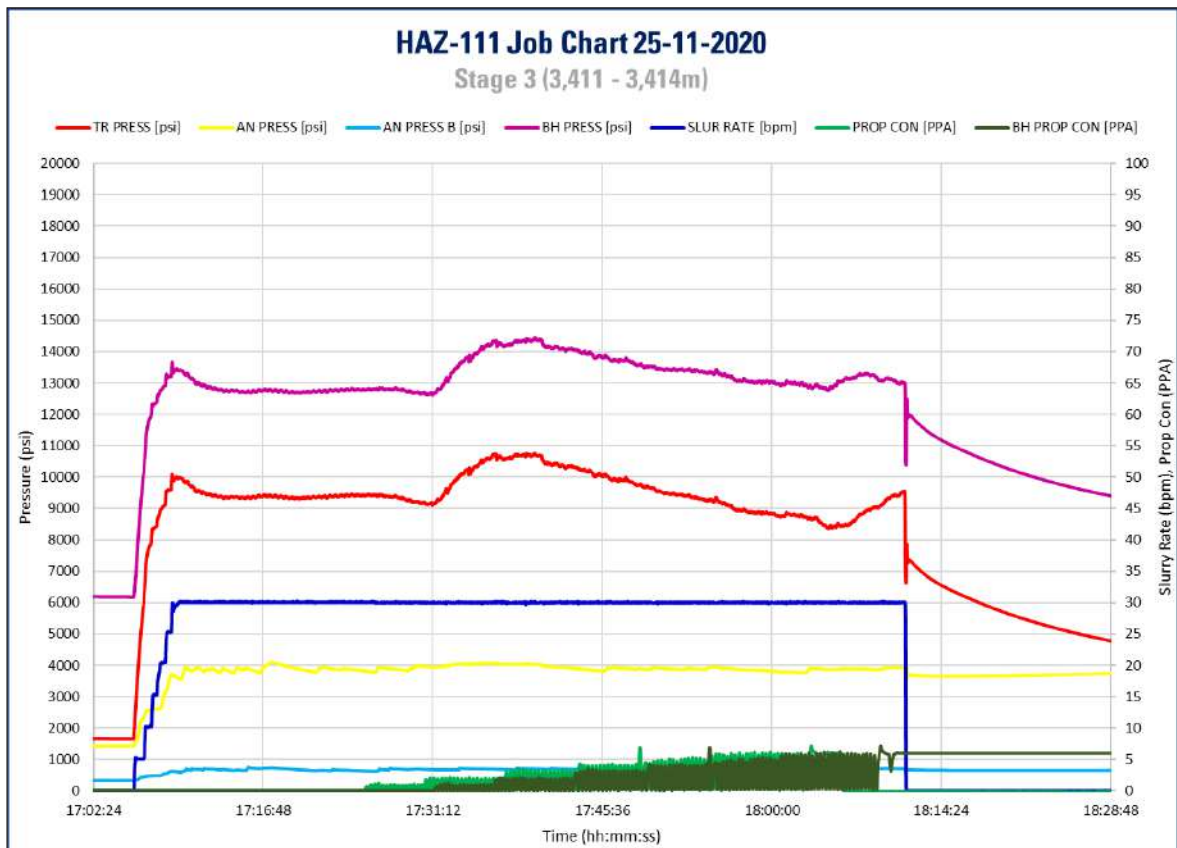


Figure IV.19: Traitement MainDataFRAC (Stage3) [17].

Pour les tableaux de la conception initiale et les programmes de pompage exécutés. (voir l'annexe B, Tableaux: B.22,B.23, B.24).

4.A Pression Match de Traitement principale :

La pression de traitement obtenue pendant le travail a été appariée à la pression simulée dans le logiciel Frac CAD. Les coefficients de fuite totaux du liquide de fracturation YF135HTD qui ont été utilisés pour correspondre à la baisse initiale de fracturation principale sont de $4,0 \times 10^{-3}$ ft/min^{0,5}. (voir l'annexe B, Graphes: B.25, B.26).

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

IV.5.1 Données de test sur séparateur :

Les données de tests séparateurs disponibles à notre niveau sont comme suit [16]:

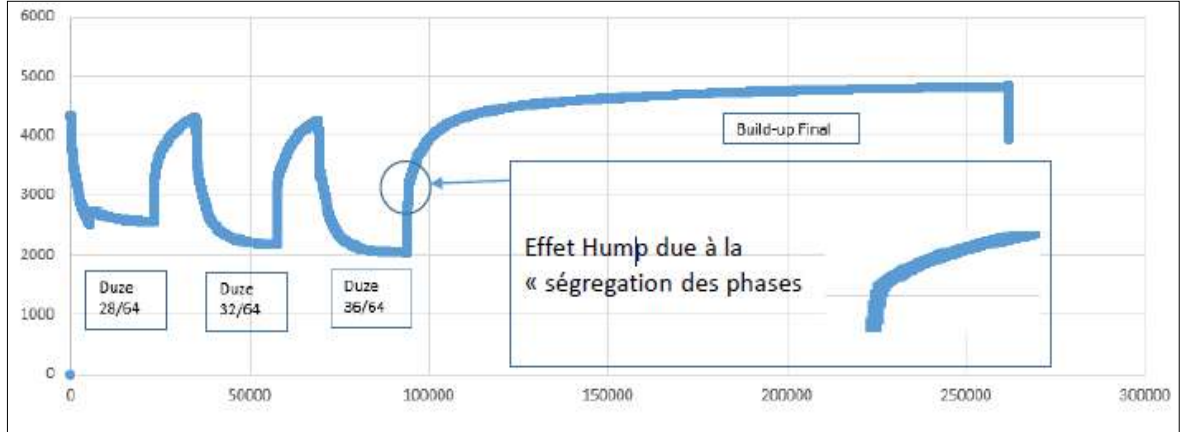


Figure IV.20 : Séquences d’ouverture et de fermeture DST-HAZ111 [16].

Tableau IV.8: Résultats du test sur séparateur [16].

Date de Test	21/12/2020	23/12/2020	25/12/2020
Duse (°)	28/64	32/64	36/64
Pression de tête (Psi)	1873	1575	1471
PFD (psi) @2634m	2557,58	2185	2043,5
Q _{Gaz} (m3/j)	182197	206057	219005
Q _{Cond} (Tonne/J)	55,50	57,79	58,90
Richesse (g/m3)	286,73	262,55	248,86

Après les résultats de test : AOF_P de 380 000 m³/j.

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

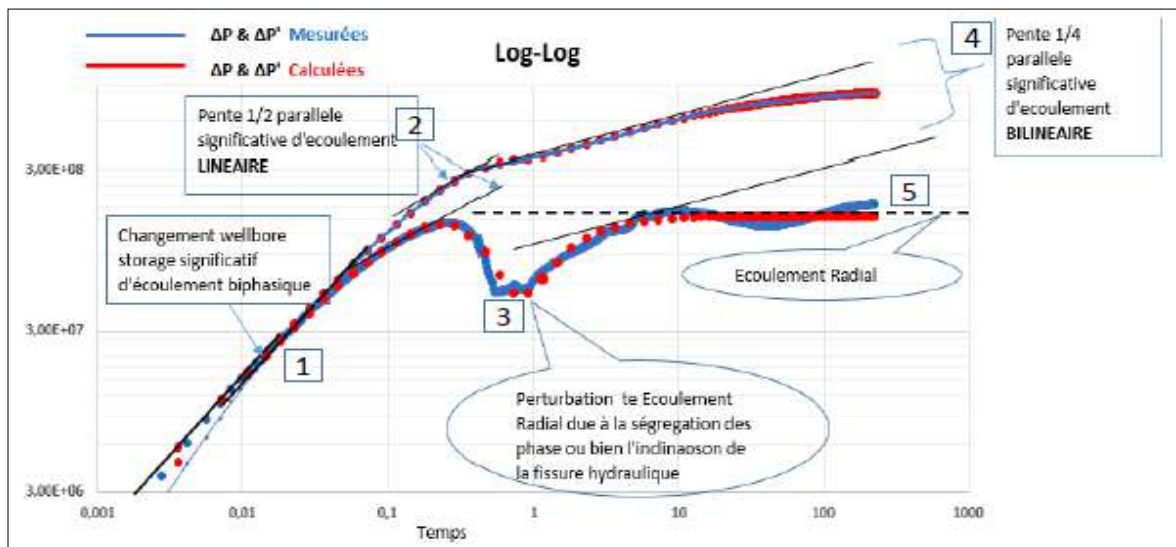


Figure IV.21: (Log-Log) représentative de la dérivée mesurée et calculée en fonction du temps [16].

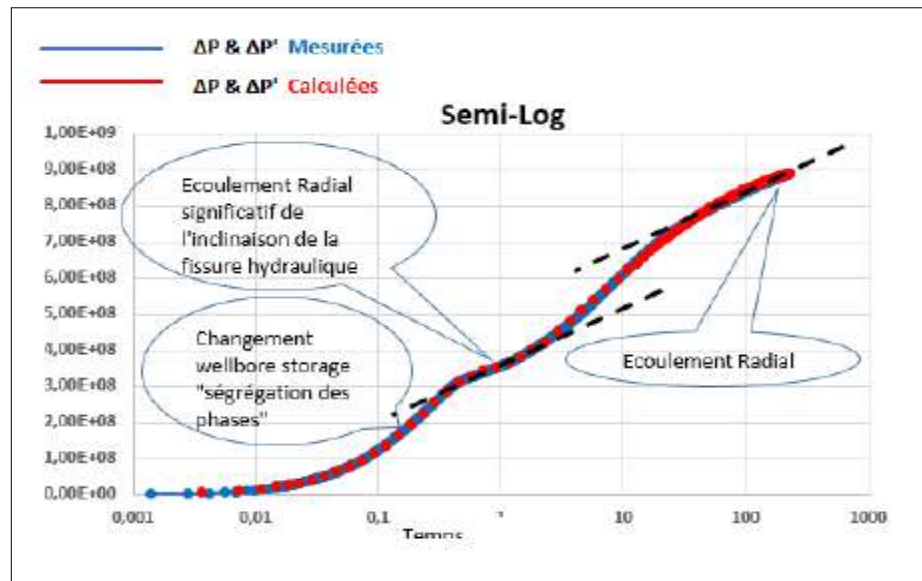


Figure IV.22: (semi-log) représentative de la pression en fonction du temps [16].

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

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

IV.5.3 Résultats d'interprétations :

Tableau IV.9: Résultats du Test DST en Open-hole Pré-frac [16].

Date de Test	21/12/2020
C (bbl/psi)	0,008
Total Skin	19
Skin mécanique	18
Skin de turbulence	1
K.h, total (md.ft)	29
K average (md)	0,26
Distance «constante pressure» (ft)	559
P_r «psi» @ 3114.39	5110 m
P_{wf} @ 3114.39 (psi)	2100,6
AOFP (m^3/j)	300 000

Tableau IV.10: Résultats du Test (PDRP)-Cased hole-liner cimenté perforé-Post-frac [16]

Date de Test	21/12/2020
C (bbl/psi)	0,09
Total Skin	- 4,33
Skin mécanique	0
Skin géométrique	- 4,33
K.h, total (md.ft)	171
k, average (md)	1
X_f Demi-longeur (ft)	50
K_f.W_f (md.ft)	143
P_i @ 2634 (psi)	4827
P_{wf} @ 2634 (psi)	2043,5
AOFP (m³/j)	380 000

Le model calibré à la pression enregistré est :

- Ecoulement diphasique dans le wellbore.
- Ecoulement Bilinéaire (Fracturation hydraulique).
- la liaison couche trou stimulée Ecoulement homogène dans le réservoir.

Conclusion générale

La fracturation hydraulique (Multi stage Frac) est la méthode la plus efficace pour améliorer la productivité des puits dans les réservoirs à faible perméabilité et dans la plupart des puits horizontaux dotés d'un long parcours, il faut procéder à de nombreux cycles de fracturation si l'on veut stimuler la roche réservoir de façon efficace.

Dans notre travail nous avons choisis le puits HAZ111 de la région Rourde Nous, ce puits a nécessité l'utilisation de la technique de fracturation hydraulique « Multistage Hydraulic Fracturing » pour augmenter sa productivité , tout d'abord nous avons analysé toutes les données géologiques et pétro physiques de réservoir sélectionné ainsi les produits utilisées pour assurée l'efficacité de l'opération.

Après simulation de la technique Multi stage fracturing par le logiciel FRAC CAD et d'après les résultats avant et après l'opération on peut conclure que cette opération est réalisée avec succès par l'amélioration de la perméabilité et l'augmentation de la productivité de puits :

- Skin = **19** (avant la frac) et Skin = - **4.33** (après la fracturation).
- la conductivité = **171 md.ft** (post-frac) et la conductivité (pré-Frac) = **29 md.ft** .
- AOFP (post-Frac)= **380 000** m³/j, AOFP (pré-Frac)= **300 000** m³/j.

Recommandations

La stimulation par la technique de Multi-stage frac permet à augmenter le potentiel de puits, mais cette technique reste couteuse, pour cela on recommande dans des futurs travaux en basant sur notre étude des points suivants :

- ✚ Avant la mise en place de l'opération multistage frac il faut descendre un test PLT afin de déterminer la source de la venue d'eau .
- ✚ Carottage avec wire-line«Ex: siedwallcore» et simulation des échantillons au Laboratoire pour PVT.
- ✚ la possibilité de projeter un puits vertical comme candidat si l'orientation des fissures naturel est favorable.
- ✚ Il est préférable de porter le dégorgement de post-frac dans ces puits à une durée minimale de (180 h).

Références bibliographiques

- [01]: Michael J. Economides (University of Houston) et Tony Martin (BJ Services), « Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production », ET Publishing, 2007, Houston.
- [02]: Hydraulic fracturing (fracking) techniques, including reporting requirements and governance arrangements, Background review, 2014, Commonwealth of Australia.
- [03]: Michael J. Economides et Kenneth G. Nolte, « Reservoir stimulation », Second and Third edition, 1989, USA.
- [04]: Chenini F, « Etude et évaluation de la fracturation hydraulique type multi-stage frac au champ de Hassi-Messaoud cas du puits mdz548 » mémoire fin d'induction, 2015, IAP Hassi Messaoud.
- [05]: Nelly Barrau, ingénieur d'étude métier chez CSSI, « introduction à la Fracturation hydraulique » concepts et définitions, Technical Report, January 2016.
- [06]: Dominique Veillon, « Livre la liaison couche-trou », Centre Développement et Exploitation des Gisements, 2001, France.
- [07]: Données de l'Archive Sonatrach.
- [08]: Economides, M. J. and Nolte, K. G. (eds.), « Reservoir Stimulation », third edition, 2000, New York: John Wiley.
- [09]: Jacob Isaac Kalunakahele Abraham, « Optimization of Hydraulic Fracturing of Tight gas formations in Horizontal Wells », page 03, April 2013.
- [10]: S. Rocky Allen, « An Efficient Horizontal Open Hole Multi-Stage Fracturing and completion System », 2007, Mexico: Veracruz.
- [11]: Schlumberger, Hydraulic Fracturing Design – Execution- Evaluation Report (Well HAZ 111), Dec 2020, Hassi Messaoud.
- [12]: Nacnaughton .D, Report on a reservoir Engineering Study of Certain Fields in Rhourde Nouss Region, 1999, ALGERIA.
- [13]: Document SONATRACH, Historique et présentation de la région de Rhourde Nouss.
- [14]: Document SONATRACH, Géologie de la région de Rhourde Nouss.
- [15]: SONATRACH: Department of Petroleum Engineering, Bank; Division Production.
- [16]: NADJI AMMAR, ingénieur réservoir, Evaluation de la Fracturation Multi-Stage puits HAZ111, interprétation des teste pré-Frac & poste Frac, 11/01/2021, Rhourde Nouss.
- [17]: Schlumberger Hydraulic Fracturing Design-Execution-Evaluation Report (Well:HAZ111), Dec 2020, Hassi Messaoud.
- [18]: Production profiling in sour High Rate Gas producers using Distributed Temperature Sensing DTS – An alternative solution enabled by Coiled Tubing, SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition, 2022, Texas: the Woodland (USA).
- [19]: Schlumberger, « Data FRAC Guide », January 1996.
- [20]: Zakaria D. Hydraulic Fracturing Analysis and Evaluation in Cambrian Reservoir Hassi Messaoud, Algeria Case of Study MD-505 : Département de production des hydrocarbures, June 2016 Ouargla.

Annexes

Chapitre II : Annexe A

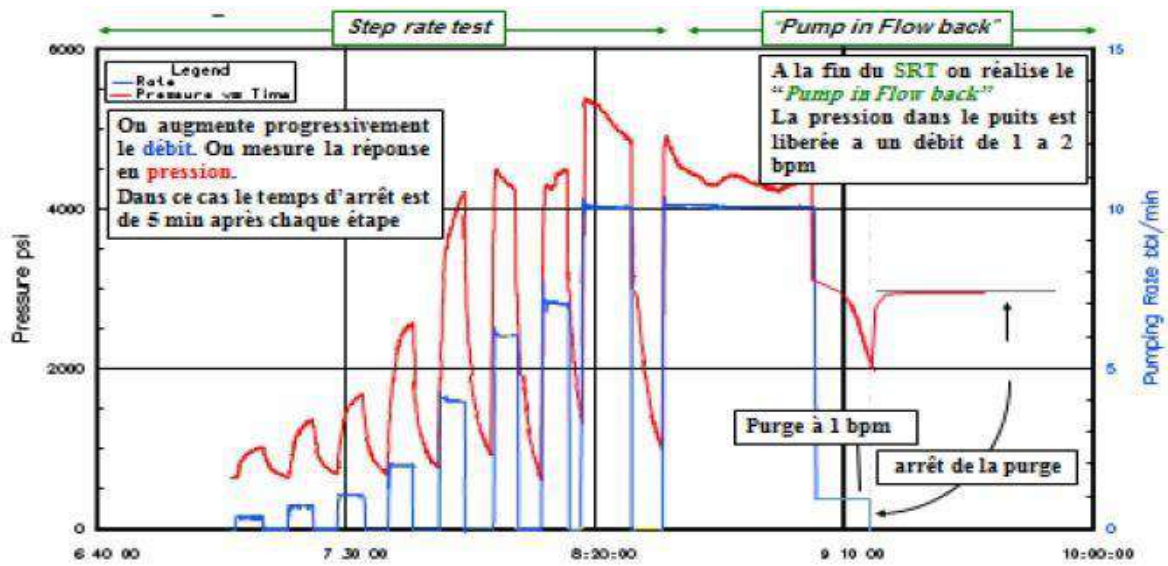


Figure A.1 : Illustration de la procédure du test de débit par Incrément.

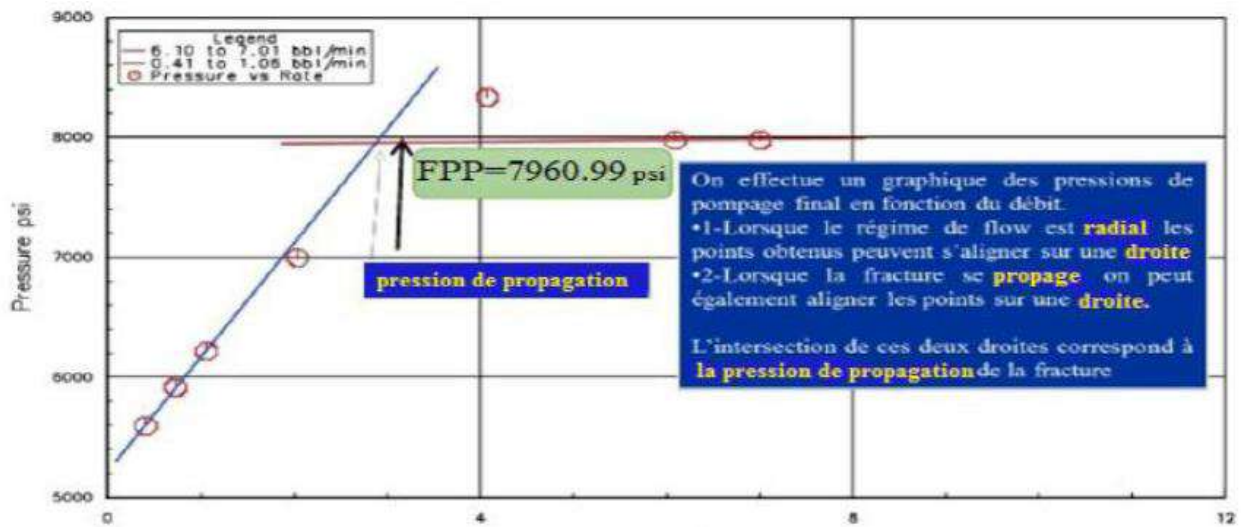


Figure A. 2 : Détermination de pression de propagation de la fracture (FPP).

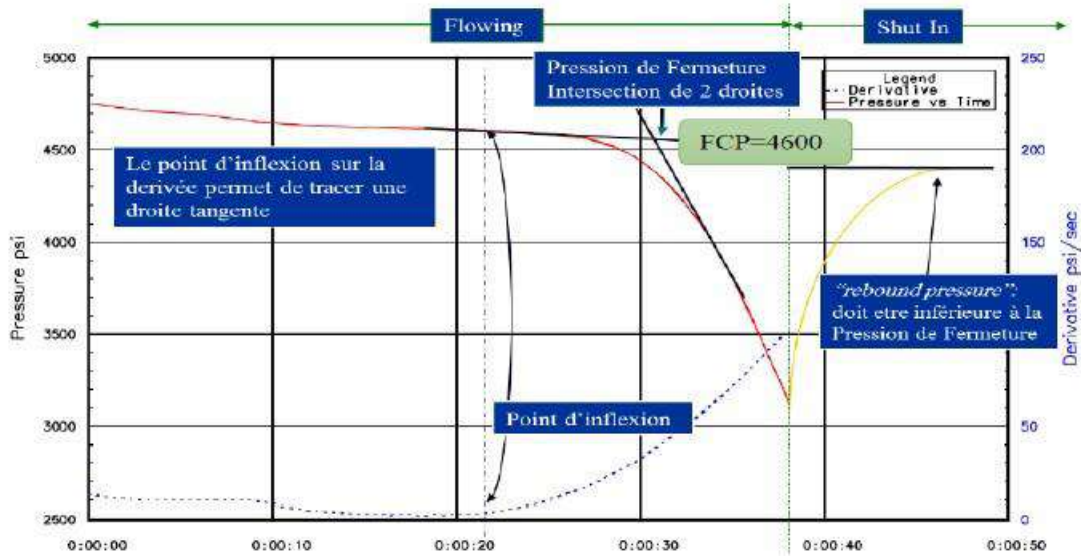


Figure A.3 : Détermination de la pression de fermeture (FCP).

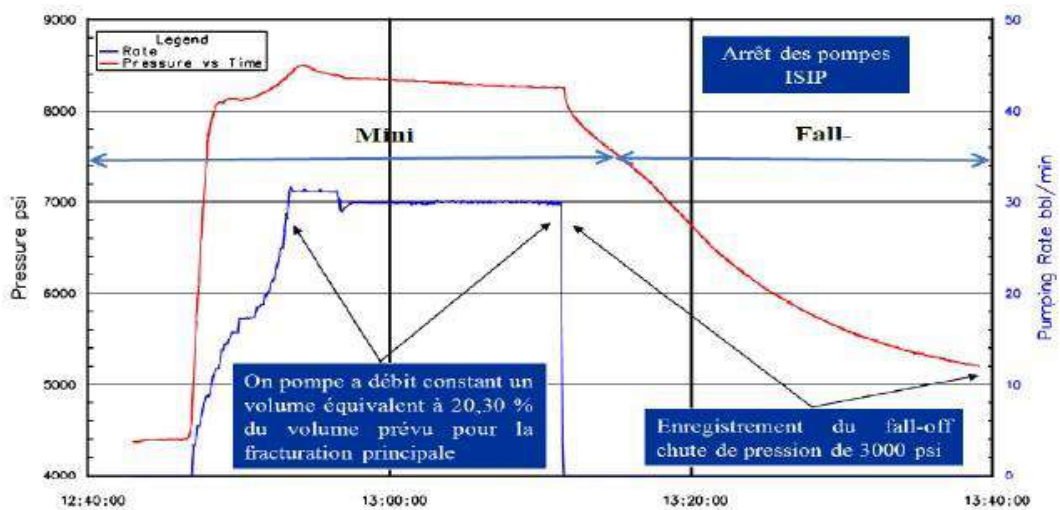


Figure A.4 : Test de déclin de pression.

Chapitre IV : Annexe B

Partie B.1 :

Historique :

La technologie DTS est utilisée dans l'industrie pétrolière et gazière depuis plusieurs années (Mehmood et al. 2018). Un porteur de fibre optique est déployé dans le puits de forage, soit installé de manière permanente dans une complétion, soit transporté par des moyens d'intervention tels que le CT ou le slickline. La fibre est utilisée pour transmettre un faisceau de lumière, une impulsion laser étroite, à travers le cœur en verre depuis la surface jusqu'à l'extrémité de la ligne FO. La collecte et l'analyse de la lumière rétrodiffusée, en particulier les composantes dites Stokes et anti-Stokes, permettent de dériver des traces de température distribuées sur toute la longueur des fibres optiques.

Lorsque les fibres sont déployées dans des puits, une trace de température est typiquement collectée toutes les quelques secondes à plusieurs minutes, en fonction de la résolution recherchée de la mesure. La collecte et l'analyse de plusieurs traces de température dans les domaines de la profondeur et du temps permettent de mieux comprendre la dynamique du puits.

Cette technologie pourrait être utilisée pour diagnostiquer une fuite ou un problème d'intégrité dans la complétion (**Khalid et al. 2019**), optimiser la stimulation acide dans les complétions à trou ouvert (**Abdelrehim et al. 2020**), ou obtenir des informations sur la dynamique du fond du puits en diagnostiquant l'efficacité de la complétion du contrôle de conformité (**Stepanov et al. 2020 . Mehmood et al. 2018**) ont utilisé le DTS comme une alternative aux techniques traditionnelles de diaggraphie de production en utilisant la modélisation numérique de flux thermique pour faire correspondre les profils de température et allouer les taux de production zonaux.

HAZ 111 est un puits foré avec une section à trou ouvert de **6''** dans l'objectif d'être complété par une complétion mono-bore et un liner cimenté de **4^{1/2}** dans l'objectif d'effectuer cinq étapes de fracturation proprement dite des réservoirs ordoviciens de l'objectif principal (Grès de Ouargla et Quartzites de Hamra) en utilisant la technique Coiled Tubing Plug & Perf.

Avant la pose du liner cimenté et pendant que le puits est terminé en ope hole, il est prévu de réaliser un profil de production de la section horizontale en utilisant une acquisition de logs de température DTS (**Distributed Temperature Sensing**) avec la technologie Active de tubes enroulés à fibre optique [18].

Partie B.2:

Les réponses en intensité des impulsions lumineuses répétées sont moyennées pour obtenir une résolution acceptable de la température et peuvent être améliorées en augmentant le temps d'acquisition. Pour atteindre l'objectif du profilage DTS, l'opération sera conduite dans la séquence suivante :

- 1.** Faire fonctionner le CT jusqu'au TD maximum et effectuer le premier profilage DTS pendant que le puits est fermé à l'état stable avant d'introduire des fluides ou de faire couler le puits pour l'enregistrement géothermique.
- 2.** Effectuer un traitement de nettoyage si nécessaire et soulever le puits avec du N2.
- 3.** Avec l'enregistrement d'écoulement stable du 2^{ème} DTS et dans la tentative de reconnaître l'intervalle de production avec la surveillance de l'effet de déviation de la température le long du drain horizontal pendant que vous effectuez un enregistrement de la production sur le test de puits de surface.
- 4.** Laisser le puits s'écouler à un débit stable et surveiller le mouvement des fluides en utilisant le DTS, le DHP doit être surveillé.

5. Une fois que les paramètres de performance du puits sont enregistrés et que l'intervalle de production est détecté, fermer le puits et continuer à enregistrer le DTS pendant 2 heures [18].

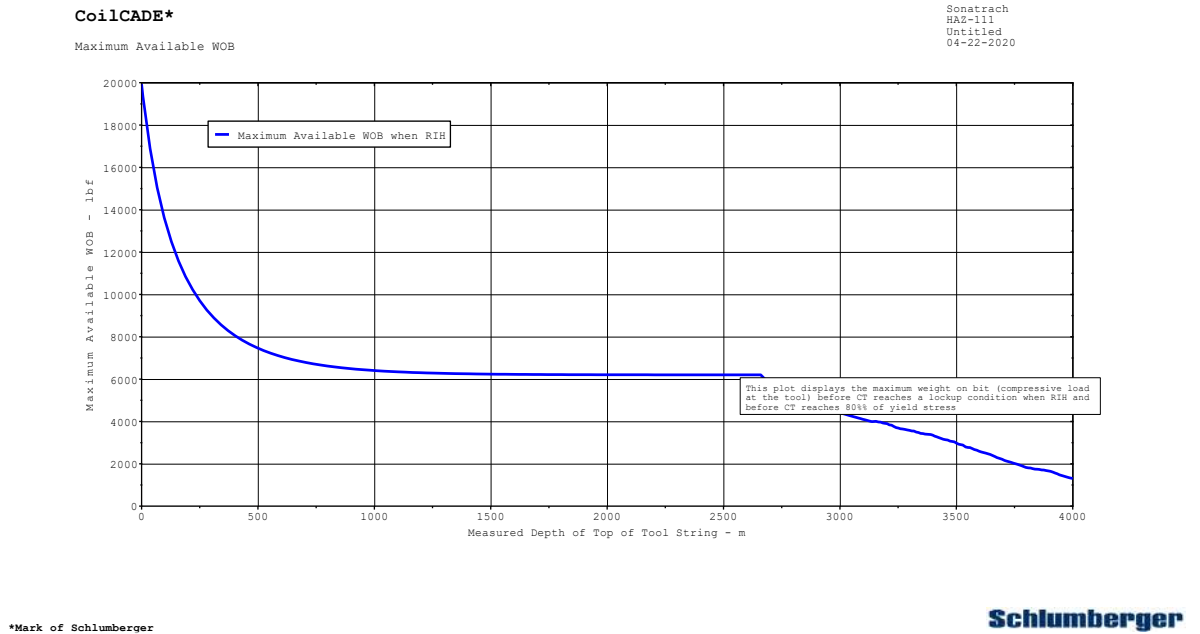


Figure B.2 : Courbe DTS (Well survey 2D) [18].

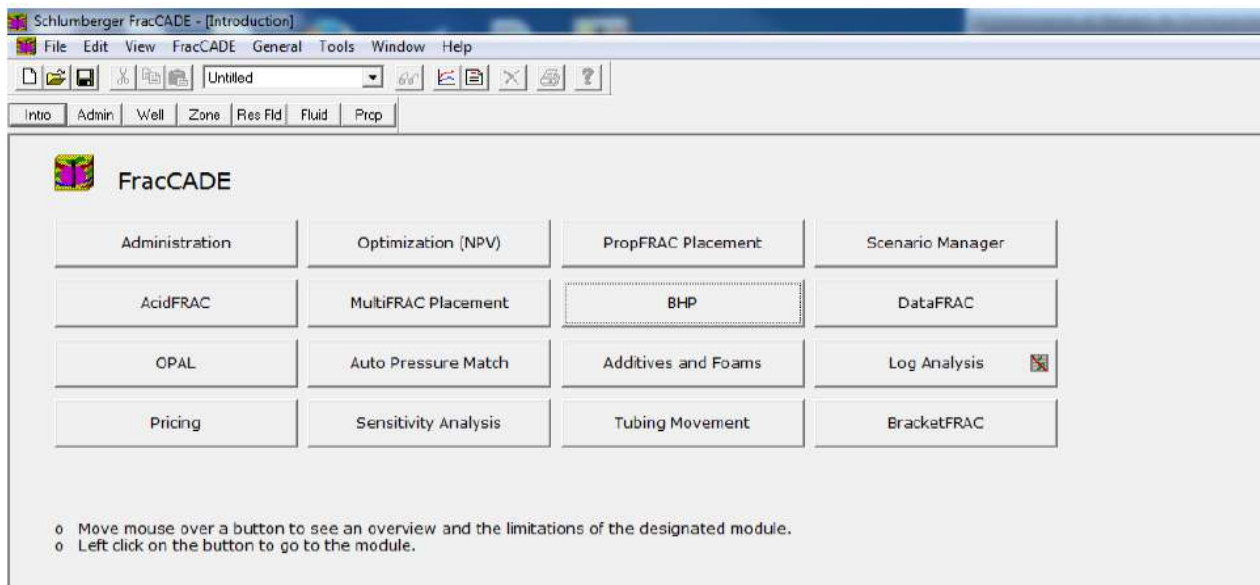


Figure B.3: Interface présentant les applications du logiciel Frac CAD.

Partie B.4 :

Déroulement d'opération:

Le déroulement d'un traitement de fracturation hydraulique est comme suit [17] :

08:35 : Commencer à raccorder la ligne de stand à la tête de puits et vérifier les pop offs

A1=4500 psi A2=4590 psi B=1790 psi.

08:45 : Essai de pression sur la conduite principale à 14000 psi.

09:30 : ouvrir les vannes d'annulaires pression A=12psi et B=11psi.

09:37 : ouvrir la tête de puits WHP=1260psi

09:45 : pressuriser la pression annulaire A=1220 psi et B=448 psi.

09:55 : Arrêter, passer à l'acide.

10:00 : commencer à pomper l'acide à 5.8 bpm.

10:00 : commencer à pomper le déplacement.

Graphe B.5:

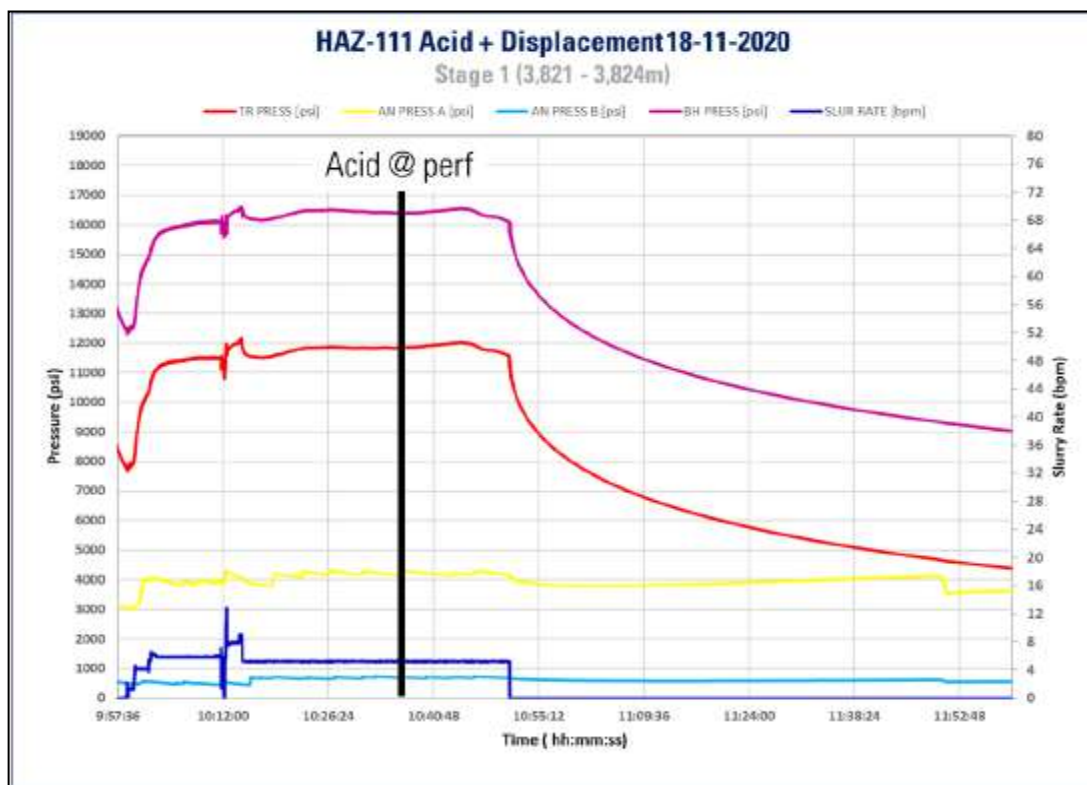


Gráfico B.5: Stage 1 Acid pumping & displacement plot [17].

Tableau B.6:

WF135 Formulation			
Product Code	Additive Function	Concentration per 1000 gal	Lot Number
Water	Field Mixing Water	1000 gal	-
M275	Bactericide	05 lb	205626
J580	Guar Gelling Agent	35lb	ARAE191017188
L071	Clay Stabilizer	2 gal	19-20/E015/CC
F112	Surfactant	1 gal	KK8F0341A0
Crosslinker Formulation			
U028	Activator	75 gal	ALG034D/2019
L010	Crosslinker	8 lb	P1457245
Water	-	1 gal	-
J450	Iron Stabilizer	1gal	B130174849
J480	Delay Agent	15 lb	5119849
J218	Ammonuim Persulfate	-	140559
J481	Sodium Bromide	-	OY190821
J579	Proppant Transport Additive	-	

Tableau B. 6: Composition des fluides.**Figure B.7:****Figure B.7:** Cross-linked gel.**Tableau B.8:**

Test Date	WF135				YF135				Comment
	Mixed	pH	Temp deg C	Viscosity 511 sec ⁻¹	X-linker gal/1000 gal	pH	Temp deg c	X-link Time (min :sec)	
Nov.18 th .2020	Lab	8,1	21,5	36	11,5	12,2	21,7	2:40	Good
Nov.18 th .2020	DataFRAC stage 1	7,9	22,1	36	11,5	12,1	22,4	2:50	Good
Nov.22 th .2020	DataFRAC stage 2	8,3	17	38	11,5	12,3	17,2	3:00	Good
Nov.22 th .2020	Main FRAC Stage2	8,2	20,3	36	11,5	12,2	20,3	2:50	Good
Nov.25 th .2020	DataFRAC stage 3	8,1	20	36	11,5	12,2	17,2	2:45	Good
Nov.25 th .2020	Main FRAC stage 3	8,0	20,5	36	11,5	12,3	20,7	2:40	Good

Tableau B.8: Fluid QA/QC tests results.**Partie B.9 :****Déroulement d'opération:**

Le déroulement d'un traitement de fracturation hydraulique est comme suit :

08:00: Commencer à raccorder la ligne de stand à la tête de puits et vérifier les pop offs

A1=4630 psi, A2=4700 psi, B=1760 psi.

09:00: Essai de pression sur la conduite principale à 14000 psi.

09:55: ouvrir la tête du puits WHP=650 psi.

10:00: ouvrir les valves annulaires pression A=2 psi et B=11 psi.

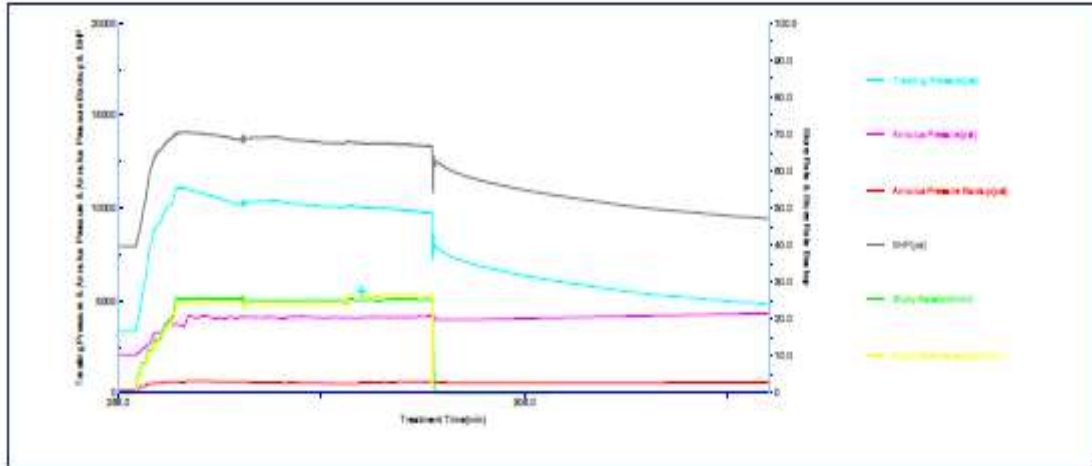
10:02: pressuriser la pression l'annulaire A=1700 psi et B= 500psi.

10:18 : Arrêt brutal après le pompage de 188.8 bbl d'eau traitée et enregistrement du déclin.

11:07 : Commencez à pomper le test du taux progressif en augmentant le taux de 3.2 bpm à 28 bpm.

11:20 : arrêt et décroissance après pompage de 377.6 bbl de slurry totale.

Graphe B.10 :



Graphe B.10: DataFRAC Pressure Match plots (Stage 2).

Partie B.11:

Déroulement d'opération :

13:42: augmentée la pression annulaire A à 4200psi et pression annulaire B à 500psi.

14:45 : préparation de la fracturation principale.

15:00: super POD HIWAY function test.

16:40: Commencer à mélanger les disjoncteurs.

17:45: ouvrir les vannes de terre WHP=2600 psi.

17:58: pressuriser l' annulaire A=2240 psi et B=500 psi.

18:00: Commencez à pomper PrePAD avec WF135 en augmentant le taux à 25 bpm.

18:08 : Commencez à pomper le PAD-1 avec YF135HTD à 25 bpm.

18:17 : Commencez à pomper PAD-2 avec YF135HTD à 25 bpm avec fibre.

18:22 : Commencez à pomper 0,5 PPA avec YF135HTD à 25 bpm.

18:38 : passer au rinçage en raison de la haute pression.

18:42 : Redémarrage de l'hélice à 2,5 PPA à 15 bpm avec YF135HTD.

18:52 : Les pompes se sont déclenchées à 11980 psi.

18:55 : Tentatives de purge à 17 h avec WF135.

18:57: arrêter le pompage.

19:50 : fermer le puits et purger des pressions annulaires A&B à 0 psi.

Figure B.12 :

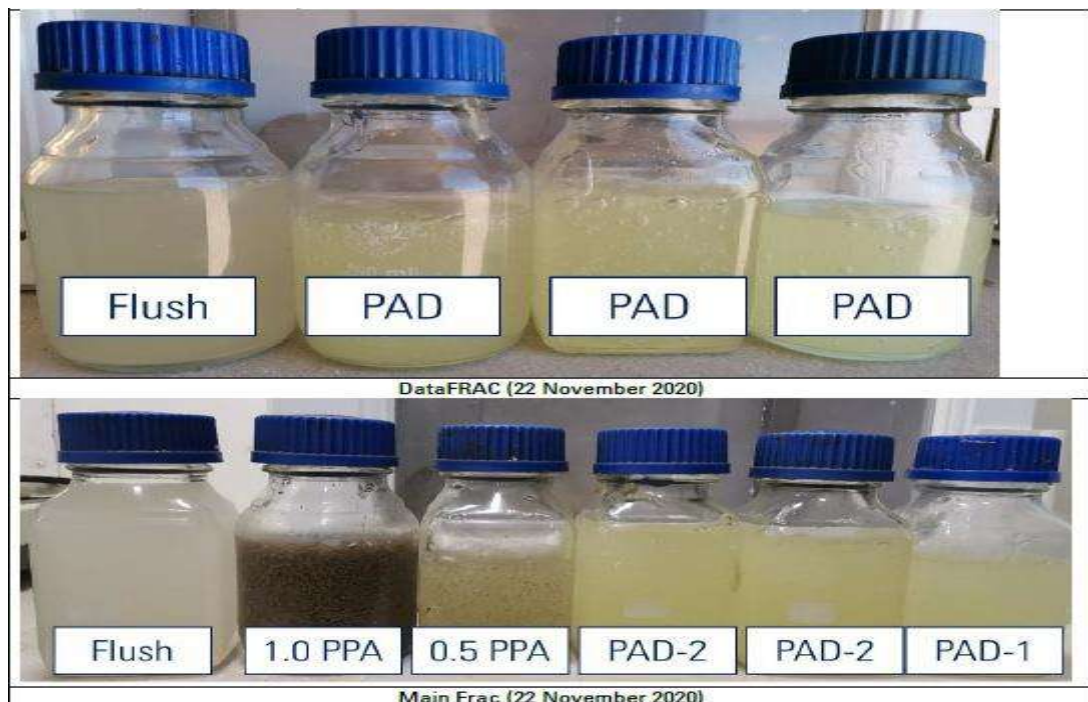


Figure B.12 : Stage 2 during the Job.

Tableau B.13:

Proppant Code: 20/40
Bulk density: 2.24
Specific Gravity: 3.51
Sample Weight: 100 grams
Sample Point: big bag

Sieve Size	Sieve Weight Empty (gr)	Sieve Weight Full (gr)	Difference	Cumulative (%)
16	137.37	137.40	0.03	0.03
20	134.88	146.98	12.10	12.10
25	131.56	199.94	68.38	68.38
30	133.02	150.03	17.01	17.01
35	125.05	126.84	1.79	1.79
40	124.58	125.23	0.65	0.65
50	122.72	122.76	0.04	0.04
Pan	87.57	87.57	0.00	0.00
				100 %

Proppant Code: 30/50				
Bulk density: 1.6				
Specific Gravity: 2.80				
Sample Weight: 100 grams				
Sample Point: big bag				
Sieve Size	Sieve Weight Empty (gr)	Sieve Weight Full (gr)	Difference	Cumulative (%)
20	134.88	134.97	0.09	0.09
30	133	135.35	2.35	2.35
35	125.06	197	71.94	71.94
40	124.58	149.16	24.58	24.58
45	121.68	122.61	0.93	0.93
50	122.76	122.76	0.07	0.07
70	120.36	120.36	0.04	0.04
Pan	87.59	87.59	0.0	0.0
				100%

Tableau B.13 : proppant QA/QC.

Tableau B.14 :

Programme de pompage initiale, MainFrac HAZ111.

step #	Step Name	Slurry Volume (bbl)	Pump Rate (bbl/min)	Pump Time (min)	Fluid Name	Fluid Volume (gal)	Proppant Name	Prop Conc (ppa)	Prop Mass (lb)
1	Pad	428.57	30	14.29	YF135HTD	18000			
2	1PPA	147.59	30	4.92	YF135HTD	6000	HSP 30/50	1.0	6000
3	2PPA	152.31	30	5.08	YF135HTD	6000	HSP 30/50	2.0	12000
4	3 PPA	157.04	30	5.23	YF135HTD	6000	HSP 30/50	3.0	18000
5	4PPA	164.39	30	5.48	YF135HTD	6000	ISP 20/40	4.0	24000
6	5 PPA	169.77	30	5.66	YF135HTD	6000	ISP20/40	5.0	30000
7	6PPA	175.16	30	5.84	YF135HTD	6000	ISP 20/40	6.0	36000
8	Flush	175.62	30	5.85	YF135	7375.90			

Tableau B.15 :

Programme de pompage redésigne, MainFrac (après le frac) HAZ111.

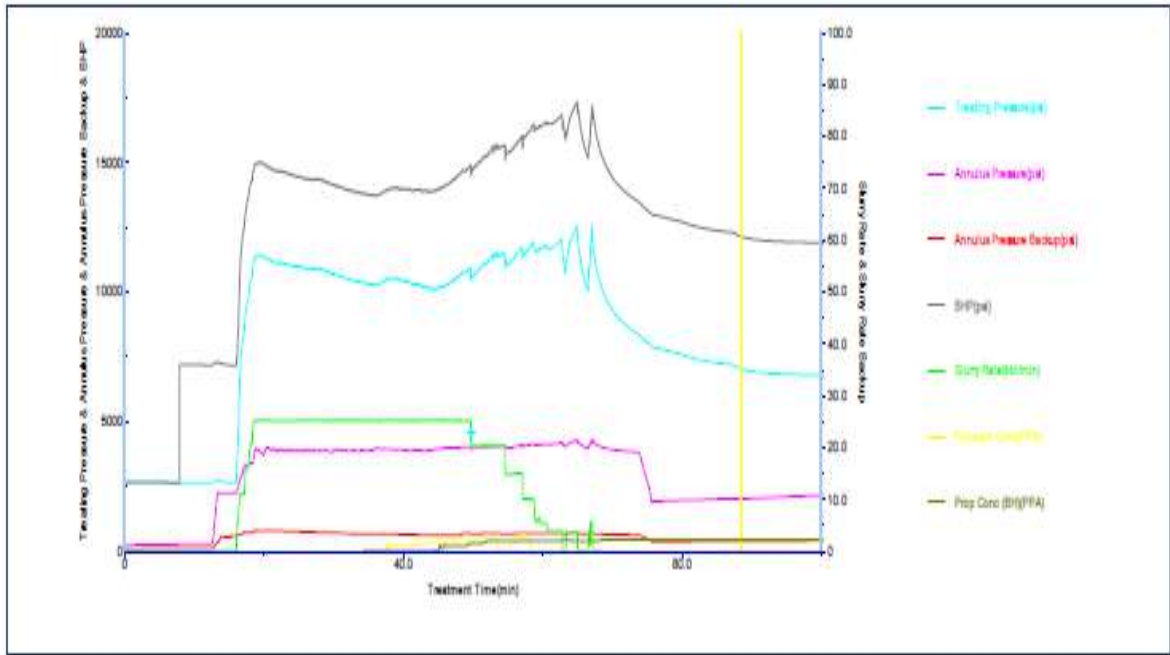
step #	Step Name	Slurry Volume (bbl)	Slurry Rate (bbl/min)	Pump Time (min)	Fluid name	Fluid Volume (gal)	Proppant name	Prop Conc (PPA)	Prop Mass (lb)
1	PrePAD	23.8	25	00:57	WF135	1.0			
2	Pad1	214.3	25	08:34	YF135HTD	9.0			
3	Pad2	214.3	25	08:34	YF135HTD	9.0			
4	0.5 PPA	48.7	25	01:57	YF135HTD	2.0	30/50 HSP	0.5	1000
5	1PPA	99.5	25	03:59	YF135HTD	4.0	30/50 HSP	1	4000
6	1.5PPA	50.8	25	02:02	YF135HTD	2.0	30/50 HSP	1.5	3000
7	2PPA	103.7	25	04:09	YF135HTD	4.0	30/50 HSP	2	8000
8	2.5PPA	52.9	25	02:07	YF135HTD	2.0	30/50 HSP	2.5	5000
9	3PPA	107.9	25	04:19	WF135HTD	4.0	30/50 HSP	3	12000
10	4PPA	84.1	25	03:22	YF135HTD	3.0	30/50 HSP	4	12000
11	4PPA	107.8	25	04:19	WF135HTD	4.0	20/40 ISP	4	16000
12	5PPA	194.1	25	07:46	WF135HTD	7.0	20/40 ISP	5	35000
13	6PPA	114.1	25	04:34	WF135HTD	4.0	20/40 ISP	6	24000
14	Flush	182.7	25	07:18	WF135	7.673			

Tableau B.16 :

programme de pompage mesuré de l'exécution du traitement principal de fracturation.

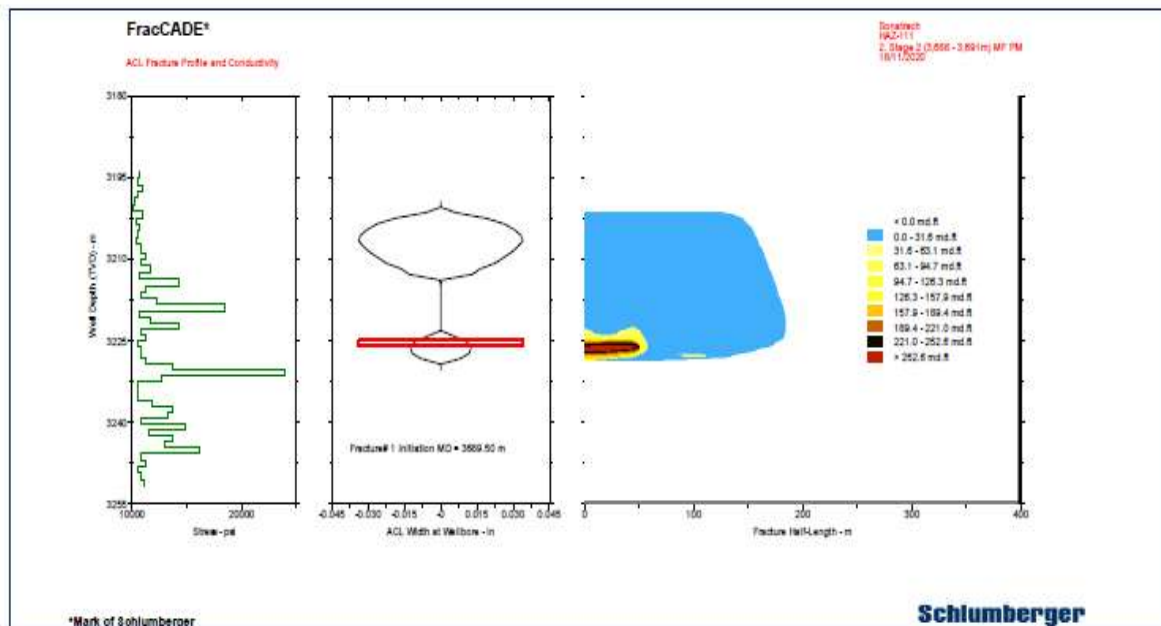
step #	Step Name	Slurry Volume (bbl)	Slurry Rate (bbl/min)	Pump Time (min)	Fluid Name	Fluid Volume (gal)	Proppant Name	Max Prop Conc (PPA)	Prop Conc (PPA)	Prop Mass (lb)
1	PrePAD	416	173	28	WF135	1728		0	0	0
2	Pad1	2143	251	85	YF135HTD	9000		0	0	0
3	Pad2	2143	251	85	YF135HTD	9000		0	0	0
4	0.5 PPA	487	251	19	YF135HTD	2029	HSP 30/50	0.5	0.5	335
5	1.0PPA	994	251	4	YF135HTD	4006	HSP 30/50	1	1	3859
6	1.5PPA	508	251	2	YF135HTD	2000	HSP 30/50	1.5	1.5	2994
7	2.0PPA	1729	245	71	YF135HTD	6675	HSP 30/50	2	2	13369
8	2.5PPA	541	203	27	YF135HTD	2047	HSP 30/50	2.5	2.5	5318
9	Flush	329	187	18	WF135	1387	-	0	0	0
10	2.5PPA	374	136	29	YF135HTD	1417	HSP 30/50	2.5	2.5	3753
11	Flush	338	57	72	WF135	1423	-	0	0	0

Graphe B.17:



Graphe B.17 : Main Fracture Treatment Pressure Match (stage 2).

Graphe B.18:



Graphe B.18: Main Frac Treatment Geometry (stage 2).

Partie B.19 :

Déroulement d'opération:

09:00 : Entamer le remplissage du puits à 3.5 bpm à 8976 psi et augmenter le taux progressivement à 30 bpm et ajuster la pression annulaire en conséquence

10:06 : Arrêt brutal après le pompage de 253.6 bbl d'eau traitée et l'enregistrement du déclin

10:42 : Commencez à pomper l'étage Pre-ad avec le gel linéaire WF135 pour atteindre 30 bpm et ajuster la pression annulaire en conséquence.

10:51 : Passer à la platine Pad avec gel réticulé YF135 HTD à 30 bpm .

11:01 : Passage au stade de rinçage avec gel linéaire WF135.

10:30 : Arrêt après le pompage de 181 bbl de gel linéaire WF135.

11:07 : Enregistrer le déclin et commencer l'analyse de frac de données.

12:30 : Augmentation de la Pression annulaire à 4200 psi

12:45 : Augmentation la Pression annulaire A à 3200 psi et annulaire B à 500 psi

12:50 : Début du saignement de l'anneau A B à 0 psi et arrêt de l'enregistrement

13:00 : Début de la préparation du frac principal

16:58 : ouvrir les vannes de terre WHP=2600 psi.

17:00: Pressuriser le côté annulaire A=2240 psi et B=500 psi Main frac sequences:

17:00: Commencer le pompage préparé avec WF 135 en augmentant le taux à 30 bpm.

17:04 : Commencer à pomper la plateforme avec le YF135HTD à 30 bpm.

17:23: Commencez à pomper le Hiway 1.0PPA avec YF135HTD &30/50 HSP à 30 bpm.

17:37: Commencez à pomper le Hiway 2.0 PPA avec YF135HTD et 30/50 HSP à 30 bpm.

17:43: Commencez à pomper la Hiway 3.0 PPA avec YF135HTD &30/50 HSP à 30 bpm.

17:55 : Commencer à pomper le Hiway 4.0 PPA avec YF135HTD &30/50 HSP à 30 bpm.

17:57 : Commencer à pomper le Hiway 5.0 PPA avec YF135HTD &30/40 HSP à 30 bpm.

18:00 : Commencez à pomper Hiway 6.0 PPA avec YF135HTD &20/40 HSP à 30 bpm.

18:11 : arrêter le pompage après un rinçage réussi de 166.6 bbl dont 5bbl.

18:51: Fermez le puits et purger des pressions annulaires A et B à 0 psi.

Figure B.20 :

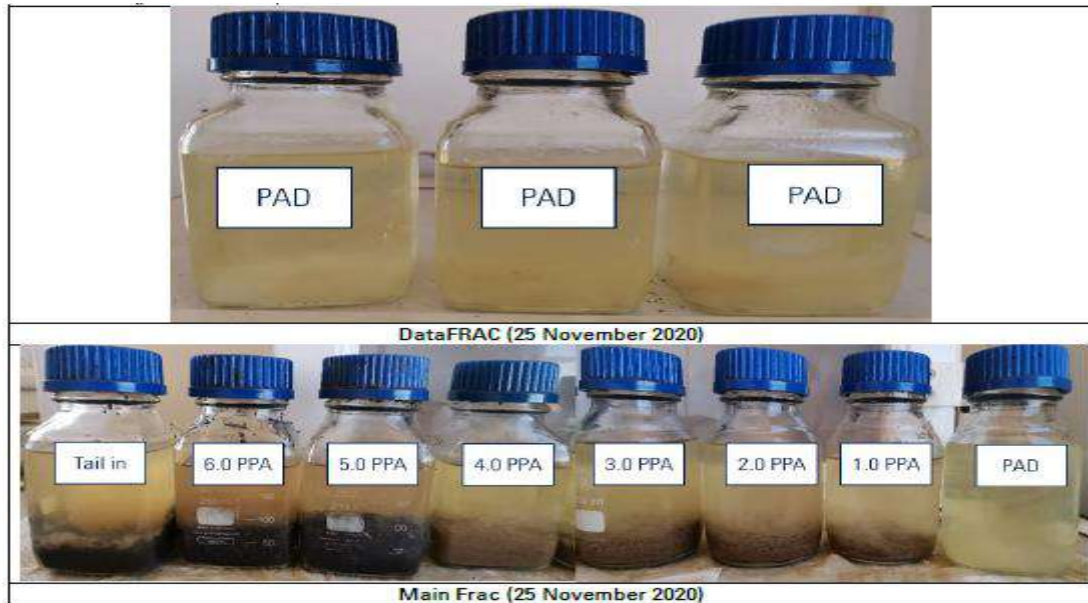
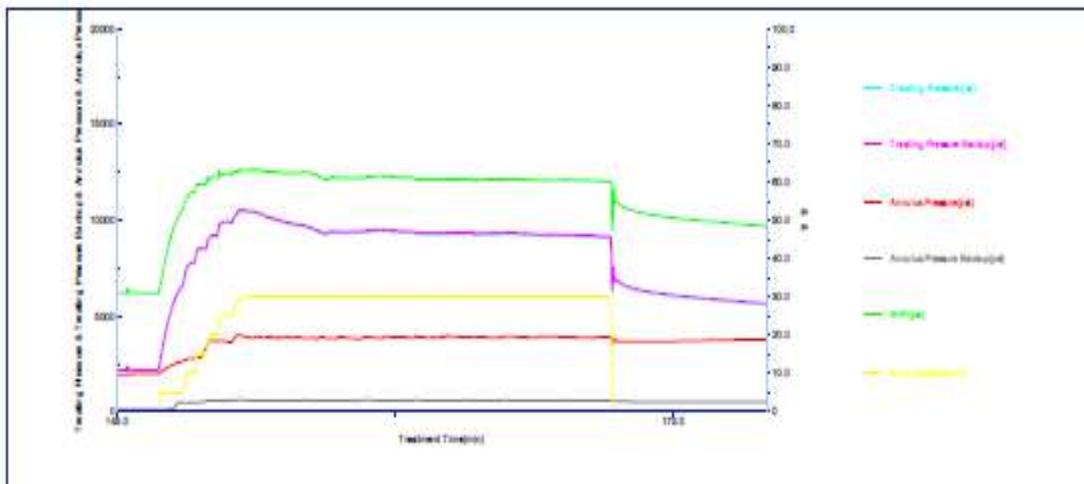


Figure B.20 : Stage 3 during the Job.

Graphe B.21 :



Graphe B.21: DataFRAC Pressure Match plot (stage 3).

Tableau B.22 :

Programme de pompage désigne initiale, MainFrac HAZ111.

step #	Step Name	Slurry Volume (bbl)	Pump Rate (bbl/min)	Pump Time (min)	Fluid Name	Fluid Volume (gal)	Proppant Name	Prop Conc (PPA)	Prop Mass (lb)
1	Pad	428.57	30.	14.29	YF135HTD	18000			
2	1 PPA	147.59	30	4.92	YF135HTD	6000	HSP 30/50	1.0	6000
3	2 PPA	152.31	30	5.08	YF135HTD	6000	HSP 30/50	2.0	12000
4	3 PPA	157.04	30	5.23	YF135HTD	6000	HSP 30/50	3.0	118000
5	4 PPA	164.39	30	5.48	YF135HTD	6000	ISP 30/50	4.0	24000
6	5 PPA	169.77	30	5.66	YF135HTD	6000	ISP 20/40	5.0	30000
7	6 PPA	175.16	30	5.84	WF135	6000	ISP 20/40	6.0	36000
8	Flush	162.54	30	5.42	WF135	6826.71			

Tableau B.23 :

Programme de pompage redésigne, MainFrac (après le frac) HAZ111.

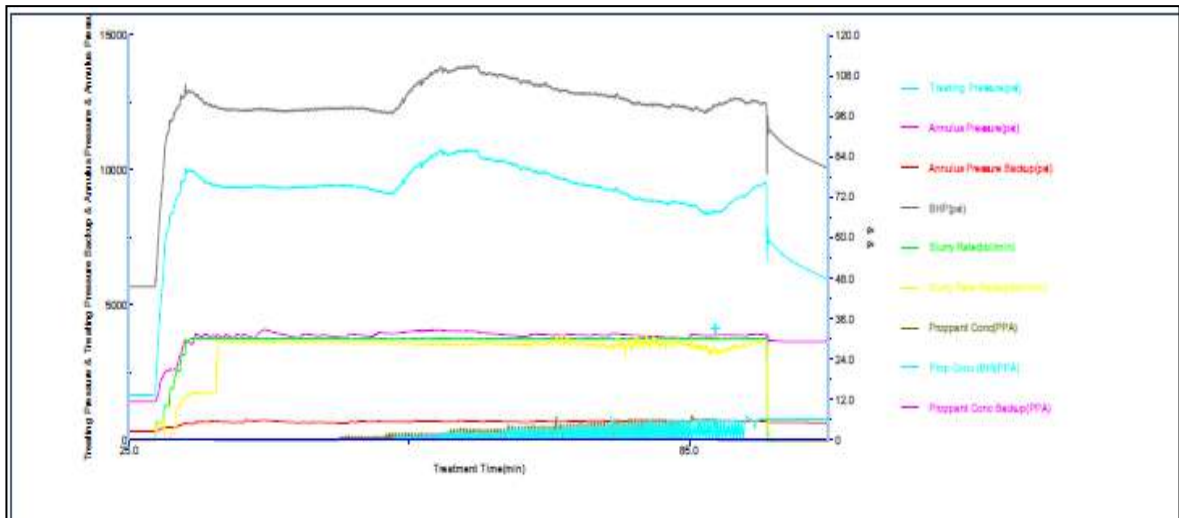
step #	Step Name	Slurry Volume (bbl)	Slurry Rate (bbl/min)	Pump Time (min)	Fluid Name	Fluid Volume (gal)	Proppant Name	Max Prop Conc (PPA)	Prop Mass (lb)
1	PrePAD	23.8	25:00	00:57	WF135	1.000		-	-
2	Pad	357.1	25:00	14:17	YF135HTD	18.000		-	-
3	1 PPA	125.0	25:00	05:00	YF135HTD	6.199	HSP 30/50	1	3.049
4	2PPA	125.0	25:00	05:00	YF135HTD	6.104	HSP 30/50	2	5.909
5	3PPA	210.0	25:00	08:24	YF135HTD	6.416	HSP 30/50	3	9.169
6	4PPA	260.0	25:00	10:24	YF135HTD	6.280	HSP 30/50	4	11.680
7	5PPA	270.0	25:00	10:48	YF135HTD	6.574	HSP 20/40	5	15.020
8	6PPA	300.0	25:00	12:00	WF135	6.482	HSP 20/40	6	17.470
9	Tail in	30.0	25:00	01:12	YF135HTD	3.083	HSP 20/40	6	18.498
10	Flush	172.1	25:00	06:53	WF135	7.102			

Tableau B.24 :

le programme de pompage mesuré de l'exécution du traitement principal de FRAC

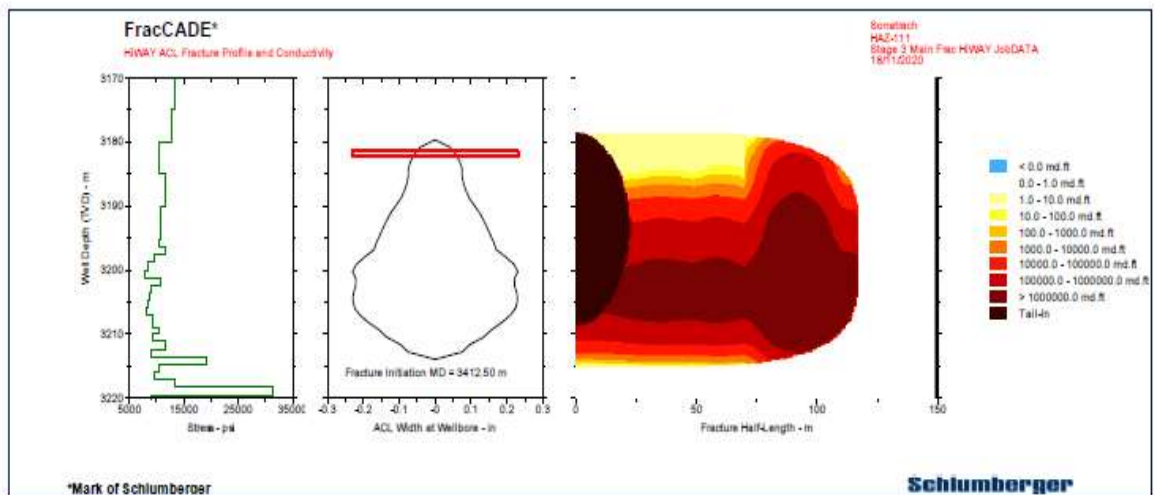
step #	Step Name	Slurry Volume (bbl)	Slurry Rate (bbl/min)	Pump Time (min)	Fluid Name	Fluid Volume (gal)	Proppant Name	Max prop conc (PPA)	Max Prop Conc (PPA)	Prop Mass (lb)
1	PrePAD	57.5	204	36	WF135	2394				
2	Pad	476.2	30.1	15.8	YF135HTD	20000				
3	1.0 PPA	150.8	30	5	YF135HTD	6200	HSP 30/50	1.0	1.0	3002
4	2.0PPA	205.9	30	6.9	YF135HTD	8311	HSP 30/50	2.0	2.0	7638
5	3.0PPA	187	30	6.2	YF135HTD	7379	HSP 30/50	3.0	3.0	10788
6	4.0PPA	167.5	30	5.6	YF135HTD	6487	HSP 30/50	4.0	4.0	12436
7	5.0PPA	168.4	30	5.6	YF135HTD	6583	HSP 20/40	5.0	5.0	14854
8	6.0PPA	248.7	30	8.3	WF135	9616	HSP 20/40	6.0	6.0	25193
9	Tail in	87.9	30	2.9	YF135HTD	3132	HSP 20/40	6.0	6.0	17760
10	Flush	166.6	30.0	5.6	WF135	7025				

Graphe B.25 :



Graphe B.25: DataFRAC Pressure Match plots (Stage 3).

Graphe B.26 :



Graphe B.26 : Main Frac Treatment Geometry (stage 3).



FICHE TECHNIQUE DE PRODUCTION

HAZ111

Coordonnées UTM	Puits	Forage	Complétion	Workover
X(UTM): 263242,36m Y(UTM): 3256012,66m Z eol: 200,40m Z table: 200,95m	Puits : GAZ Structure : HAMRA Réservoir : G.O-Q2H Collecteur :	Appareil: ENF50 Début : 28/02/2018 Fin : 25/06/2018 Fond MD: 4000m	N°: 01 Type : Simple 4"1/2 en 15% Cr Super Appareil : ENF50 Début : 12/10/2020 Fin : 18/10/2020	N°: 01 Nat : Réforage bouchons+oper.DTS+gase Liner4"1/2+complétions spéciale Frac Appareil : ENF50 Début : 08/07/2020 Fin : 18/10/2020

TÊTE DE PUITS					
Composant	Type	Diam	Série	Nbr	Obs
CASING HEAD		20"3/4 x 18"5/8	3000	1	
CASING SPOOL		20"3/4 x 13"5/8	3000 x 5000	1	
CASING SPOOL		13"5/8 x 11"	5000 x 10000	1	
TESTING FLANGE	FMC	11" x 11"	10000		
TUBING HEAD	FMC	11" x 7"1/16	10000	1	
ADAPTEUR	FMC	7"1/16 x 4"1/16	10000	1	
VAWNE MATTRESSE	FMC	4"1/16	10000	2	
CROIX	FMC	4"1/16	10000	1	
VAWNE AUTOMATIQUE	FMC	4"1/16	10000	1	
VAWNE LATÉRALE	FMC	4"1/16	10000	1	
VAWNE DE CURAGE	FMC	4"1/16	10000	1	
TOP CUP	FMC	4"1/16	10000	1	

EQUIPEMENTS DE FOND									
Designation	Top	Long	ID	OD	Grade	Fillet	Poids	Nbr	Obs
21-OLIVE	0,00	0,45	7					1	13% Cr Super
20-JOINT TUBING	0,46	10,22	3,92	4,5	P110	NVAM	13,5	1	13% Cr Super
19-PUP JOINT	10,67	3,96	3,92	4,5	P110	NVAM	13,5	1	13% Cr Super
18-JOINT TUBING	14,63	9,57	3,92	4,5	P110	NVAM	13,5	1	13% Cr Super
17-PUP JOINT	24,20	3,00	3,92	4,5	P110	NVAM	13,5	1	13% Cr Super
16-PUP JOINT	27,20	1,96	3,92	4,5	P110	NVAM	13,5	1	13% Cr Super
15-COLONNE TUBING	29,16	2595,41	3,92	4,5	P110	NVAM	13,5	267	13% Cr Super
14-FLOW COUPLING	2624,67	1,73	3,92	4,5	P110	NVAM	13,5	1	13% Cr Super
13-BEGE X	2626,30	0,34	3,313	4,5	P110	NVAM	13,5	1	13% Cr Super
12-FLOW COUPLING	2626,64	1,73	3,92	4,5	P110	NVAM	13,5	1	13% Cr Super
11-JOINT TUBING	2628,37	10,22	3,92	4,5	P110	NVAM	13,5	1	13% Cr Super
10-ANCHOR SEAL	2638,59	0,57	3,92	4,5	P110	NVAM	13,5	1	13% Cr Super
9-PACKER	2639,16	1,82	3,875	7				1	13% Cr Super
8-MILLOUT EXTENSION	2640,98	1,30		5,5				1	13% Cr Super
7-REDUCTION	2642,28	0,20		5,5 x 4,5				1	13% Cr Super
6-JOINT TUBING	2642,48	10,22	3,92	4,5	P110	NVAM	13,5	1	13% Cr Super
5-PUP JOINT	2652,70	3,02	3,92	4,5	P110	NVAM	13,5	1	13% Cr Super
4-FLOW COUPLING	2655,72	1,73	3,92	4,5	P110	NVAM	13,5	1	13% Cr Super
3-BEGE X	2657,45	0,34	3,313	4,5	P110	NVAM	13,5	1	13% Cr Super
2-FLOW COUPLING	2657,79	1,73	3,92	4,5	P110	NVAM	13,5	1	13% Cr Super
1-BHOE	2659,52	0,26	3,92	4,5	P110	NVAM	13,5	1	13% Cr Super

TUBAGES									
Tubages	Top-Bottom	Phase	Ø sabot	ID	OD	Grade	Fillet	Poids	Obs
CASING-18"5/8	0 à 377	25'	375	17,755	18,625	K55	ETC	87,5	
CASING-13"3/8	0 à 1959	18'	1958	12,415	13,375	N80	ETC	58	
CASING-9"5/8	0 à 2049	12"1/4	2048	5,881	6,625	P110	ETC	47	
CASING-7"	0 à 2155	8"1/2	2155	6,184	7	P110	NVAM	29	
LINER4"1/2	2663 à 4000	6"	3999	3,92	4,5			13,5	

PERFORATIONS							
Date	Top-Bottom	Canon	Type	Réervoir	Densité	Phasing	Obs
30/11/2020	3227,5 à 3230,5	2"7/8	HSD	Q.HA	5	80	
28/11/2020	3294 à 3297	2"7/8	HSD	Q.HA	5	80	
30/11/2020	3304 à 3306	2"7/8	HSD	Q.HA	5	80	
24/11/2020	3411 à 3414	2"7/8	HSD	Q.HA	5	80	
21/11/2020	3688 à 3691	2"7/8	HSD	Q.HA	5	80	
20/11/2020	3821 à 3824	2"7/8	HSD	Q.HA	5	80	
17/11/2020	3888 à 3890	2"7/8	HSD	Q.HA	5	80	

PLUG ET RESTRICTION			
Date	Top - Bottom	Type	Obs

DÉVIATIONS					DONNÉES DE PRESSIONS					
Designation	MD	TVD	Phase	INCL	AZ	Date	Compagnies			
KOP	2700	2700	8"1/2	0	0	19/07/2018	SCHLUMBERGER			
TD	4000	3260	6"	83,3	355,61	Duses	2484	2664	3264	3684
						FFB (Psi)	//	5062	5065	5063
						FFD (Psi)	//	2677	2460	2100
						FFite (Psi)	//	1800	1650	1500
						T Site (Psi)	//	72	73	72

