

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production des hydrocarbures Professionnelle

Présenté Par :

BOUDANI Amel, MOKHTAR Khadija et DOUADI Yasser
-THÈME-

Fracturation Hydraulique Par la Technologie Hiway Du Puits HTF-13, Hassi Messaoud en 2016

Soutenu le : / / 2021 devant la commission d'examen

Président :	DADEN Abd-ghafour	MCA	Univ. Ouargla
Examineur :	MILOUDI Mustapha	MAA	Univ. Ouargla
Encadreur :	BOUFADAS Djamilia	MAA	Univ. Ouargla
Co-encadreur :	ADJOU Zakaria	Doctorant	Univ. Ouargla

Remerciement

Nous remercions tout d'abord notre Dieu qui nous a donné la force et la puissance pour terminer ce modeste travail.

Nous tenons à remercier et exprimer très chaleureusement toute notre gratitude et notre reconnaissance à nos encadrans respectés Madame Boufades Djamila et Monsieur Adjou Zakaria pour leurs engagements, leurs aides et leurs précieux conseils qu'ils ont su nous transmettre tout au long de ce projet, et nous remercions le nombre de jury monsieur DADEN Abd-ghafour et Monsieur MILOUDI Moustafa .

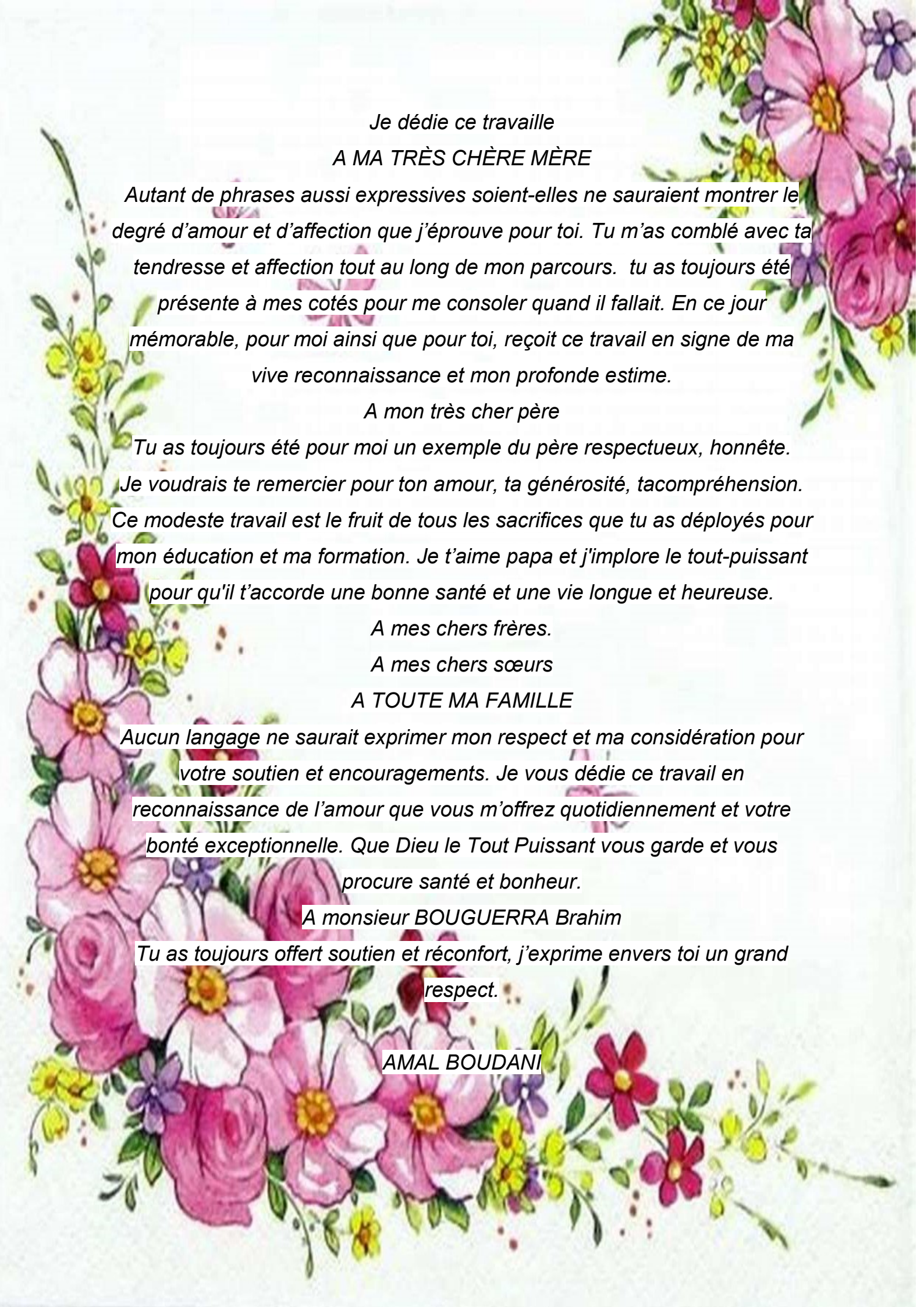
Au terme de ce travail, nous désirons adresser ici nos sincères remerciements aux nombreux témoins qui ont, directement ou indirectement contribué à sa réalisation.

Nous avons pu travailler dans un cadre particulièrement agréable grâce à l'ensemble des Professeurs. Nous pensons particulièrement aux professeurs Lebtahi Abdelhamid et Guenaoui Ali Seyfeddine étaient toujours disponibles ainsi qu'à Chetti Djamel Eddine, Atlili Mohamed Elhadi, Abd djaber mokhtaria, Merabet Zineb et kherraze Djamal. Merci à tous grâce à leurs aides et à leurs compréhensions Nous avons pu accomplir notre travail.

Ce travail n'aurait pu se réaliser sans l'aide de nombreuses personnes, Que nous pardonnent celles que nous avons oublié ici, mais nous adressons une pensée particulièrement à l'ami Righ youcef et le chef Bouguerra Brahim qui nous ont aidé de près et de loin dans la réalisation de ce travail.

Nos remerciements s'adressent à tous les professeurs et les travailleurs de l'université du Kasdi Merbah Ouargla.

Nous derniers remerciements iront vers notre famille, nos collègues, nos frères et nos sœurs et surtout nos parents, qui nous auront permis de poursuivre nos études jusqu'à aujourd'hui.



*Je dédie ce travaille
A MA TRÈS CHÈRE MÈRE*

Autant de phrases aussi expressives soient-elles ne sauraient montrer le degré d'amour et d'affection que j'éprouve pour toi. Tu m'as comblé avec ta tendresse et affection tout au long de mon parcours. tu as toujours été présente à mes cotés pour me consoler quand il fallait. En ce jour mémorable, pour moi ainsi que pour toi, reçoit ce travail en signe de ma vive reconnaissance et mon profonde estime.

A mon très cher père

Tu as toujours été pour moi un exemple du père respectueux, honnête. Je voudrais te remercier pour ton amour, ta générosité, ta compréhension. Ce modeste travail est le fruit de tous les sacrifices que tu as déployés pour mon éducation et ma formation. Je t'aime papa et j'implore le tout-puissant pour qu'il t'accorde une bonne santé et une vie longue et heureuse.

A mes chers frères.

A mes chers sœurs

A TOUTE MA FAMILLE

Aucun langage ne saurait exprimer mon respect et ma considération pour votre soutien et encouragements. Je vous dédie ce travail en reconnaissance de l'amour que vous m'offrez quotidiennement et votre bonté exceptionnelle. Que Dieu le Tout Puissant vous garde et vous procure santé et bonheur.

A monsieur BOUGUERRA Brahim

Tu as toujours offert soutien et réconfort, j'exprime envers toi un grand respect.

AMAL BOUDANI

Dédicace

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail le fruit de très longues années d'études :

- A mes chers parents qui me donnent toujours l'espoir de vivre, qui ont fait mon bonheur, qui n'ont jamais cessé de prier pour moi, pour leur encouragement, leurs soutiens, surtout pour ces amours et ces sacrifices afin que rien m'entrave le déroulement de mes études.

- A tous mes chère(s) frères et sœurs : Samira-Abderraouf-Hayat-Lyes Lezhari-Rym et Safi-Eddine

- A mes beaux frères et mes belles sœurs : Salah, Fayçal, Lamia, Nassima et Nourelhouda.

- A mes chère(s) ami(e)s : Dridi Slimane, Boumaza Mohamed Anis, Skakif Ibrahim, Rezzag badid Abdeslam, Tidjani Ahmed Mouad, BenAlia Anis, Mechouek Celia et Kermad Saada.

- A mes professeur respecté : Boufades Djamilia, Adjou Zakaria, Lebtahi Abdelhami, Guenaoui Ali seyyfeddine, Chatti Djamel Eddine, Atili Mohamed Elhadi, Zerrouki Ali.

- A mon ami Righi Youcef qui m'a beaucoup aidé dans a réalisation de ma thèse par son expérience de près et de loin.

- A toute la famille Douadi.

- A tout ce que j'aime et je respecte.

- A mes enseignants et tous les travailleurs de l'université Kasdi Merbah Ouargla.

Douadi Yasser



Je dédie ce travaille

*A mes chers parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse,
leur soutien et leurs prières tout au long de mes études,*

*A mes chère sœur FOUZIA pour leurs encouragements permanents, et leur
soutien moral,*

*A mes chers frères, Maamar. Djalal, Abdelkader, Abdelbassit pour leur
appui et leur encouragement,*

*A toute ma famille pour leur soutien tout au long de mon parcours
universitaire,*

*Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués, et le fruit
de votre soutien infailible,*

Merci d'être toujours là pour moi.

KHADIDJA Mokhtar



ملخص

يشكل تنشيط مكامن النفط دوراً مهماً للغاية في تحسين إنتاج الآبار المنتجة للنفط. يعد التصميم الفعال للتكسير الهيدروليكي ضرورياً للحصول على النتائج المتوقعة من حيث الإنتاج من الخزانات الضيقة والخزانات غير التقليدية والتكوين التالف والغاز الصخري والخزانات الأخرى ذات النفاذية المنخفضة جداً.

التكسير السريع هو تقنية بديلة جديدة للخزان غير التقليدي المستخدم لزيادة نصف طول الكسر X_f وكميات مخفضة من الدعامات. في حقل حاسي طرفة ، تم اختيار البئر HTF-13 كمرشح جيد لأداء هذه التقنية. بعد الانتهاء من هذه التقنية ، كان هناك معدل تدفق قدره 8.32 م³ / ساعة طالما كان معدل التدفق 0.31 م³ / ساعة قبل المعالجة.

الكلمات المفتاحية: تكسير الفتوات، هاي واي الإنتاجية، مادة الدعم، نصف طول الكسر X_f .

Abstract

Reservoirs stimulation plays a very important role in improving the production of oil-producing wells. An efficient design of hydraulic fracturing is essential to obtain the expected results in terms of production from tight reservoirs, unconventional reservoirs, damaged formation, shale gas, and other reservoirs with very low permeability.

Hiway Fracturing is a new alternative technique for the unconventional reservoir used to increase the half-length of the fracture X_f and with reduced amounts of proppants. In the Hassi Tarfa field, the HTF-13 well was chosen as a good candidate to perform this technique. After completing this technique, there was a flow rate of 8.32 m³ / h as long as it had a flow rate of 0.31 m³ / h before treatment.

Key words: channel fracturing, HiWAY, Propant, productivity, half length X_f , IP

Résumé

La stimulation des réservoirs pétroliers joue un rôle très important dans l'amélioration de la production des puits producteurs d'huiles. Une conception efficace de la fracturation hydraulique est essentielle pour obtenir les résultats attendus en termes de production à partir de tight réservoirs, réservoir non conventionnels, formation endommagée, le gaz de schiste, et d'autres réservoirs à très faible perméabilité.

La fracturation Hiway est une nouvelle technique alternative pour le réservoir non conventionnelle utilisée afin d'augmenter la demi-longueur de la fracture X_f et avec des quantités réduites d'agents de soutènement. Dans le champ de Hassi Tarfa , Le puits HTF-13 a été choisi comme un bon candidat afin de réaliser cette technique. Après l'achèvement de cette technique, on a eu un débit de 8,32 m³ / h tant qu'il avait un débit avant traitement 0,31 m³ / h.

Mots clés : stimulation, fracturation hydraulique, Hiway, Productivité, agent de soutènement.

SOMMAIRE

Remerciement	
Dédicace	
Résumé	
Sommaire	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Nomenclature	
Introduction Générale	01
I la fracturation hydraulique	02
Introduction.....	02
I.1 Historique de la fracturation hydraulique en Algérie	02
I.2 À quoi sert la fracturation hydraulique des réservoirs de pétrole ?	03
I.3 Mécanique de la roche	04
I.3.1 Les contraintes	04
I.3.2 Propriétés mécaniques	04
I.4 Critère de choisir le puits candidat pour fracturer	05
I.5 Fluides de fracturation	05
I.6 Chronologie d'une opération de fracturation hydraulique	06
I.7 Description de la fracture	07
I.8 Déroulement d'une opération de fracturation hydraulique	08
1.8.1 Test d'injectivité	08
I.8.2 Thermométrie	08
I.8.3 Data frac	08
I.8.4 Main Frac	12
I.9 Les problèmes de fracturation hydraulique	12
I.9.1 Tortuosité	12
I.9.2 Colmatage	13
I.9.3 Screen-Out	14
1.9.4 Les perforations	14
I.9.5 Configuration de la tête du puits	15
I.9.6 Percées du gaz et d'eau	15
I.9.7 Communication tubing-annulaire au cours de l'opération	15
Conclusion	16
II Technique de fracturation à canaux Hiway	17
Introduction.....	17

II.1 Historique de la fracturation à canaux	17
II.2 Description de la technique	17
II.3 Déroulement de l'opération et mode de pompage	18
II.4 Les fibres	19
II.5 Principaux avantages de la fracturation à canaux	20
II.6 Critères de sélection et condition d'application de Hiway	21
II.7 Comparaison entre les deux techniques de fracturation	21
Conclusion	23
III Fracturation hydraulique Hiway de puits HTF-13	
Introduction.....	24
III.1 Design et déroulement de l'opération	24
III.1.1 Données du puits	24
III.1.1.1 Situation Géographique du Puits	24
III.1.1.2 Cadre géologique de puits et fiche stratigraphie	25
III.1.1.3 Caractéristiques pétrophysiques du réservoir	25
III.1.1.4 Fiche technique et complétion de puits	25
III.1.1.5 Historique du puits	26
III.1.1.6 Profile de stress	26
III.1.2 Design de traitement et simulation par FracCADE	27
III.1.2.1 Sélection du fluide de fracturation	28
III.1.2.2 Programme de pompage	29
III.1.2.2.1 Data frac	29
III.1.2.2.2 Design du traitement principal par la technique Hiway	29
III.1.3 Déroulement de l'opération de fracturation Hiway	30
III.1.3.1 Test d'injectivité & break down test	30
III.1.3.2 DATA frac	32
III.1.3.3 Thermométrie	33
III.1.3.4 Analyse de mini frac manuellement	33
III.1.3.5 Analyse de mini frac par le simulateur FracCADE	42
III.1.3.6 Redesign du traitement principal par le Hiway	43
III.1.3.7 Traitement principal (main frac	44
III.1.4 Synthèse récapitulative des résultats d'analyse	46
III.2. Simulation et évaluation de la fracturation Hiway	47
III.2.1 Modélisation du puits HTF-13 par simulateur Prosper	47
III.2.2 Simulations de la fracturation Hydraulique Hiway	49
Conclusion	51

IV Aspect environnement et économique

Introduction.....	52
IV.1 Aspect environnement.....	52
IV.1.1 Quelques risques de la fracturation hydraulique	52
IV.1.2 Des techniques évoluent pour mieux protéger l'environnement	53
IV.2 Aspect économique	55
IV.2.1 Approche économique	55
IV.2.2 Etude économique du puits HTF-13	55
IV.2.2.1 Calcul de gain (m ³ /h)	56
IV.2.2.2 Perte de production (US\$)	56
IV.2.2.3 delai de Récupuration de la charge	56
Conclusion	57
Conclusion Générale	58
Références	
Annexe	

Liste des Figures

Fig.I.1	Fracturation hydraulique dans un forage vertical et horizontal.....	01
Fig.I.2	augmentation de la surface d'écoulement résultant d'une fracture.....	02
Fig.I.3	Orientation des contraintes.....	03
Fig.I.4	Composition d'un fluide de fracturation.....	05
Fig.I.5	Processus de la fracturation hydraulique.....	06
Fig.I.6	Forme et orientation de la fracture suivant les contraintes.....	06
Fig.I.7	Dimensions d'une Fracture.....	07
Fig.I.8	Data Frac.....	11
Fig.I.9	La forme idéale.....	12
Fig.I.10	La résistance à l'écrasement du proppant.....	13
Fig.I.11	Les pointes chargées de proppant dans le cas du TipScreenout.....	14
Fig.I.12	L'entassement du proppant dans le cas NearWellboreScreenout.....	14
Fig.I.13	Equipements de Fracturation Hydraulique.....	15
Fig.II.1	Les canaux à haute conductivité créés entre les piliers de proppant.....	16
Fig.II.2	Pompage intermittent.....	16
Fig.II.3	Représentation schématique du programme de pompage pour les deux.....	17
Fig.II.4	Tail in stage.....	17
Fig.II.5	Fibres de fracturation.....	18
Fig.II.6	Répartition optimale des perforations à chaque type de FH.....	20
Fig.II.7	comparaison entre FH conventionnel et Hiway.....	20
Fig.II.8	Deposition des proppant dans les fractures pour les deux méthode de fracture...	20
Fig.III.1	Position de puits HTF-13.....	24
Fig.III.2	Cumul de production du puits HTF13 avant la fracturation	26
Fig.III.3	Perméabilité des proppants en fonction des contraintes in situ	28
Fig.III.4	Photos de Gels WF135.....	28
Fig.III.5	Photos de Breaker Gel YF135HTD	28
Fig.III.6	Profil géométrique de la fracture	29
Fig.III.7	Evolution des pressions et de débit durant le pompage de test d'injectivité	30
Fig.III.8	G-Function Test d'injectivité	30
Fig.III.9	Enregistrement des pressions pendant l'opération de Data Frac	32
Fig.III.10	Détermination de la pression de fermeture Pcl dans le cas du test Data FRAC	32
Fig.III.11	Détermination de la pression de fracturation	34
Fig.III.12	Détermination de l'ISIP de fond, minifrac HTF13	35
Fig.III.13	Détermination de l'ISIP de surface, minifrac HTF13	35
Fig.III.14	Détermination de la FCP par la méthode de la racine carrée du temps.....	36
Fig.III.15	Détermination de la FCP par la méthode de Horner.....	37
Fig.III.16	Détermination de la FCP par la méthode de G-fonction.....	39
Fig.III.17	Tracé de la pression nette en fonction du temps sur une échelle logarithmique...	40
Fig.III.18	Géométrie de la fracture obtenue par la simulation du redesign Hiway	44
Fig.III.19	plot de main frac (pression pendant l'exécution du traitement principal.....	45
Fig.III.20	Géométrie de la fracture après l'exécution du traitement principal Hiway	45
Fig.III.21	Courbe de performance du puits HTF13 avant la fracturation.....	49
Fig.III.22	Courbe de performance du puits HTF13 après la fracturation Hiway.....	49
Fig.III.23	Détermination du skin à partir de la FCD.....	50
Fig.IV.1	Quelques risques de la fracturation hydraulique.....	53
Fig.IV.2	Hiway nouvelle technologie de fracturation hydraulique.....	54

Liste des tableaux

Tableau.II.1	Comparaison entre la FH conventionnelle et Hiway	21
Tableau.III.1	Données générales de formation	25
Tableau.III.2	Caractéristiques pétrophysiques des drains traversés par le HTF13	25
Tableau.III.3	Complétion de puits en 16 septembre 2012	25
Tableau.III.4	Concentration du polymère en fonction de la température	27
Tableau.III.5	Proppant DATA	27
Tableau.III.6	Programme de pompage de mini frac, HTF13	29
Tableau.III.7	Résultats du scénario Hiway	29
Tableau.III.8	Récapitulatif du test d'injectivité	31
Tableau.III.9	Paramètres déduits du thermo log	33
Tableau.III.10	Résultats de la simulation du traitement Hiway après redesign	43
Tableau.III.11	Résultats obtenus après l'exécution du traitement principal	44
Tableau.III.12	Comparaison des valeurs des paramètres calculés et celles de simulateur	46
Tableau.III.13	Données PVT du puits HTF13	48
Tableau.III.14	Données de réservoir	48
Tableau.III.15	Données du Build up	48
Tableau.III.16	Récapitulatif des résultats obtenus par la technique Hiway	50
Tableau.I.V	Cout de l'opération de fracturation	56

Nomenclature

Synbole	Signification	Unités
Sw	saturation en eau	%
So	saturation en huile	%
Bo	facteur volumétrique d'huile	m ³ /stdm ³
Bg	facteur volumétrique de gaz	m ³ /stdm ³
Pi	pression d'initiation	Psi
qi	Débit d'injection	bbbl/min
qip	Débit Leak-off à l'arrêt du pompage	bbbl/min
Qomoy	Débit moyen d'huile	m ³ /j
Qp	Débit de pompage	m ³ /j
IP	Indice de productivité	bbbl/D
vi	Volume injecté	gal ,bbbl
Vfrac	Volume de la fracture	gal ,bbbl
VI	Volume Leak-off à l'arrêt du pompage	gal ,bbbl
Lf	Longueur de la fracture	M
Xf	Extension de la fracture (la demi-longueur)	M
HF	La hauteur de la fracture	M
EF	Epaisseur de la fracture	In
FCD	Conductivité adimensionnelle de la fracture	/
Cm	Compressibilité de la matrice	Psi
Qgent	Porosité d'agent	%
Qm	Porosité moyenne du réservoir	%
Vsh	Volume d'argile	/
Do,g,w	Densité d'huile, gaz, eau	/
Pbd	Pression d'initiation de la fracture	Psi
Pw	Pression de fermeture	Psi
Pf	Pression du fluide dans la fracture	Psi
Pw	Pression de fond à l'arrêt de pompage	Psi
Phyd	Pression hydrostatique	Psi
PNet	Pression Nette	Psi
Piw	Pression de fond d'injection	Psi
PG	Pression gisement	Psi
Pext	Pression d'extension	Psi
Pc	pression de couche	Psi

[C]agent	Concentration d'agent	lb/gallon
Mgl	Viscosité de gel linière	Cp
Mgr	Viscosité de gel réticulé	Cp
Hbp	Hauteur de bas de perforation	M
Hut	Hauteur utile	M
Hmp	Profondeur à mi- perforation	M
DPerfos	Diamètre des perforations	In
K	Perméabilité de la formation	mD
Kf	Perméabilité de la fracture	mD
	Perméabilité effective de la fracture	mD
Km	Perméabilité moyenne	mD
V	Volume injecté	gal, bbl
	Volume perdu dans la formation après arrêt de pompage	
VLs		gal, bbl
Vf (t)	volume de la fracture créée après l'arrêt de pompage	gal, bbl
VPad	volume du PAD	gal, bbl
Vcumulé	Volume cumulé	gal, bbl
Sf	Skin de la fracture	/
	Coefficient de Poisson	/
ΔQ	Gain en débit d'huile	m ³ /j
fT	Friction total	Psi
FBHP	Friction au fond de puits	Psi
Ed	Module de Young dynamique	Psi
Es	Module de Young statique	Psi
E'	Module de déformation plane	Psi
Cp (16/30, 20/40)	Concentration des proppants	lb/ ft ²
bp	masse volumique du proppant	lb/ ft ²
Mp	masse du proppant	Lb
POT	Délai de récupération de l'investissement	D
CMP	Coût du à l'arrêt (manque) de production	\$
CF	Cash-flow	\$
CG	Coût global de l'opération de fracturation	\$
Co	Coût de l'opération de fracturation	\$

ISIP	InstantaniusShutIn Pressure	Dernière Pression de traitement de surface
GR(ISIP)	Gradient ISIP	Gradient de chute instantanée de pression
HHP	Hydraustatic HorsePower	Puissance hydrostatique des pompes
WHP	Well Head Pressure	Pression de tête de puits
BSW	Basic Sediment Water	(teneur en eau)
WOC	Water Oil Contact	Contact huile/eau
NWBF	New WellBord Friction	Friction aux abords du puits
STP	Surface TreatingPressure	Pression de traitement de surface
BHTP	BottomHoleTreating Pressure	Pression de traitement de fond
BHLPP	Bottom Hole Last Pumping Pressure	Dernière Pression de traitement de fond
SLPP	Surface Last PumpingPressure	Dernière Pression de traitement de surface
ISIP	InstantaniusShutIn Pressure	Dernière Pression de traitement de surface



Introduction

INTRODUCTION

Au fur et à mesure, l'exploitation des gisements pétroliers conventionnels et non conventionnels nécessitent des techniques de stimulation après la diminution de la productivité du puits, cette dernière qui a été affectée par la chute de pression de réservoir, sous l'effet des endommagements de la formation. La diminution de cette pression est due au colmatage des pores de la roche par la boue de forage¹, le ciment ou les fluides de stimulation ce qui considère la majeure cause de la diminution de la perméabilité naturelle de la roche.

Dans ce cas la question qui se pose :

-Quelle est la méthode utilisée pour améliorer la productivité d'un puits ? Et quel sont les conditions et le domaine d'application de cette méthode ?

Afin d'augmenter la productivité du puits, la fracturation à canaux (Hiway) est nécessaire. Cette technique possède des degrés de maturité technologique différents. Elle est remplacée parmi les nouvelles techniques alternatives.

Les hypothèses de notre étude sur la fracturation à canaux sont les suivantes :

- Un grand gain et débit de production (après l'opération de fracturation à canaux)
- Réalisation complète de l'opération de fracturation à canaux et réussite de l'application.

L'objectif de notre recherche montre l'importance de la fracturation à canaux dans l'exploitation des gisements, en particulier dans le puits HTF-13 Hassi Tarfa (HMD). Notre travail est structuré en deux parties, dans la première partie nous entamons la description des concepts théoriques, il s'agit de deux chapitres :

- Chapitre I : La fracturation hydraulique.
- Chapitre II : Technique de la fracturation à canaux (Hiway).

Pour la deuxième partie, nous présentons les résultats de notre expérimentation effectuée sur un puits témoin. Cette dernière partie comporte deux chapitres :

- Chapitre III : Application de Fracturation Hiway dans le puits HTF-13 et interprétation des résultats par logiciel FRACCADE.

INTRODUCTION

- Chapitre IV : Aspect environnement et économique.

Une conclusion générale et des recommandations, pour les travaux futurs, seront données à la fin de notre travail.



Partie théorique



Chapitre I
La fracturation
Hydraulique

Introduction

La fracturation hydraulique est une technique de stimulation et l'une des principales technologies mise au point en vue de rentabiliser la production de pétrole et de gaz. C'est un procédé au moyen duquel un agent de type fluide ou gazeux à exercer une pression susceptible d'engendrer la création des fissures ou d'élargir des fissures existante dans des roches.[1].

Le principe de la fracturation hydraulique est de pomper un fluide dans un puits plus rapidement qu'il ne peut s'échapper dans la formation, automatiquement la pression augmente et à un moment donné, la roche se brise parce qu'elle est généralement plus faible que l'acier.[2]

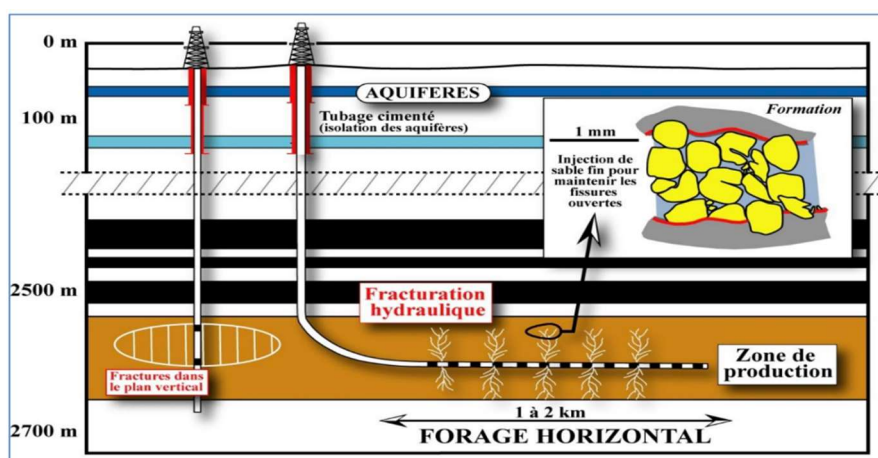


Figure I.1 : Fracturation hydraulique dans un forage vertical et horizontal (Vially et al,2013).

I.1 Historique de la fracturation hydraulique en Algérie

Selon l'entreprise Haliburton, l'un des plus gros opérateurs de ce domaine, l'idée de stimuler la productivité de forages par la fracturation sous haute pression aurait été lancée par la multinationale Halliburton elle-même dans les années 1940, avec une première expérience en 1947 au Kansas pour le compte de la compagnie pétrolière et gazière Stanolind Oil and Gas Corp[3].

La fracturation hydraulique est une technique de stimulation relativement ancienne qui a été introduite en Algérie en 1960. Le but était de démontrer la faisabilité et la rentabilité de ces stimulations ou, plus ou moins, d'expliquer pourquoi ce type d'opération a priori

[1] ResearchGate « Introduction à la fracturation hydraulique » Technical Report January 2016 :Nelly Barrau

[2],[3] Reservoir stimulation « 3rd edition Michael J.Economides Kenneth G.Nolte »

[4]Rapport SONATRACH

prometteur, resterait inadapté sur HMD dans l'état actuel de la technique. L'analyse du déroulement des 25 fracturations réalisées sur le champ entre le début des années 60 et le milieu des années 80 a vu plusieurs échecs. En 1999, la technique de la fracturation hydraulique a été renforcée par l'introduction des nouvelles techniques telles que :

- Diverta-frac/Settle-frac(1999) : Pour limiter la propagation de la fracture vers le bas.
- Stimtube TM (1999): Créer pour forcer la fracture à s'amorcer dans l'intervalle désiré.
- Propslug : permet de remplir les petites fractures, pour éviter le screen-out prématuré, et d'éroder les perforations.
- Hiway : en 2012

En octobre 2001 le traitement est amélioré avec l'utilisation du coiled tubing (CoilfracTM), surtout dans le cas d'une communication dans la complétion.

I.2 À quoi sert la fracturation hydraulique des réservoirs de pétrole ?

La fracturation hydraulique est effectuées sur un puits pour une (ou plusieurs) des trois raisons, on résume ces raisons on trois objectifs principaux :[4]

- bypass near-wellbore damage** : induit par l'invasion du fluides de forage dans la formation pendant le forage et l'incompatibilité chimique entre les fluides de forage et la formation, cela réduit la productivité.
- Amélioration des propriétés pétro-physique** : par Créations et prolongation des canaux conducteurs profondément dans une tight formation ($K < 0,1$ md).
- Amélioration de la productivité** : par l'augmentation de la zone d'écoulement dans la formation (fig I.1) et cela par l'augmentation de la surface d'écoulement selon la loi de darcy : $Q = \frac{Kh}{\mu} \frac{\Delta p}{\Delta x} \frac{A}{h} \dots\dots(I.1)$

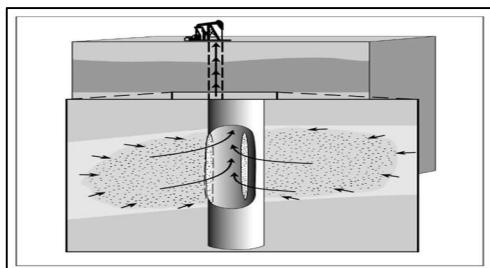


Figure I.2 : augmentation de la surface d'écoulement résultant d'une fracture (Reservoir stimulation « 3rd edition Michael J.Economides Kenneth G.Nolte »).

^[4] Reservoir stimulation « 3rd edition Michael J.Economides Kenneth G.Nolte »

(1) Production Operation 2 Well completion, work over and stimulation « 4 rth edition Roberts »

I.3 Mécanique de la roche

L'importance de la mécanique des roches dans plusieurs aspects de l'industrie pétrolière et gazière peuvent être facilement compris. On introduit plusieurs concepts clés qui expliquent l'état de stress souterrain et son influence sur l'orientation de la fracturation hydraulique.[5]

I.3.1 Les contraintes

Contrainte ou tension (stress), c'est l'ensemble des forces affectant un corps matériel et tendant à le déformer. En tout point de ce corps, on peut définir la contrainte (σ) comme le rapport entre la force (F) à la surface de la section (S)[6] : $\sigma = \frac{F}{S} \dots\dots(I.2)$

Le régime de stress est défini par trois contraintes : la contrainte maximale (σ_1), la contrainte intermédiaire (σ_2) et la contrainte minimale (σ_3) ». Dans la mécanique de roche, ces trois contraintes sont appelées : contrainte verticale (σ_v) contrainte horizontale maximale (σ_H) et contrainte horizontale minimale (σ_h) (Figure I.1).[7]

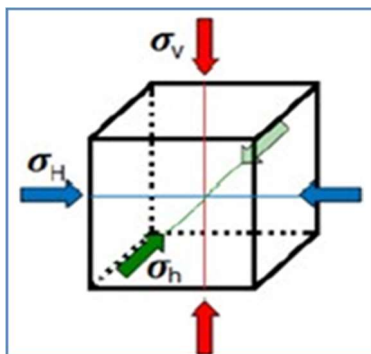


Figure I.3 :Orientation des contraintes (Laboratoire de Mécanique des Roches – LMR)

I.3.2 Propriétés mécaniques

Quantitativement les propriétés mécaniques des roches soumises à une sollicitation sont caractérisées par les paramètres suivants :

- Young Moduls (E).
- Le coefficient de poisson (ν).

[5] Reservoir stimulation « 3rd edition Michael J.Economides Kenneth G.Nolte »

[6], [8] Thèse doctorat ; Antonio PELLEGRINO / Spécialité: Géotechnique « Comportement fragile des roches : dégradation des propriétés élastiques et anisotropie induite par les contraintes » février 1995

(2) : Manuel de Mécanique des Roches Tome 2I es applications » PAR LE COMITÉ FRANÇAIS DE MÉCANIQUE DES ROCHES COORDONNÉ PAR PIERRE DUFFAUT, ASSISTÉ DE JEAN-LOUIS DURVILLE ,

- Bulk Modulus (K).
- Le module de cisaillement (G).

I.4 Critère de choisir le puits candidat pour fracturer

La première étape et la plus importante, c'est la sélection du meilleurs puits candidat appropriée où les avantages de la fracturation peuvent être maximisés et les problèmes liés à la création d'une communication indésirable peuvent être évités.

Les critères généraux sont : La situation du puits (historique du puits et puits voisin fracturé, puits voisins, complétion, stimulation,...) et du réservoir (nature de la roche, type de fluide, WOC, GOC, IP, S, K) doit permettre une augmentation de la production, on choisit le bon puits plutôt que le pauvre producteur à moins que les pauvres ne soit bien endommagé.[8]Et on prend en considération aspect économique de l'opération.

I.5 Fluides de fracturation

Le fluide de fracturation utilisé dans la fracturation hydraulique se compose des éléments suivants [9]

- **Un fluide de base** : en général de l'eau, mais on choisit parfois du dioxyde de carbone liquide (CO₂) ou de l'azote (N₂), il doit avoir : une bonne viscosité et qualité de transport des billes, une faible filtration et une résistance à des conditions de température et de pression du réservoir
- **Un agent de soutènement, ou sable** : habituellement du sable de silice pur, mais peut également consister de sable enrobé de résine ou de perles en céramique, il doit avoir : une bonne granulométrie et une forme susceptible de générer une bonne conductivité, une résistance mécanique aux contraintes et résistance chimique dans les conditions de fond (résistance à la corrosion et à l'érosion).
- **Des additifs** : les additifs courants servent à modifier la performance du fluide tout au long du processus de fracturation, aident à transporter le sable, et protègent le

[8] Production Operation 2 Well completion, work over and stimulation « 4th edition Roberts »

[9] infopétroleetgaz.ca Présenté par L'ASPC

réservoir contre la croissance bactérienne et l'équipement contre la corrosion, ex : crosslinkers ,breakers ,clay stablizer,...[10]

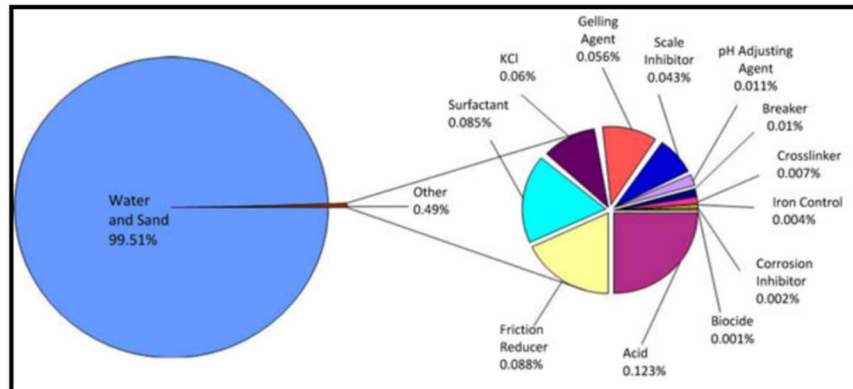


Figure I.4 : Composition d'un fluide de fracturation (CHEMICALS, FRACKING & FRESH GROUNDWATER (AND BEARS!)on May 15, 2011 · Leave a Comment).

I.6 Chronologie d'une opération de fracturation hydraulique [11] [12]

Le déroulement d'une opération de stimulation par fracturation hydraulique se fait généralement selon la chronologie suivante (Figure I.4) :

- a) **Initiation de la fracture** : Exercer une pression sur la roche-réservoir à l'aide d'un fluide afin d'engendrer la création d'une fracture.
- b) **Extension de la fracture** : Développement de la taille de la fracture ainsi créée par pompage continu de fluides.
- c) **Maintien de l'ouverture de la fracture** : Pompage d'agents de soutènement dans la fracture, transportés par un fluide visqueux.
- d) **Arrêt du pompage et fermeture du puits** : 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.
- e) **Dégorgement et mise en production du puits** : Dans cette phase, il est nécessaire de procéder à l'évacuation du fluide de traitement contenu dans la fracture.

[10] Production Operation 2 Well completion, work over and stimulation « Thomas O. Allen And Alan P. Roberts »

[11] Production Operation 2 Well completion, work over and stimulation « 4th edition Thomas O. Allen And Alan P. Roberts »

[12] ResearchGate « Introduction à la fracturation hydraulique » Technical Report January 2016 : Nelly Barrau

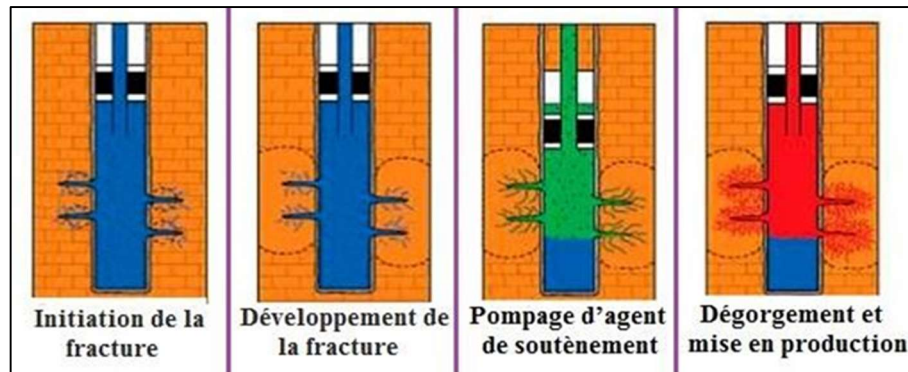


Figure I.5 : Processus de la fracturation hydraulique (Le Tirant et Gay, 1972).

1.7 Description de la fracture [13]

Les expériences sur champ montrent que les fracturations hydrauliques, sont développées suivant des plans horizontaux ou verticaux. Pour des profondeurs supérieures à 600 m, le poids des sédiments fait que la fracture se développe uniquement dans les plans verticaux, et c'est le cas qui existe à Hassi Messaoud (Figure I.5).

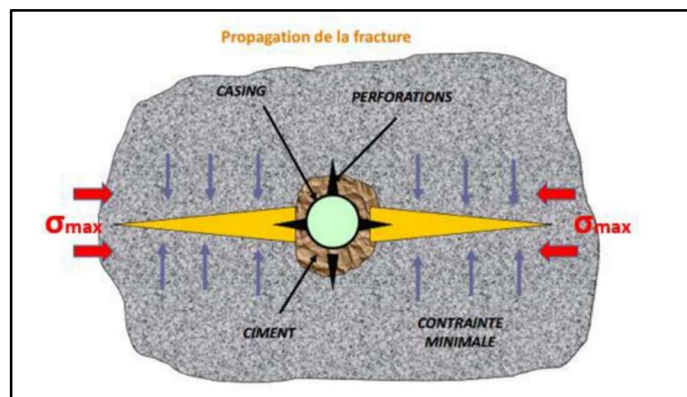


Figure I.6 : Forme et orientation de la fracture suivant les contraintes. Source :Cours Iap HMD)

Le rendement d'une opération de fracturation est en fonction de trois dimensions suivantes :

- La longueur X_f** : c'est la distance entre le puits et le point situé au bout de la fracture.
- L'épaisseur W_f** : c'est l'écart entre les deux faces verticales de la fracture.
- La hauteur H_f** : c'est la distance entre les deux extrémités de la fracture au niveau de la paroi du puits.

[13] Cours IAP hassi Massaoud 2017 :Mr ZOBIRI YUCEF

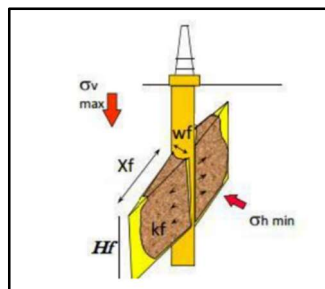


Figure I.7 : Dimensions d'une Fracture (cours Iap HMD)

I.8 Déroulement d'une opération de fracturation hydraulique

1.8.1 Test d'injectivité

Test d'injectivité est généralement réalisé avant un traitement de fracture hydraulique, Il existe deux types de test, The step Up Test et le step Down. L'un est utilisé pour déterminer la pression d'extension de fracture, et l'autre est utilisé pour déterminer les frictions aux abords de puits (**voir annexe 1**).

Le but de test d'injectivité est de ;

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

I.8.2 Thermométrie

Avant l'exécution de l'opération de fracturation, on enregistre une thermométrie dite de référence, afin de comparer son profil à celui qui sera enregistré après le test de cassure (break down test). La thermométrie est donc l'outil qui nous renseigne sur la hauteur de la fracture, si elle a lieu.

I.8.3 Data frac

Le Data frac est un ensemble de tests consécutifs, effectués sur la formation, permettant, par leurs analyses, de fournir les informations nécessaires pour élaborer le design de l'opération de fracturation. Donc il consiste à fracturer la roche avant le traitement principal.

Le Data frac permet de créer une fracture non soutenue pendant une durée de temps suffisante de manière à déterminer :

- ✓ La pression de fermeture P_{closure} .
- ✓ Temps de fermeture T_{closure} .
- ✓ BHTP :Bottom Hole Treatment Pressure, c'est la pression de fond de puits au milieu de la section de perforation.
- ✓ ISIP :Instantaneous Shut-in Pressure,c'est la pression de fond de puits(BHTP) just après l'arrêt de pompage(shut-down).
- ✓ Le coefficient de filtration.
- ✓ Déterminer l'efficacité du fluide.
- ✓ Les pertes de charge.
- ✓ Essayer de trouver une corrélation de géométrie et de l'extension de la fracture donnée par les logs de température (thermométrie) avec celle déduite de la réponse de pression de fond.

Pour élaborer notre opération de fracturation, ce test de inclut plusieurs tests tels que:

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

a) Step Rate Test (Test de débit par incrément) :

Ce test est mené uniquement pour estimer la pression d'extension ou de propagation de la fracture par l'injection à faible débit le fluide de base (eau traitée), puis à l'augmenter progressivement par incrément, ces débits sont maintenus à chaque étape pendant un temps suffisant jusqu'à la stabilisation de la pression (environs 5 à 10 min). Cette injection doit être accompagnée d'un enregistrement continu de la pression, On trace après la courbe Pression de fond en fonction de Q, en rapportant les valeurs maximales atteintes pendant chaque incrément de débit et on obtient une courbe.

Au début, l'écoulement est de type radial dans la matrice puis avec l'augmentation de la pression la fracture sera amorcée et on aura un écoulement dans la fracture, c'est ce qui explique le changement brusque de la pente, donc le point de changement de la pente ou l'intersection entre les deux lignes d'écoulement correspond à la pression de propagation de la fracture. Le step rate test peut nous donner un débit d'injection admissible pour le traitement finale avec un fluide comparable ou il nous permet d'estimer la puissance hydraulique nécessaire

Trois paramètres importants sont utilisés pour obtenir les données requises du minifrac. Le BHTP est paramètre principal, car il indique le comportement de la fracture et l'efficacité du fluide. Le Débit est important pour déterminer la géométrie de la fracture, car le volume de fluide pompé dans la formation, moins le volume de fluide qui s'est échappé est égal au volume de la fracture. En plus de ces deux paramètres, la concentration d'agent de soutènement peut être importante, s'ils ont été pompés[14](voir annexe 2,3, 4).

b) Pump In Flow back test (PIFB)

C'est un test qui est utilisé pour déterminer la pression de fermeture de la fracture (P_c), il vient directement après le Step Rate Test, nécessitant l'utilisation du même fluide que celui du test précédent, il est divisé en deux étapes :

- L'étape pump in.
- L'étape flow back.

La première consiste à continuer l'injection 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 à fermer le puits. La deuxième étape constitue l'étape essentielle du flow Back Test qui consiste à ouvrir le by-pass et à laisser le retour du fluide injecté dans le puits initialement (purgé le puits) à un faible et constant débit environs 1/6 à 1/4 du dernier débit d'injection. Puis on arrête la purge, le débit de flow back est important pour estimer la pression de fermeture exactement. Lorsque l'injection est arrêtée, la pression du fluide dans la formation diminue jusqu'à atteindre une valeur inférieure à la pression de fermeture, naturellement, la fracture se referme. Ainsi, l'écoulement du fluide change d'un écoulement à partir du puits vers la fracture à un écoulement provenant de la matrice vers le puits. C'est ce qui explique le changement brusque de la pente dans la partie flow back. (voir Annexe 04)

La pression de fermeture est estimée en dessinant deux tangentes sur la courbe de réponse de pression comme montré dans la figure. L'intersection de ces deux tangentes donne la pression de fermeture.

La restriction au voisinage du puits doit forcer la pression de fond à être inférieur à la pression de fermeture pendant le flow back, si ce dernier ne continue pas longtemps au-delà

[14] [17] « HYDRAULIC FRACTURING MANUAL » BJ SERVICES COMPANY, Version 1.0(A4-Sized)June 2005/Tony Martin Region Engineer Singapore

du point d'inflexion, la stabilité de la pression répondue peut fournir une meilleure estimation de la pression de fermeture.

c) Pressure Decline Test (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 Minifrac, qui permet de déterminer le modèle de propagation.
- Étape Fall-off ou chute de pression après Minifrac.

L'enregistrement de la pression doit se faire dans les deux phases en vue d'obtenir, après l'analyse de la courbe, les informations suivantes :

- L'efficacité du fluide

$$\eta = \frac{V_f}{V_i} = \frac{V_i - V_{Lp}}{V_i} = 1 - \frac{V_{Lp}}{V_i} \dots\dots (1.3)$$

V_f : Volume de la fracture.

V_i : Volume total du fluide injecté dans la fracture.

V_{Lp} : Volume du fluide filtré.

- La filtration du fluide.
- La géométrie de la fracture (largeur et longueur).
- La pression de fermeture P_c .

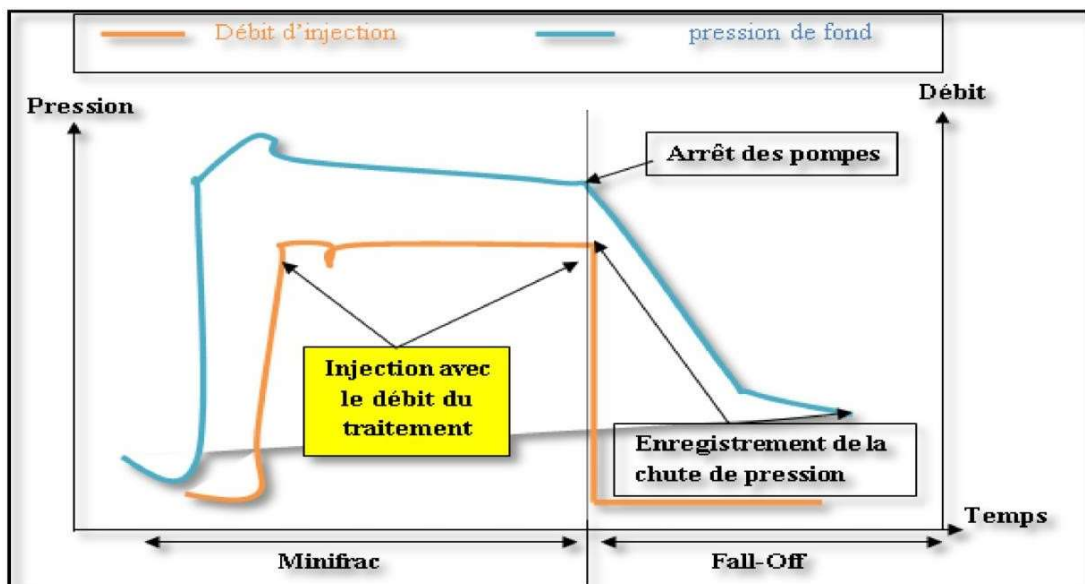


Figure I.8 : Data Frac (Manul BJSP).

Il consiste en premier lieu à injecter le fluide dans la formation avec le débit du traitement principal proposé, et le maintenir jusqu'à pomper 20 à 30% du volume total proposé pour le traitement principal. 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. La pression doit être mesurée pendant la Minifrac et après jusqu'au déclin complet de la pression.

I.8.4 Main Frac

Il se divise en étapes suivantes :

a) Pré-Pad

On injecte un gel linéaire pour minimiser la perte de Pad dans la formation.

b) 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 de développer une fracture en lui donnant une largeur telle qu'elle permette le passage des billes.

c) 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.

d) La chasse du slurry

Dans cette étape, on chasse le slurry par un gel linéaire facile à évacuer lors du dégorgement.

I.9 Les problèmes de fracturation hydraulique

I.9.1 Tortuosité[15]

L'existence de la tortuosité aux abords du puits, est due essentiellement à la courbure du chemin initié des abords du puits jusqu'au bout de la fracture. Il peut être causé soit :

- Par une mauvaise cimentation.
- Par la distribution des contraintes par rapport aux perforations.

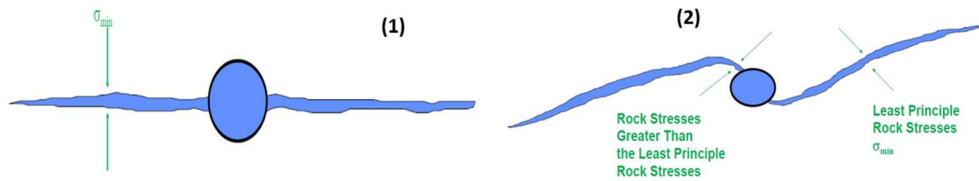


Figure I.9 : La forme idéale (1) d'une fracture et forme (2) à cause de la tortuosité (cours IAP HMD)

Phénomène de tortuosité provoque l'augmentation de la pression de fond pendant le pompage à cause du chemin courbé (Figure I.8).

I.9.2 Colmatage

Une source de colmatage de la formation est due au fluide de fracturation et au proppant. Le fluide de fracturation peut causer l'endommagement de la formation et/ou de la fracture, et cela par :

- L'émulsion de la formation avec le fluide de fracturation.
- La haute viscosité qui cause un mauvais écoulement.
- Les résidus laissés en place après la dégradation du fluide.

Le proppant peut influencer considérablement sur la perméabilité créée par :

- Les restes contenus à l'origine dans le fluide, ou formés pendant la dégradation du fluide dans la fracture et dans les pores de la formation.
- L'écrasement du Proppant dans la formation qui est dû au mauvais choix des agents de soutènement.

C'est pour cela que le choix de l'agent de soutènement (proppant) doit être rigoureux et se fait selon plusieurs critères : la taille, la qualité, la résistance à l'écrasement (Fig I.9), la rondeur et la sphéricité.[16] [17]

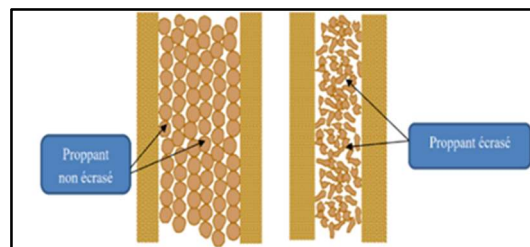


Figure I.10 : La résistance à l'écrasement du proppant(cour iap HMD).

[16] « HYDRAULIC FRACTURING MANUAL » BJ SERVICES COMPANY, Version 1.0(A4-Sized)June 2005/Tony Martin Region Engineer Singapore

[17] Cours IAP hassi Massaoud 2017 :Mr ZOBIRI YOUCEF

I.9.3 Screen-Out

Un Screenout se produit lorsque la pression de traitement atteint la pression maximale et que le travail doit être arrêté, il existe deux types de Screenout[18]:

- a) Tip Screen-out : se produit lorsque le proppant a atteint les pointes de la fracture et que la fracture ne peut plus croître dans aucune direction (Figure I.10).
- b) Near-Wellbore Screen-out : se produit lorsqu'un banc d'agents de soutènement empêche le fluide hydraulique d'atteindre la pointe de la fracture (Figure I.11).

Les causes de Screen-out sont les suivantes :

- Volume insuffisant du pad.
- Largeur de fracture insuffisante.
- Perte de liquide.
- Type de fluide.
- Tortuosité.

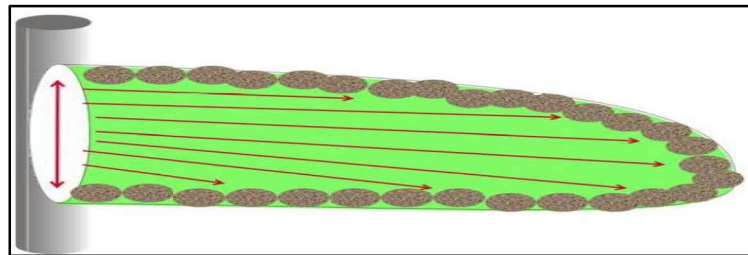


Figure I.11 : Les pointes chargées de proppant dans le cas du Tip Screenout^(IAP HMD).

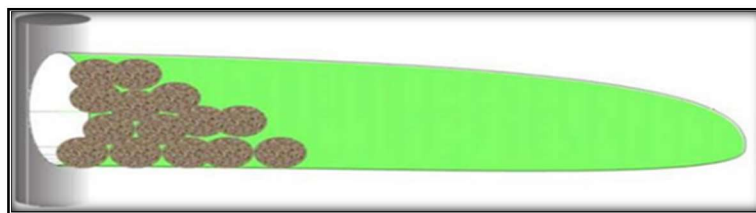


Figure I.12 : L'entassement du proppant dans le cas Near Wellbore Screenout^(IAP HMD).

1.9.4 Les perforations

Le type de perforation et leurs distributions jouent un rôle important pour la réussite de la fracturation, et pour éviter certains problèmes tels que :

[18]« HYDRAULIC FRACTURING MANUAL » BJ SERVICES COMPANY, Version 1.0(A4-Sized)June 2005/Tony Martin Region Engineer Singapore

- Le problème de tortuosité, nécessite des perforations positionnées dans la direction de la contrainte horizontale maximale.
- Le problème d'obturation, et pour y remédier, il faut faciliter le passage des billes et pour cela il est impératif que les diamètres des perforations soient plus grands.

I.9.5 Configuration de la tête du puits

En général la série des têtes de puits producteur est de 5000 psi alors que lors de la fracturation on dépasse 5000 psi en tête, mais le problème a été résolu on mettant un équipement qui by passe la tête du puits et qui s'ancre dans le casing appelé tree saver.

I.9.6 Percées du gaz et d'eau

Elles sont dues à l'extension de la fracture vers les zones affectées par les puits injecteurs voisins ou bien par l'extension de fracture dans le mal direction vers WOC ou GOC.

I.9.7 Communication tubing-annulaire au cours de l'opération

Cela se fait à cause d'un moais déroulement d'opération ou à cause d'un dépassement.

I.10 Equipements de la fracturation hydraulique

Le processus de fracturation hydraulique exige le recours à une grande quantité d'équipements (Annexe I.5) sur une courte période de temps (Figure I.13)[19].



Figure I.13 : Equipements de Fracturation Hydraulique


[19] Fracturation hydraulique Collectif 07 /16 juin 2011.

Conclusion :

La fracturation hydraulique reste l'un des principaux outils et la technique la plus répandus pour l'exploitation des gisements pétrolières conventionnelles ou non conventionnels.

Aujourd'hui, la fracturation hydraulique a fait d'importants progrès connue des techniques alternatives afin de répondre aux inconvénients de l'ancienne fracturation, d'améliorer la méthode de stimulation et également de minimiser l'impact sur l'environnement.

Parmi ces techniques alternatives, la fracturation hydraulique a canaux « Hiway », qui sera présentée en détails dans le chapitre suivant.



Chapitre II
Technique de La
Fracturation à
Canaux(Hiway)

Introduction

La méthode de «fracturation à canaux » ou « channel fracturing » (dénommée aussi Hiway par Schumberger ;Conductor par Halliburton et EC Enhanced Conductivity fracturing par Baker) est la technique la plus impressionnante que la fracturation ou la stimulation d'une manière générale n'a jamais connue.

L'objectif de cette technique est d'augmenter la conductivité de la fracture et la productivité du puits en créant des voies ouvertes à l'intérieur de la fracture, permettant aux hydrocarbures de traverser les canaux créés entre les piliers de sable, plutôt que de traverser les packs de proppant classiques.

Depuis sa mise en œuvre, cette technique a rapidement gagnée du terrain. Actuellement, plus de 6500 traitements ont été réalisés avec cette technologie dans le monde entier, seulement 03 cas de screen-out se sont produits (pourcentage de succès > 90%).

II.1 Historique de la fracturation à canaux

Le premier puits fracturé par cette technologie a eu lieu en 2008 dans un réservoir tight en Russie, ce puits a continué à produire avec un débit stable durant cinq ans. En Algérie, cette technique a été appliquée pour la 1^{ère} fois dans le champ de Hassi Messaoud sur le puits OMN651 en 2012.

Les puits fracturés par cette technique dans le champ de HMD sont les suivants : ONM651 en 2012, HGA26 en 2013, OMN442 et RDC1 en 2014, HTF13, HTF16 et HTFN3 en 2016.[1]

II.2 Description de la technique

La fracturation à canaux est une nouvelle technique de fracturation qui consiste à créer des voies ouvertes à l'intérieur de la fracture entre les piliers de proppant, ce qui permet d'augmenter de façon significative la conductivité de la fracture et la productivité du puits tout en réduisant le volume de fluide et la concentration du proppant. Le mode de pompage (pompage intermittent) et l'ajout des fibres qui rassemblent les proppants et les maintiennent en suspension, sont les deux éléments clé de cette nouvelle technique[2].

[1] performance analysis of hydraulic fracturing technique and hiway flow-channel fracturing –HMD–
MESSAOUDI Khalid , ABIDI SAAD Nouh

[2] SPE-195086-MS « Channel Fracturing Technology to Successfully Deploy Proppant Fracturing
Stimulation Under Limited BHP Window for Completion Integrity »Adrian Buenrostro, Abdulaziz Harbi,



**Figure II.1 : Les canaux à haute conductivité créés entre les piliers de proppant
(Presentation prepared for Jornada De Maxi-Fracturas May 2012 Slb).**

II.3 Déroulement de l'opération et mode de pompage

L'exécution de l'opération de fracturation par la nouvelle technique à canaux est pareil à celle conventionnelle, en effet les deux techniques ont les mêmes étapes : le pre-pad, le pad et le dirty stage, cependant le mode de pompage des proppants est différent pour chacune des deux méthodes. Contrairement à la technique conventionnelle qui consiste à pomper le dirty slurry de façon homogène et en continu avec augmentation de la concentration des proppants, la nouvelle technique consiste à pomper le proppant de façon intermittente : du fluide chargé de proppants suivi du fluide propre sont pompés alternativement en programmant les bras du blender à s'ouvrir et à se refermer chaque 10 à 15 secondes [3].



Figure II.2 : Arevalo, and Jairo Carmona, Saudi Aramco /Copyright 2019, Society of Petroleum Engineers.Pompage intermittent (source site Slb)

Alfredo Arevalo, and Jairo Carmona, Saudi Aramco /Copyright 2019, Society of Petroleum Engineers.
[3] SPE-195086-MS « Channel Fracturing Technology to Successfully Deploy Proppant Fracturing Stimulation Under Limited BHP Window for Completion Integrity »Adrian Buenrostro, Abdulaziz Harbi, Alfredo Arevalo, and Jairo Carmona, Saudi Aramco /Copyright 2019, Society of Petroleum Engineers.

La concentration de proppant augmente progressivement de façon similaire à la technique conventionnelle comme le montre la figure suivante :

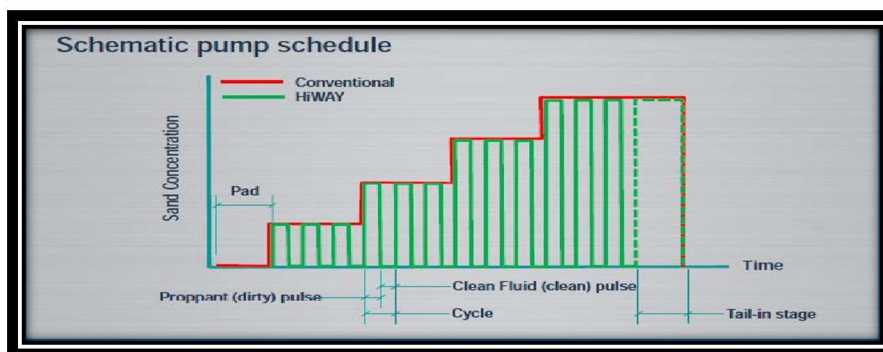


Figure II.3 : Représentation schématique du programme de pompage pour les deux Techniques (Presentation prepared for Jornada De Maxi-Fracturas May 2012 Sib).

En effet, les impulsions propres favorisent la formation des canaux dans la fracture tandis que le matériel fibreux maintien les proppants en suspension et les rassemble sous forme de piliers stables. Ainsi, des canaux à une conductivité infinie se forment entre ces piliers.

La dernière étape du traitement par la technique à canaux est le « tail in stage ». Cette étape consiste à pomper le proppant en continu tel qu'il serait effectué dans un traitement conventionnel. Le but de cette étape est d'assurer la connexion entre la fracture et le puits.



Figure II.4 : Tail in stage (Schlumberger documents)

II.4 Les fibres 4

Ce sont des fibres synthétiques composées principalement de polyester, utilisées pour former un réseau qui rassemble les proppants et prévient leur dispersion et préserve les conglomérats créés lorsqu'ils traversent les équipements, le tubing, les perforations et dans la fracture. Ces fibres sont naturellement dégradables et disparaissent avec le temps et la température, en laissant des piliers d'agents de soutènement stables tenant la

formation et en fournissant des canaux de conductivité infinie. Leurs principaux avantages de ces fibres sont les suivants :

- Améliorent le transport de proppant et réduisent sa vitesse de décantation.
- Rassemblent les proppants et favorisent la création des canaux.
- Préviennent la dispersion des proppants (ce qui assure la stabilité des canaux et des piliers).
- Préviennent le flow back des proppants.



Figure II.5 : Fibres de fracturation (Slb laboratoire)

II.5 Principaux avantages de la fracturation à canaux [4]

- Amélioration de la production, IP et le Skin grâce à une conductivité de rupture infinie et une plus grande surface de contact efficace
- Demi-longueur effective de fracture plus grande X_f
- Moins d'endommagement de la fracture (Risque de screen-out < 3%.)
- Réduction de la quantité de proppant
- Réduction de volume de fluide de fracturation et des aditifs
- Conductivité infinie et ne dépend pas de la granulométrie des proppants (donc pas de nécessité d'utiliser des proppants avec grand diamètre).
- Prévenir les problèmes liés aux proppants (settling, flow back, etc).
- Améliore le dégorgement et le nettoyage de la zone voisine du puits.
- Minimiser du coût de démarrage de puits (facilement à démarrer)
- Minimiser le temps d'opération et les coûts (moins des jours d'opération).

[4] SLB stimulation Copyright © 2012 Schlumberger.

II.6 Critères de sélection et condition d'application de Hiway

La sélection des puits candidat à la fracturation par la technique à canaux, se fait comme pour la technique conventionnelle. En plus des critères que nous avons cités dans le chapitre II, la sélection doit tenir compte des conditions suivantes :

- Hauteur utile > 10 m (afin de permettre la création de larges canaux)
- Température de la formation 100 à 300 ° F.
- Roche consolidée.
- Perforation en faisceaux (cluster).
- Angle de déviation à l'intervalle de perforation <15 degrés. Module de Young doit être ≥ 2 . (Si le module de Young est inférieur à 2 Mpsi, on opte pour la fracturation conventionnelle et dans le cas où il est compris entre 2 et 4 Mpsi, les deux méthodes sont applicables. S'il est > 6, on opte pour la fracturation à canaux).

II.7 Comparaison entre les deux techniques de fracturation

Tableau II.1 : comparaison entre la FH conventionnelle et Hiway :

Fracturation hydraulique conventionnelle	Fracturation hydraulique Hiway
Proppant	Moin de 40% de proppant de FH
Fluide de fracturation	Moin de 60% de fluide de frac de FH
95-97% le placement de proppant	99,95% le placement de proppant
1 screen-out /25job	1 screen-out/2000job
Amélioration de débit	Plus de 20% d'amélioration de débit de FH
Problèmes liés aux proppants (setteling, flow back, etc.)	Moins de problème de proppants
Dégorgement moins rapide	Dégorgement plus rapide
Nettoyage de la zone voisine du puits moins efficace	Amélioration du nettoyage de la zone voisine du puits
Xf grand	Xf plus grand
Stages : pre-pad, pad, dirty slurry	Pre-pad, pad, dirty slurry, tail in stage
Pompage de proppants en continu	Pompage intermittent

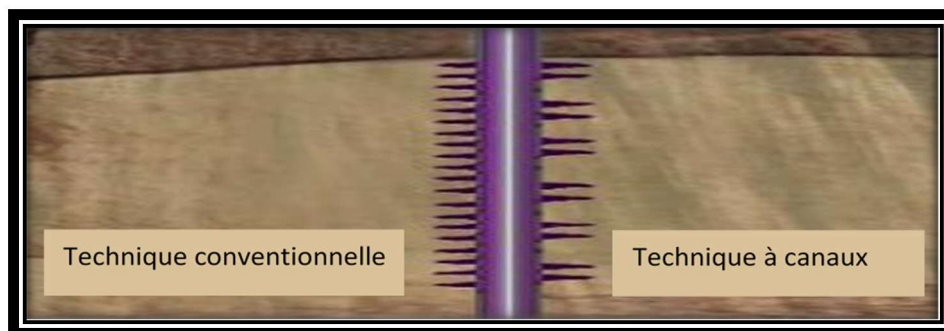


Figure II.6 : Répartition optimale des perforations à chaque type de FH.

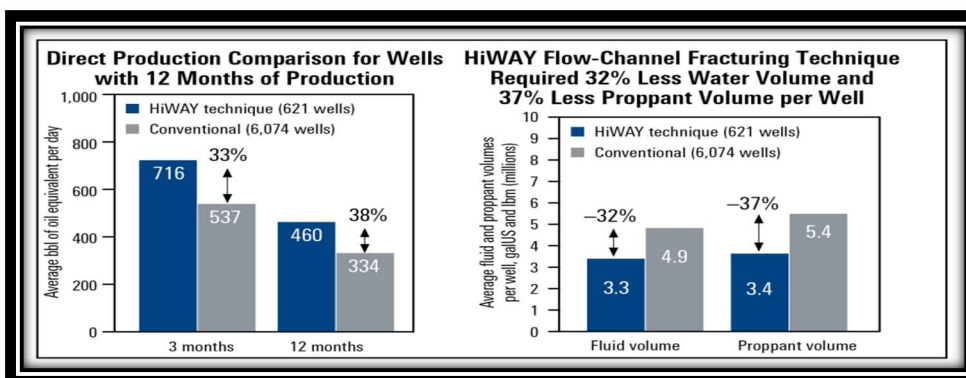


Figure II.7 : comparaison entre FH conventionnel et Hiway (archive d'un cas étudiant puits stimuler par Slb hiway)



Figure II.8: Deposition des proppant dans les fractures pour les deux méthode de fracture [5]

(a) Fracturation hydraulique conventionnelle (b) Fracturation hydraulique Hiyway.

[5] JOURNAL OF PETROLEUM AND GEOTHERMAL TECHNOLOGY (JPGT)] Vol.1 No. 1 2020 Analysis of the Difference between Hydraulic Fracturing and Flow Channel Fracturing ;Mia Ferian Helmy 1*)Muhammad Zakiy Y. 1)Dinar Kaesti1)Maulida Aulia F.Anisa Novia R.1) Self-Channelling in Proppant Pack in the Eagle Ford Shale Formation J. Guerra and D. Zhu, Texas A&M University; J. Uribe Chacon and E. Luna Castillo, Universidad Industrial de

Conclusion

La fracturation conventionnelle est une vieille technique de stimulation qui a fait ses preuves depuis 1947. Aujourd'hui, elle se heurte à une nouvelle concurrente : la fracturation à canaux.

Comme nous avons vu dans ce chapitre, on peut dire que « théoriquement » cette nouvelle technique donne des résultats plus satisfaisants que la conventionnelle. L'étude de cas pratique sur le Puits HTF-13 exposée dans la deuxième partie, nous permettra de confirmer ou infirmer cette hypothèse.



Partie Pratique



Chapitre III
Fracturation
Hydraulique Hiway
Sur Puits HTF-13

Introduction

Ce chapitre vise à évaluer le rendement de la technique et de mettre en évidence l'efficacité de la technologie de fracturation à canaux (Hiway). L'objectif du traitement de frac pour cibler le quartzite Hamra réservoir compact de Hassi Terfa afin d'augmenter le débit de production. Pour ce faire, nous avons choisi le HTF13 comme cas d'étude.

III.1 Design et déroulement de l'opération

Dans cette partie, nous allons exposer le déroulement de l'opération de fracturation du puits HTF13, commençant par le choix de ce puits pour frac jusqu'à l'exécution de la « main frac ». Nous allons aussi établir le design manuel du traitement principal en analysant manuellement la courbe de déclin de pression enregistrée lors du test mini frac. La comparaison entre les résultats de calcul manuels et ceux obtenus par le simulateur sera faite à la fin de ce cette partie.

III.1.1 Données du puits

III.1.1.1 Situation Géographique du Puits

Hassi Tarfa est situé à 44km au sud d'Hassi Messaoud, il est un champs de huile . Le puits HTF-13 est foré et complété à septembre 2012 par Tubing 4 ½ et liner cimenté 4 ½

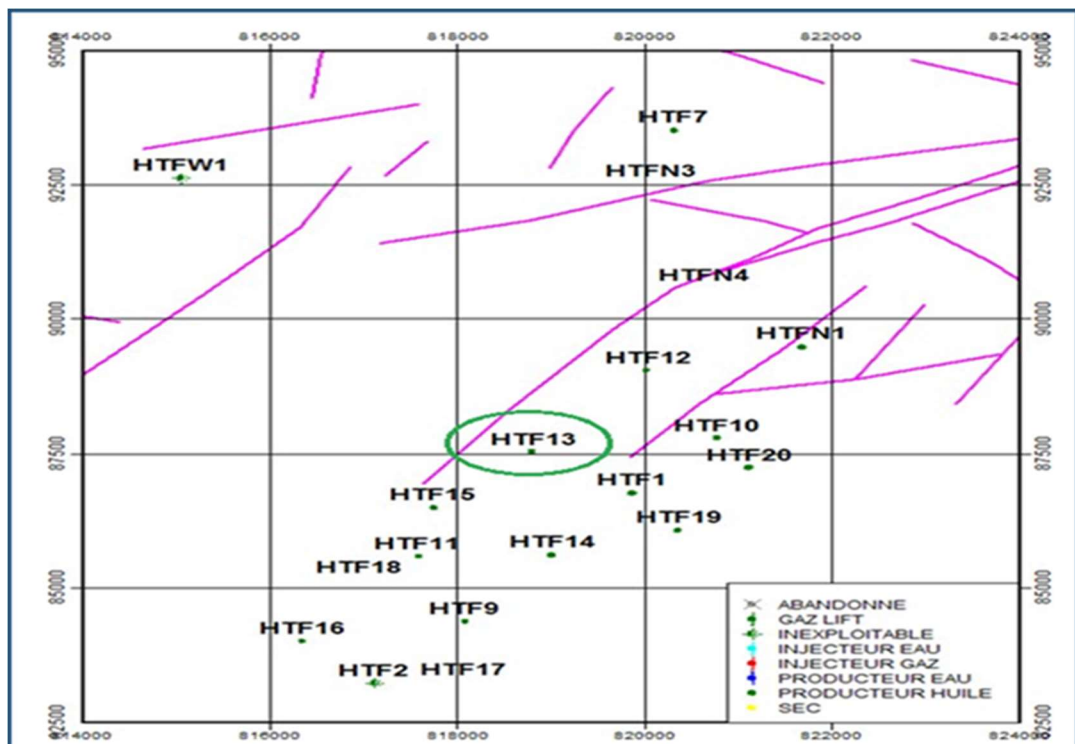


Figure III.1 : Position de puits HTF-13(données SH/HMD).

III.1.1.2 Cadre géologique de puits et fiche stratigraphie (voir l'annexe 6)

Tableau III.1 : données générales de formation (données SH/HMD).

champs	Hassi Tarfa
Type de puits	Devloppment
Formation (roche reservoir)	Ordovician
Type de roche	Quartzite
Moyen statique de module de young	6-11 Mpsi(8000-15000psi)
Moyen statique de ration de poisson	0,10-0,20
Température de fond bottom hole	115 °C

III.1.1.3 Caractéristiques pétrophysiques du réservoir

Dans le tableau ci-dessous, on a cité l'épaisseur, la porosité, la saturation en eau et le volume d'argile pour chaque drain.

Tableau III.2 : Caractéristiques pétrophysiques des drains traversés par le HTF13

Découpage			Résultats carotte	Interprétation ELAN		
Drain	Toit-mur (m)	Epaisseur (m)	Epaisseur utile (m)	∅ (%)	Sw (%)	VCL (%)
QH	3313-3425	112	47.8	6.1	28.7	5.8

Remarque : Le plan d'eau théorique (Sw = 65%) à 3465 soit à - 3289m.

III.1.1.4 Fiche technique et complétion de puits (voir l'annexe 7)

Tableau III.3: Comlétion de puits en 16 septembre 2012(données SH/HMD)

Profondeur de puits (m)	475 m
Type	Vertical
Casing 7 '' poids/grade	7'' NVAM 13.5#P110
Casing 7'' Sabot(m)	3302 m
Tubing Poids/grade	4 ½ NVAM 13.5#N80
Liner Cimenté	4 ½ NVAM 13.5#P110
Type de perforation	6spf-60°phasing
Intervalle de perforation (m)	81 m
Intervalle de perforation (m)	3339,0- 3420,5 m

a) Etat de la cimentation du liner 4''1/2 du 03 sep 2012 (HMD rapport) et Intervalles de perforation (voir l'annexe 8)

III.1.1.5 Historique du puits

Depuis sa mise en production en avril 2013, le HTF13 n'a produit que pendant une courte période (avril et mai 2013) depuis, il a été fermé jusqu'au février 2016, date de sa fracturation. Des opérations de clean out et de squeeze lui ont été faites mais sans aucun résultat. L'interprétation du PFS (19.10.2015) montre que ce puits a une bonne énergie. Les puits voisins sont des puits bon producteurs sauf le HTF15 (HTF1, HTF10, HTF12, HTF14). Les résultats de diagraphie montrent que les propriétés pétrophysiques de ce puits sont très faibles, avec une bonne résistivité. Par conséquent, le HTF 13 a été proposé pour une fracturation hydraulique afin d'améliorer sa productivité.

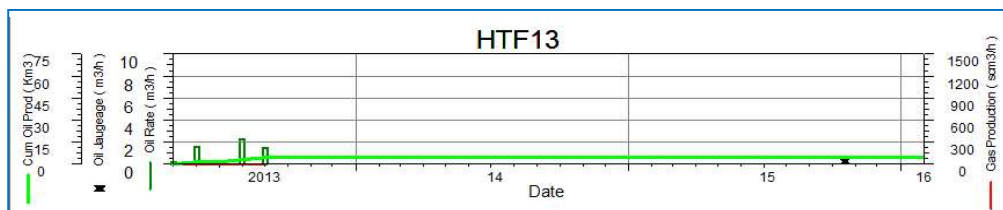


Figure III.2 : Cumul de production du puits HTF13 avant la fracturation

III.1.1.6 Profile de stress

Le module de Young pour ce puits varie entre 6 et 11 Mpsi, tandis que le coefficient de poisson varie entre 0,1 et 0,2. La figure ci-dessous, représente le profil de contraintes tiré des corrélations faites pour le champ de Hassi Messaoud, ainsi que l'état de la cimentation révélé de la lecture des outils CBL et VDL :

- **Commentaires sur le profil de stress (voir l'annexe 9)**
- ✓ Le toit des perforations se trouve à 3339 m, ce qui laisse les zones cibles à fracturer suffisamment loin du sabot du casing 7" (situé à 3302m) d'où l'intégrité du puits durant l'opération de stimulation est assurée (les zones fragiles étant loin de la zone à traiter).
- ✓ Le plan de contact huile / eau, se trouvant @ 3465m est suffisamment loin du mur des perforations (45m), et sur le profil de contraintes, on constate clairement une barrière de stress maximale au bottom des perforations, donc la propagation de la fracture ne constitue pas un risque d'atteindre le plan d'eau.

III.1.2 Design de traitement et simulation par FracCADE

III.1.2.1 Sélection du fluide de fracturation

Nous avons vu dans le chapitre I que la sélection du fluide de fracturation et ses additifs se fait en fonction des conditions opératoires (la température du réservoir, la durée d'exposition du fluide, la filtration, la compatibilité entre les fluides de frac et ceux de la formation, etc.). Le tableau suivant montre comment se fait le choix de la concentration du fluide en polymère en fonction de la température de fond (BHT), sachant que pour notre cas, la température du réservoir est égale à 115 C °.

Tableau III.4 : Concentration du polymère en fonction de la température

Concentration du polymère (lbm/1000galUS), [kg/m³]	Température de fluide degF [C°]							
	125 [38]	150 [52]	175 [65]	200 [79]	225 [93]	250 [107]	275 [121]	300 [135]
20 [2.4]	2.4							
25 [3.0]	3							
30 [3.6]	3.6							
35 [4.2]	4.2							
40 [4.8]	4.8							
45 [5.4]	5.4							
50 [6.0]	6							

A partir de ce tableau, on déduit la concentration du polymère adéquate avec la température du réservoir qui est de l'ordre de 35 lb/1000gal. Le gel linéaire et le gel réticulé correspondants à ce loading sont respectivement : le «WF135 » et l'YF135HDT. Le tableau (voir l'annexe 10) montre la composition du système de fluide sélectionné

Plusieurs critères sont pris en considération pour le choix du type des proppants (conductivité souhaitée, résistance, contraintes in situ, diamètre de perforations, disponibilité, couts..). Dans le cas du HTF13, la sélection a été basée sur les contraintes in situ (exercées sur le proppant) et la nature du réservoir. Les proppant sélectionnés pour ce traitement sont : le HSP 30/50 & 20/40. Les caractéristiques des proppants choisis sont les suivantes :

Tableau III.5 : Proppant DATA

Proppant	densité	Diamètre (in)	Porosité (%)	Perméabilité (mD)
20/40 HSP	3.69	0.028	43.5%	170,000
30/50 HSP	3.54	0.019	43.4%	100,000

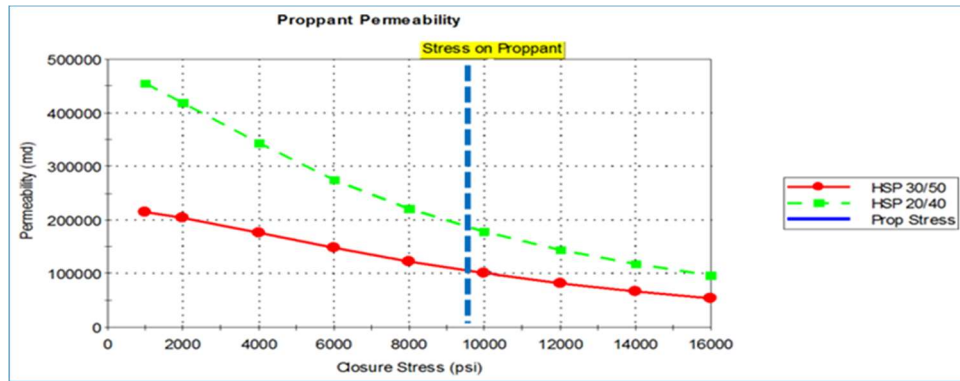


Figure III.3 : Perméabilité des proppants en fonction des contraintes in situ source (rapport Slb)

(a)

(b)



(a) Figure III.4 : Photos de Gels WF135 (05 Février 2016 de Data Frac).

(b) Figure III .5 : Photos de Breaker Gel YF135HTD (07 Février 2016 Main Frac).

III.1.2.2 Programme de pompage

Le logiciel de modélisation des opérations de fracturation « Frac CADE » permet de fournir plusieurs designs et c'est à l'exécutant du programme de sélectionner le plus concluant. En effet, il nous permet d'exécuter plusieurs traitements sur le simulateur tout en variant les volumes des fluides et la masse des proppants. Le programme choisi, est celui qui nous donne de bonnes réponses de pression et d'excellents résultats pour la géométrie et la conductivité de la fracture. Le programme de pompage fait par FracCade pour le HTF13 est comme suit :

III.1.2.2.1 Data frac

Tableau III.6: programme de pompage de mini frac, HTF13

DATA frac				
	Etape	Fluide utilisé	Débit (bpm)	Volume (gals)
1	Pre-pad	Gel linéaire #35	0-35	1000
2	Pad	Gel réticulé	35	20000

III.1.2.2.2 Design du traitement principal par la technique Hiway

Le programme de pompage obtenu par Frac CADE pour la technique Hiway permet d’atteindre une demi-longueur de fracture (X_f) de 95.7 m avec une conductivité moyenne de 1,465 md.ft. Le planning de pompage consiste à créer la géométrie de la fracture en pompant 48,000 gal du gel réticulé YF135HTD, ensuite, 76,000 lb de proppant HSP 30/50 et 20/40 seront pompés sous forme de slurry en alternance avec le fluide propre avec des impulsions de 10 secondes. Le planning de pompage est exposé dans le tableau (voir l’annexe 11)

Tableau III.7 : Résultats du scénario Hiway

X_f (m)	H_f (m)	W_f (in)	Toit (m)	Mur (m)	P_{net} (psi)	Max STP	Max BHTP	F.E (%)	FCD
95.7	43.7	0.15	3320	3363	3462	9831	13668	24	5.4

- **Géométrie attendue du traitement Hiway** L’exécution du scénario de pompage par la technique Hiway sur le simulateur FracCADE nous a permis d’obtenir les résultats suivants :

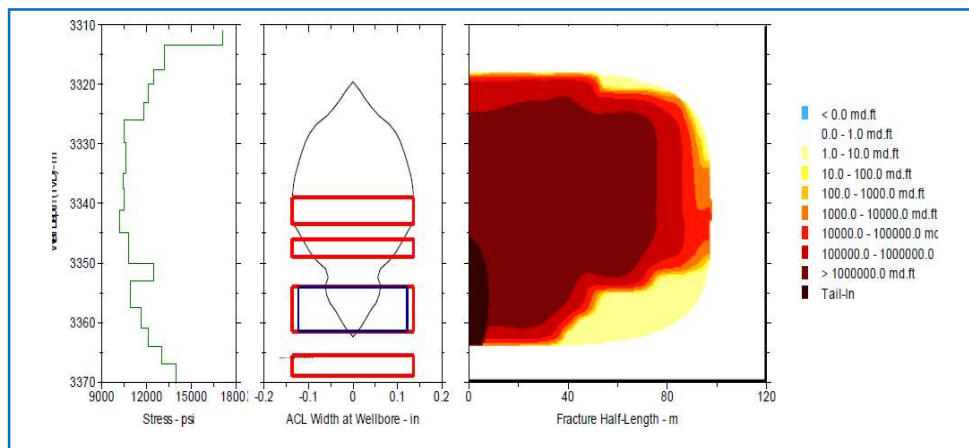


Figure III.6 : Profil géométrique de la fracture (scénario Hiway)

III.1.3 Déroulement de l'opération de fracturation Hiway

III.1.3.1 Test d'injectivité & break down test

Le test d'injectivité a été fait le 28 jan 2016. Après avoir rempli le puits, 14 800 gal d'eau traitée ont été pompés en augmentant graduellement le débit de pompage (débit max = 20 bpm). Le break down a été observé @ 3 bpm (BHP = 125000 psi). Ci-dessous le chart d'injectivité :

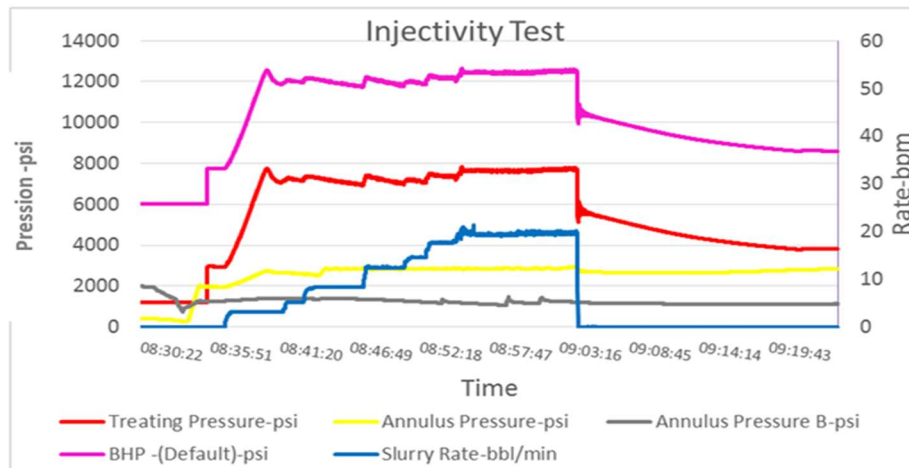


Figure III.7 : Evolution des pressions et de débit durant le pompage de test d'injectivité (Rapport SH/HMD-Slb).

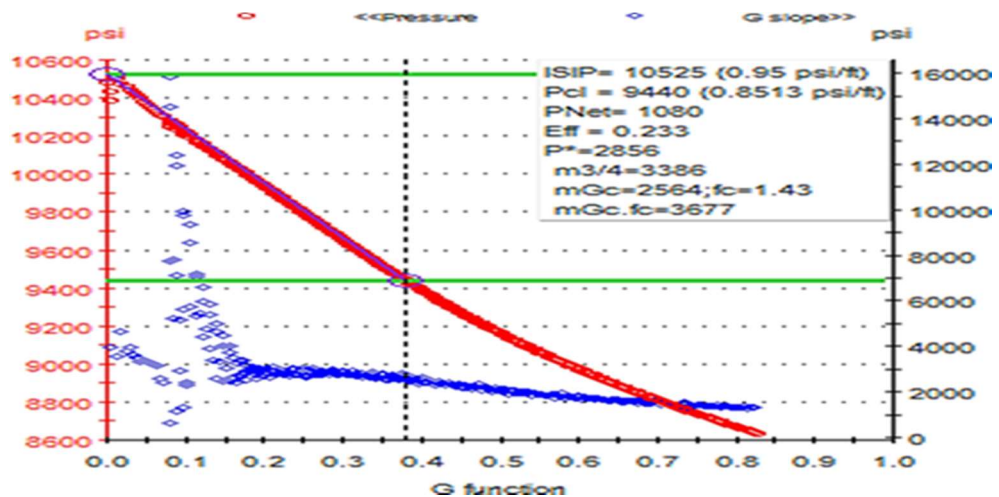


Figure III.8 : G-Function Test d'injectivité (Rapport SH/HMD-Slb).

a) Détermination de la pression instantanée de fermeture (ISIP)

ISIP correspond à la pression de fond ou de la surface (SISIP) lorsque (Q=0) :

- ✓ ISIP surface = 6100 psi
- ✓ ISIP Bottom hole = 10525 psi.

b) Détermination de la pression de fermeture (Pcl)

Closure pression c'est la pression nécessaire pour maintenir la fracture ouverte, elle correspond à la contrainte horizontale minimale (σ_h). La valeur de Pcl est une donnée indispensable pour déterminer les paramètres de la fracture. Elle peut être déterminée à partir de la fonction temporelle "G" de Nolte.

Pour la détermination de la pression de fermeture, il faut tout d'abord calculer la première dérivée de la courbe de pression par rapport à G-temps, après ; il faut tracer la courbe G(dP/dG), ensuite, fixer un pivot sur le point **ISIP** sur l'axe des abscisses et le faire pivoter jusqu'à ce qu'il effleure la courbe de pression. Il nous restera à tracer une ligne parallèle à l'axe des ordonnées et qui passe par ce point.

La pression sera lue sur l'intersection de cette ligne tracée avec la courbe de pression. A partir du graphe (**Figure III.7**) : Pcl = 9440 psi

c) Détermination de la pression nette (Pnet) [1]

$$P_{net} = ISIP - P_{cl} \dots (III.3)$$

$$P_{net} = 10525 - 9440 = 1085 \text{ psi}$$

d) Calcul du gradient de fracturation (FG) [2]

Le gradient de fracturation peut être estimé en utilisant l'expression suivante :

$$FG = \frac{P_c}{h} \dots (III.2) \quad FG = 9440 / 11088 = 0,8513 \text{ psi/foot}$$

Avec : h : Profondeur (au milieu de perforation), dans notre cas h = 11088 ft = 3380m

L'analyse de déclin pour le test d'injectivité montre une pression de fermeture de 9440 psi et efficacité des fluides 23,3%. Les principaux paramètres obtenus d'après les analyses lors du test d'injectivité sont dans le tableau suivant :

Tableau III.8 : Récapitulatif du test d'injectivité

Fluide	Volume (bbl)	Débit de pompage (bpm)	STP Max (psi)	Analyse du déclin de pression		
				P _c (psi)	F.E (%)	P _{net} (psi)
TW (3% J285)	350	20	7748	9440	23	1080

[1] « HYDRAULIC FRACTURING DESIGN: BEST PRACTICES FOR A FIELD DEVELOPMENT PLAN » Hafiz Mahmood Salman Thesis to obtain the Master of Science Degree in Energy Engineering and Management.

[2] « HYDRAULIC FRACTURING DESIGN: BEST PRACTICES FOR A FIELD DEVELOPMENT PLAN » Hafiz Mahmood Salman Thesis to obtain the Master of Science Degree in Energy Engineering and Management.

III.1.3.2 DATA frac (le 05 jan 2016)

Avant le DATA frac, les lignes principales du traitement (lignes 3'') ont été testées à 11500 psi et les lignes 2'' des annulaires (back side lines) à 5000 psi. Les dispositifs de déclenchement de pression des pompes (kick outs) ont été tarés à 10 500 psi. Les vannes de sécurité des annulaires (pop offs) ont été fixé comme suit : A = 3700 psi, B = 1500 psi.

Le Data frac a été lancé par le « pre-pad » stage, un volume de 111 bbl (4620 gal) du gel linéaire WF135 a été pompé en augmentant progressivement le débit jusqu'au 35 bpm. Pour créer la géométrie, 476 barils (20000 gal) du gel réticulé YF135HTD ont été pompés à un débit maximum de 35 bpm pendant le PAD stage. En fin de l'opération, le «PAD volume » a été chassé pendant le flush stage avec 168 bbl (7000 gal) du gel linéaire WF135. Les pompes ont été ensuite arrêtées tout en enregistrant le déclin de pression.

Pour le programme de pompage et les pressions et les débits en jeu (voir l'annexe 12)

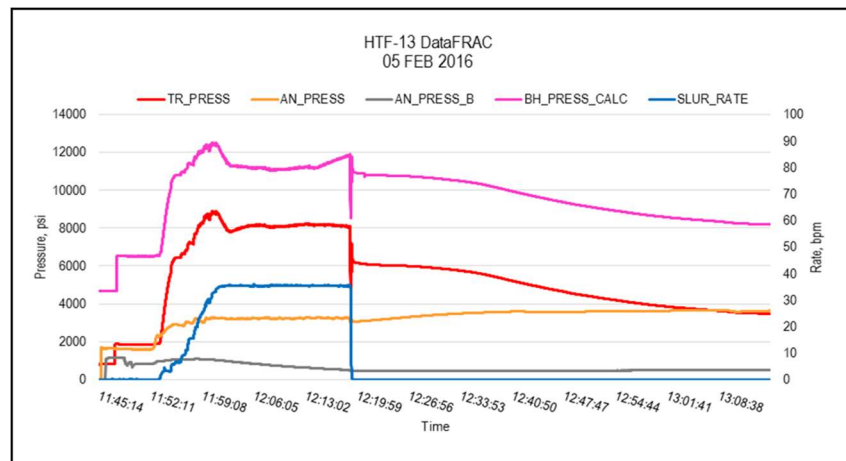


Figure III.9 : Enregistrement des pressions pendant l'opération de Data Frac (Rapport SH/HMD-Slb).

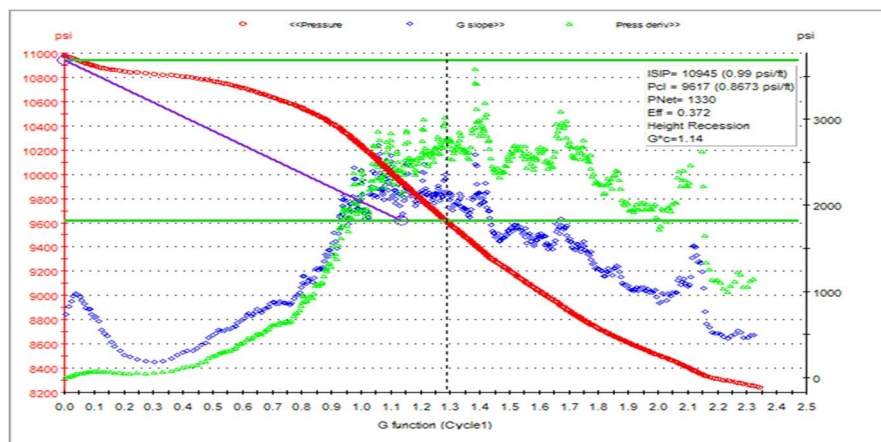


Figure III.10 : Détermination de la pression de fermeture Pcl dans le cas du test Data FRAC (Rapport SH/HMD-Slb).

III.1.3.3 Thermométrie

Les enregistrements thermométriques se font en générale 4h après la mini frac, ils permettent d'obtenir des indications précises sur l'extension verticale de la fracture aux abords immédiats du puits (hauteur et orientation). Ces renseignements nous aident à décider de continuer ou d'annuler l'opération de frac. Dans le cas du HTF13, la thermométrie n'a pas pu être exécutée dans les quatre heures qui ont suivi le shadow frac, l'opération a été reportée pour le lendemain (06 jan 2016), l'enregistrement thermométrique obtenu (**voir l'annex 13**).

- **Interprétation du thermo log**

Le thermo log du puits HTF13 (figure III.8) montre un refroidissement à partir de 3320 m jusqu'à 3367m. La fracture a été bien confinée dans la zone à minimum stress sans se propager vers le haut (sabot 7'') ni vers le bas, donc la propagation de la fracture ne constitue pas un risque d'atteindre le plan d'eau. Le tableau suivant regroupe les paramètres déduits de l'interprétation du log de température.

Tableau III.9 : Paramètres déduits du thermo log

Paramètres	Valeurs (m)
Profondeur du toit de la fracture	3320
Profondeur du mur de la fracture	3367
Hauteur totale de la fracture H_f	47

III.1.3.4 Analyse de mini frac manuellement

Après avoir récupéré les données de mini frac, nous avons tracé le graphique (**Figure III.7**) qui représente l'enregistrement complet des pressions lors de l'opération.

L'étude et l'interprétation de la courbe de déclin de pression nous permet d'obtenir les paramètres suivants :

a) Estimation de la pression et du gradient de fracturation (P_f , G_f)

La pression de fracturation (FIP ou P_{bd}) correspond à la pression maximale atteinte lors de la remontée de pression durant l'enregistrement lors de la phase de pompage.

$$P_f = \max(\text{BHTP}) = 12506 \text{ psi}$$

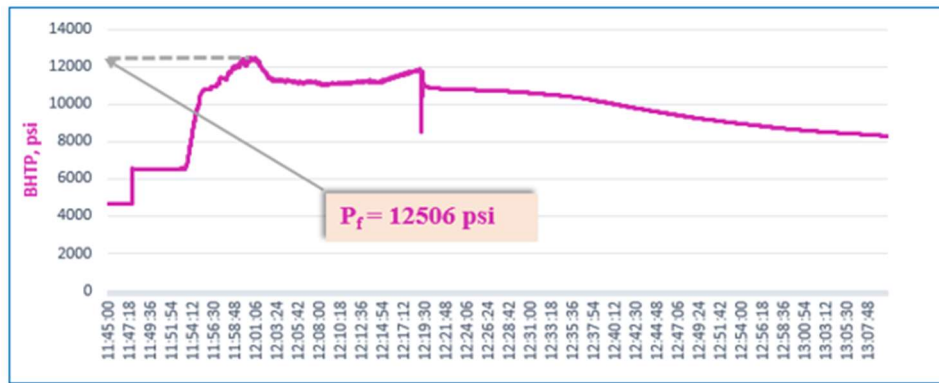


Figure III.11 : Détermination de la pression de fracturation (FIP)

Le gradient de fracturation peut être donc estimé en utilisant l’expression suivante :

$$FG = \frac{P_c}{h} \dots\dots(III.2)$$

D’où, on obtient les résultats suivants :

Paramètres	Valeurs	Unités
Profondeur à mi perforations (H)	11087.6	ft
Pression de fracturation (Pf)	12506	psi
Gradient de fracturation (Gf)	1.12	Psi/ft

b) Détermination de l’ISIP

A partir de la courbe qui illustre l’évolution de la pression de fond après shut-in en fonction du temps, on peut déterminer la pression instantanée de fermeture ISIP. Pour cela, on trace 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 de fond (ISIP_{BH})

Sur le même graphe, on peut relever la valeur de la dernière pression de pompage au fond du puits « Bottom Hole Last Pumping Pressure (BHLPP) » juste avant le shut in :

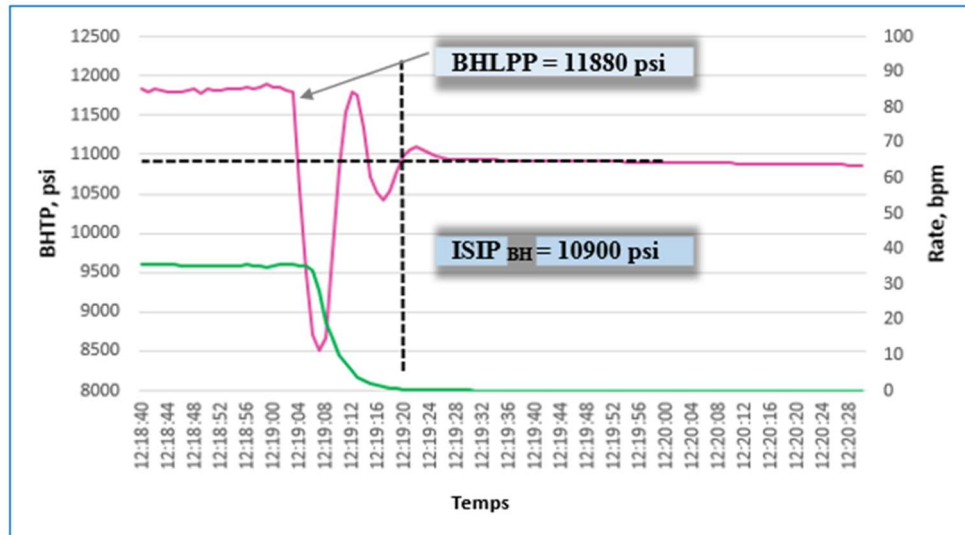


Figure III.12 : Détermination de l'ISIP de fond, minifrac HTF13

Par la même méthode énoncée précédemment, on détermine l'ISIP de surface (ISIP_s) à partir de la courbe marquant l'évolution de la pression en surface (STP).

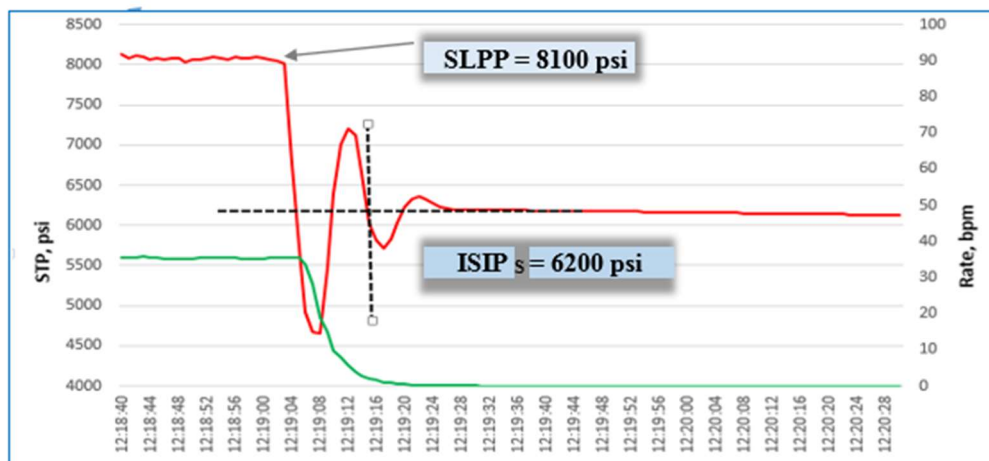


Figure III.13 : Détermination de l'ISIP de surface, minifrac HTF13

c) Détermination des pertes de charge

A partir des résultats des graphes précédents, une estimation des pertes de charges peut être déduite comme suit :

- Détermination des pertes de charge aux abords du puits ΔP_{NWB} :

Les pertes de charges aux abords du puits sont données par la relation suivante :

$$\Delta P_{\text{NWB}} = \text{BHLPP} - \text{ISIP}_{\text{BH}} \dots \dots (\text{III.3})$$

Par application numérique on obtient : $\Delta P_{\text{NWB}} = 980 \text{ psi}$

- **Détermination des pertes de charge totale (ΔP_{Total})**

$$\Delta P_{Total} = SLPP - ISIP_s \dots (III.4)$$

Par application numérique on obtient : $\Delta P_{Total} = 1900 \text{ psi}$

- **Détermination des pertes de charge dans le tubing (ΔP_{tubing})**

$$\Delta P_{Total} = \Delta P_{NWB} + \Delta P_{tubing} \dots (III.5) \text{ d'où } \Delta P_{tubing} = \Delta P_{Total} - \Delta P_{NWB} \dots (III.6)$$

Par application numérique on obtient : $\Delta P_{tubing} = 920 \text{ psi}$

d) Détermination de la pression de fermeture (P_c)

Le calcul de la pression de fermeture est essentiel, en effet elle correspond à la contrainte principale horizontale minimale (σ_h). La valeur de σ_h est une donnée indispensable pour déterminer les paramètres de la fracture.

- **Méthode de la racine carrée du temps (suar root of shut in time)**

La pression de fermeture de la fracture peut être déterminée à partir de l'analyse du déclin de pression à partir de l'arrêt des pompes en fonction de la racine carrée du temps. Pour notre cas d'étude, on trace le graphe $BHTP=f(\sqrt{t-T_p})$ en exploitant les données de Fall-off sur Excel. Le temps de pompage (T_p) se calcule comme suit :

Début de pompage : 11h47mn20s
 Fin de pompage : 12h19mn03s $\Rightarrow T_p = 31.71 \text{ mn}$

Les données utilisées pour tracer le graphe de SQRT (voir Annexe 14)

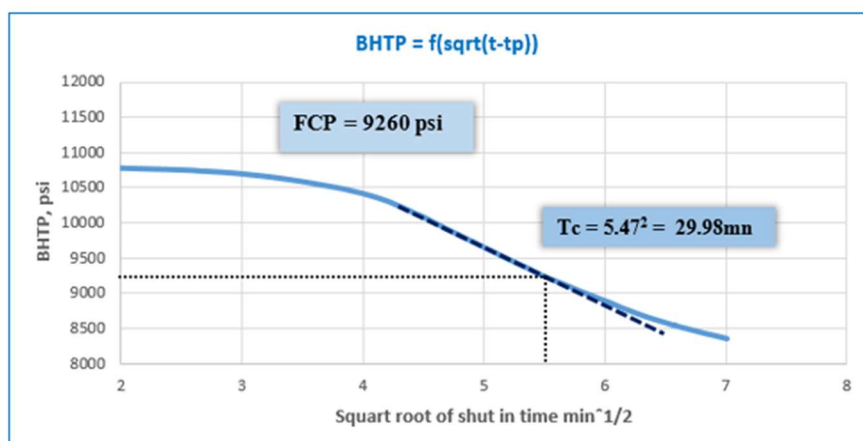


Figure III.14 : Détermination de la FCP par la méthode de la racine carrée du temps.

A partir de ce graphique tracé par excel, on peut clairement lire la valeur de la P_c . Elle

est de l'ordre de 9260 psi, correspondant à un temps de fermeture $T_c = 29.98$ mn.

• **Efficacité du fluide**

L'efficacité du fluide est donnée par la formule³ ci-dessous :

$$\eta = FE = \frac{\text{volume du fluide present dans la fracture}}{\text{Volume total du fluides pompé}} = \frac{V_f}{V_{inj}} \dots (III.7)$$

Pour déterminer ce paramètre, il existe plusieurs formules, la plus éminente est celle formulée par Nolte en fonction du temps de fermeture « T_c » et le temps de pompage « T_p »^[4] :

$$FE = \frac{1 + \left(\frac{T_c}{T_p}\right)^{3/2} - \left(\frac{T_c}{T_p}\right)^{3/2} - 1}{1 + \left(\frac{T_c}{T_p}\right)^{3/2} - \left(\frac{T_c}{T_p}\right)^{3/2}} \dots (III.8)$$

Par application numérique on obtient : $\eta = F.E = 0.42 = 42\%$

• **Méthode du temps de Horner**

Le tracé de la pression de fond en fonction du temps de Horner obtenu par excel est représenté dans le graphe ci-dessous (pour les données voir le annexe 15)

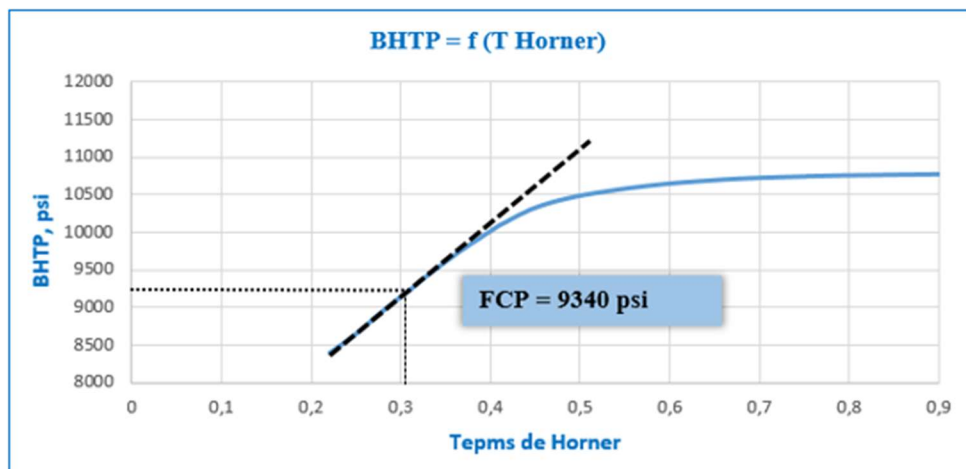


Figure III.15 : Détermination de la FCP par la méthode de Horner

D'après le plot de temps de Horner, la pression de fermeture est de l'ordre de 9340 psi, celle-ci présente une légère divergence par rapport à celle trouvée par la méthode de la racine carrée du temps. Le temps de fermeture de Horner lu sur le graphe est égale à 0.32, cette valeur correspond à $T_c = 29,2$ mn.

^[3] ^[4] Manuel BJSP

- **Efficacité du fluide :**
$$FE = \frac{1 + \left(\frac{T_c}{T_p}\right)^{3/2} - \left(\frac{T_c}{T_p}\right)^{\frac{3}{2}} - 1}{1 + \left(\frac{T_c}{T_p}\right)^{3/2} - \left(\frac{T_c}{T_p}\right)^{\frac{3}{2}}}$$

Par application numérique on obtient : F.E = 43%

- **Méthode de la fonction G « G-function »**

La détermination de la pression de fermeture FCP par l'analyse du déclin de pression après fermeture peut se faire en utilisant la fonction-G, définie par les formules ci-dessous ⁵:

$$G(\Delta t_D) = \frac{4}{\pi} [g(\Delta t_D) - g_0]$$

Avec :

$$UB (\alpha = 1) \left\{ \begin{array}{l} g(\Delta t_D) = \frac{4}{3} [(1 + \Delta t_D)^{1,5} - \Delta t_D^{1,5}] \\ g(\Delta t_D = 0) = g_0 = \frac{3}{4} \end{array} \right.$$

$$LB (\alpha = 0.5) \left\{ \begin{array}{l} g(\Delta t_D) = [(1 + \Delta t_D) \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{-0,5}] + \Delta t_D^{1,5} \\ g_0 = \frac{\pi}{2} LB \end{array} \right.$$

D'où :

$$\left\{ \begin{array}{l} G(\Delta t_D) = \frac{16}{3\pi} [(1 + \Delta t_D)^{3/2} - (\Delta t_D)^{3/2} - 1] \quad UB \\ G(\Delta t_D) = \frac{4}{\pi} [(1 + \Delta t_D) \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{-1/2} + (\Delta t_D)^{1/2} - \frac{\pi}{2}] \quad LB \end{array} \right.$$

Avec : $\Delta t_D = \frac{t - t_p}{t_p} = \frac{\Delta t}{t_p}$ et Δt : Temps après shut-in

D'après les résultats obtenus par la méthode de la racine carrée du temps, on observe que l'efficacité est supérieure à 20 % ($\eta = 42\%$), le calcul de la P_c se fera alors en utilisant la fonction G avec la limite supérieure (Upper Bound). La figure ci-dessous représente le graphique de G-function tracé par excel. A partir de ce graphe, le point d'inflexion caractérisant le changement de la pente sera déduit, ainsi que la valeur de G correspondante.

Les données utilisées pour tracer le G-function plot (**voir l'annexe 16**)

^[5] Manule BJSP

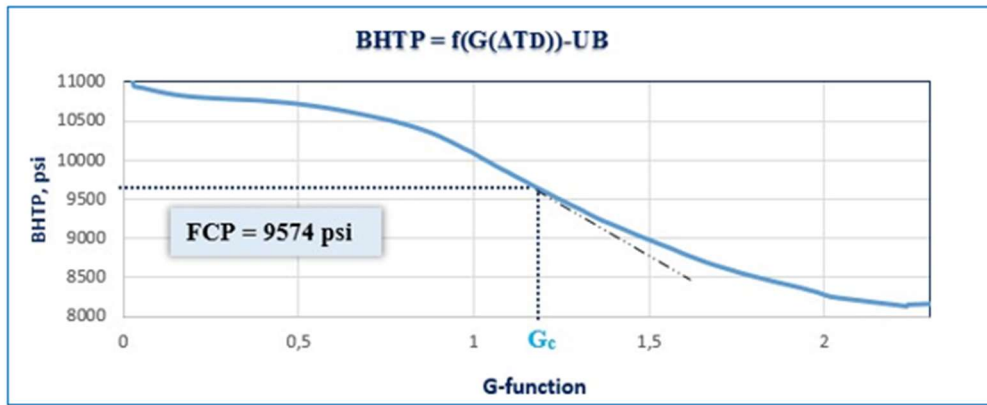


Figure III.16 : Détermination de la FCP par la méthode de G-fonction

D’après la courbe, la valeur de G_c qui correspond au point de fermeture est : $G_c = 1,21$. La projection du point d’inflexion sur l’axe des pressions nous donne : $P_c = 9574\text{psi}$.

- **Efficacité du fluide**

L’efficacité peut être estimée en utilisant le plot de la fonction-G en employant la formule suivante: $\eta = \frac{G(\Delta tc)}{G(\Delta tc)+2}$

Par application numérique on obtient : **FE = 0.37 = 37%**

e) Estimation de la pression nette dans la fracture (PNet)

La pression nette est déterminée par l’équation suivante : $P_{Net} = ISIP_{BH} - P_c$

Par application numérique on obtient :

- ✓ $P_{Net} = 1640$ psi par la méthode de SQRT
- ✓ $P_{Net} = 1560$ psi par la méthode de Horner
- ✓ $P_{Net} = 1326$ psi par la méthode de G-fonction

f) Détermination du modèle de propagation de la fracture

En se basant sur le modèle de Nolte, on trace la courbe de pression nette en fonction du temps sur un graphique (log-log) pendant la propagation de la fracture (de l’initiation à la fermeture).

Les données utilisées pour tracer la courbe de Pnet(**voir l’annexe 17**)

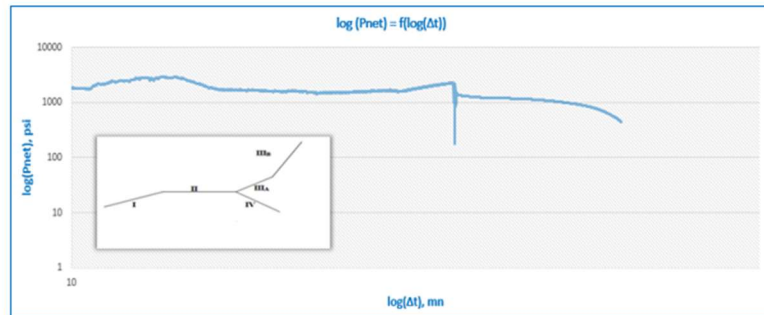


Figure III.17 : Tracé de la pression nette en fonction du temps sur une échelle logarithmique

Pour faciliter l'interprétation du net plot, on se restreint aux signes algébriques de la pente (positif, négatif ou nul). Tout au début, on observe que la pente est positive, en suite on constate une pente négative caractéristique du modèle KGD, puis on remarque que la pente se stabilise à une valeur pratiquement nulle avant de reprendre un signe positif caractéristique du modèle PKN. Donc le modèle de propagation de la fracture considéré est le PKN.

g) Estimation de la géométrie de la fracture par la méthode de Nolte

• Estimation de la surface de la fracture (A_f)

La surface d'un seul aileron de la fracture (A_{f1}) est donnée par :

$$A_{f1} = \frac{(1-\eta)V_{inj}}{2G(\Delta T_D=0)(C_L r_p \sqrt{T_{inj}})}$$

H_f= 154 ft (thermométrie)

T_{inj}=T_p= 31,71 mn

R_p= $\frac{hp}{Hf}$ (h_p : hauteur perforé)

$$\frac{256}{154} = 1,7$$

- La pente: m = tgΦ = ΔP/ ΔG(ΔTD).

L'utilisation de la courbe de tendance linéaire sur le plot de G-Function, nous a permis de déterminer la valeur de pente : m = -2079.

- Le module de déformation plane :

$$E' = \frac{E}{(1-\nu^2)} \dots \text{(III.10)}$$

Par application numérique (E = 8 Mpsi, ν = 0.22) on obtient : E' = 8.4 Mpsi

- Facteur géométrique (β) : β=(2n'+2)/(2n'+3+α) (PKN) n' = 0.45.

$\alpha = (2n'+2)/(2n'+3)$ pour le modèle PKN (généralement on prend $\alpha = 1$ pour une viscosité constante, sinon, $\alpha < 1$)

$$D'où : \beta = 0.6$$

Par application numériques on obtient : $C_L = 0.002 \text{ ft/mn}^{0.5}$

- Le volume injecté : $V_{inj} = 755 \text{ bbl (DATA frac)} = 4240 \text{ ft}^3$
- Pour une efficacité $> 20 \%$ (F.E = 37) : $G(\Delta T_D) = 4/3$

Par application numérique on obtient donc :

$$A_{f1} = 54515 \text{ ft}^2$$

$$A_f = 2A_{f1} = 109030 \text{ ft}^2$$

❖ **Estimation de la demi-longueur de la fracture (X_f)**

La demi-longueur de la fracture pour le modèle PKN est donnée par la relation suivante :

$$X_f = \frac{A_f l}{2 h f} \dots \dots (III.11)$$

Par application on obtient : $X_f = 181 \text{ ft} = 55 \text{ m}$

❖ **Estimation de la largeur de la fracture (W_f)**

$$W_f = \frac{2G(\Delta T = 0)(C_r L_p \sqrt{T i n_j}) \eta}{(1-\eta)} \dots \dots (III.12)$$

Par application numérique on obtient : $W_f = 0.02 \text{ ft} = 0.24 \text{ in}$

❖ **Détermination de la conductivité adimensionnelle de la fracture**

$$F_{CD} = \frac{K_f \cdot W_f}{K \cdot X_f} \dots \dots (III.13)$$

K : Perméabilité de la formation, K_f : Perméabilité du proppant.

Afin d'obtenir la conductivité retenue après le job, on multiplie la FCD par 0,4.

Par application ($K_f = 100000 \text{ md}$, $w_f = 0.02 \text{ ft}$, $X_f = 180.5 \text{ ft}$) on obtient : **FCD = 19.2**

h) Redesign manuel du traitement

- **Estimation du volume de la fracture (V_f)**

$$\eta = FE = V_f / V_{inj} \quad \implies \quad V_f = \eta V_{inj} \dots \dots (III.14)$$

Par application numérique on obtient : $V_f = 280$ bbl

- **Estimation du volume du pad (V_{pad})**

$$V_{pad} \frac{1-\eta}{1+\eta} V_{inj} \dots (III.15)$$

Par application numérique on obtient : $V_{pad} = 347$ bbl

- **Détermination de la masse de proppant nécessaire (m_p)**

$$m_p = C_p A_f \dots (III.16)$$

La concentration du proppant C_p se calcule comme suit :

$$C_p = \frac{P_{cl}}{h} \dots (III.17)$$

Avec : Φ_p (porosité du proppant) = 43 %, ρ_p (masse volumique du proppant) = 42 lb/ft³

$$C_p = 0.24(1-0.43)42/12 = 0.48 \text{ lb/ft}^2.$$

$$A_f = 109030 \text{ ft}^2$$

Par application numérique on obtient : $m_p = 52335$ lbs

i) Etude de faisabilité de la fracturation par la technique Hiway

- ✓ Le module de Young moyen dans notre cas d'étude est égal à 8 Mpsi (> 2 Mpsi).
- ✓ La pression de fermeture calculée étant en moyenne de 9400 psi pour les trois méthodes précitées, ce qui nous donne un rapport entre le module de Young et cette dernière de l'ordre 850 (largement supérieur à 275).
- ✓ La température de fond est de l'ordre 239 °F (< 345 °F).
- ✓ La hauteur perforée est de l'ordre 81 m (> 10m).

D'après tout ce qui précède, on conclue que les conditions primordiales pour l'application de la technique hiway sur ce puits sont satisfaites.

III.1.3.5 Analyse de mini frac par le simulateur FracCADE

Les résultats d'analyse de mini frac faite par le logiciel Frac CADE et ceux obtenus manuellement sont exposés dans le tableau VII.24. La figure montre la géométrie de la fracture créée lors du test DATA frac (Voir annexe 14) :

III.1.3.6 Redesign du traitement principal par le Hiway

Les informations obtenues de l'analyse de mini frac ont été exploitées pour calibrer le design du traitement principal (stress profil, filtration, friction). Le redesign obtenu par FracCADE après calibration est exposé dans le tableau (voir l'annexe18) :

On constate que le volume du pad dans le redesign a été réduit à 14000 gal au lieu de 48000 gal prévu dans le design et cela, à cause de la faible filtration observée durant la mini frac. Le débit a également été réduit de 35 bpm à 30 bpm et ce afin de développer une fracture plus longue. La masse totale du proppant est pratiquement la même que celle obtenue lors du design, cependant, une masse de 1000 lb de proppant 100 mesh a été introduite et ce afin de colmater les fissures lors du pompage du pad.

- **Simulation de la géométrie de la fracture après le redesign par Hiway**

L'exécution du programme de pompage Hiway sur le simulateur FracCADE nous a donné les résultats suivants :

Tableau III.10 : Résultats de la simulation du traitement Hiway après redesign

Max Hyd Frac Half-Length	151.8 m	EOJ Net Pressure	2257 psi
Propped Frac Half-Length	151.8 m	Efficiency	0.517
EOJ Hyd Frac Half-Length	130.2 m	Effective Conductivity	214 md.ft
EOJ Hyd Height at Well	45.1 m	Average Gel Concentration	558.9 lb/mgal
EOJ Hyd Width at Well	0.434 in	Effective Fcd	16.8
Propped Width at Well	0.132 in	Max Surface Pressure	8248 psi
Average Propped Width	0.102 in	Estimated Closure Time	99.6 min

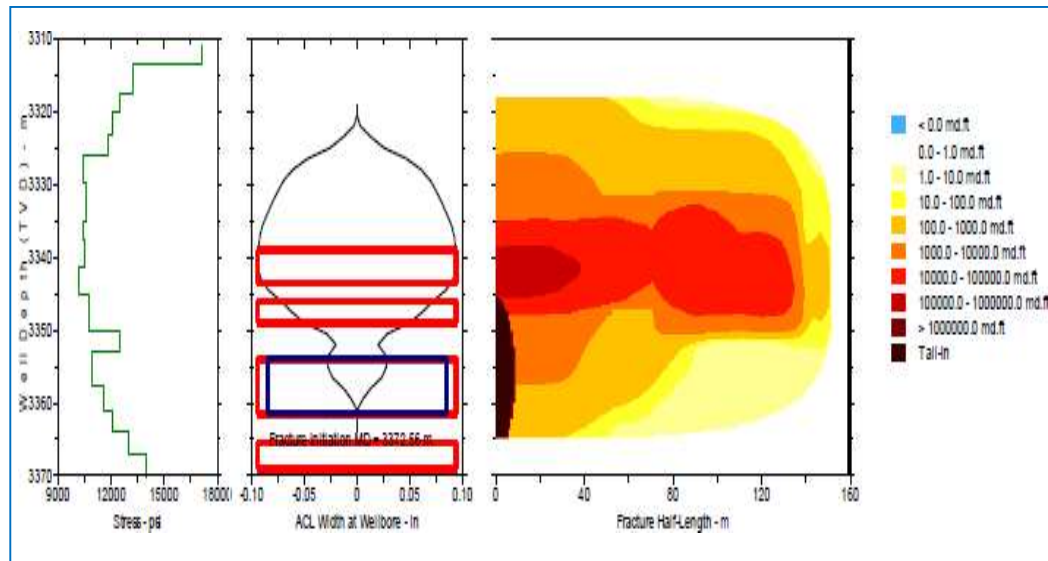


Figure III.18: Géométrie de la fracture obtenue par la simulation du redesign Hiway

III.1.3.7 Traitement principal (main frac)

Le traitement principal du puits HTF13 a été réalisé comme prévu dans le redesign en utilisant la technologie de Hiway. Après l'installation des équipements, toutes les lignes de surfaces ont été testées. Le pompage a été entamé avec 1000 gal du gel linéaire WF-135 afin d'établir le débit prévu de 30 bpm. En suite, 14000 gal du gel réticulé YF135HTD ont été pompés à un débit de 30 bpm. Ce volume du PAD a été séparé par un slug de proppant 100 mesh dont la concentration est de 0.5 ppg. Après le PAD, 39000 gal du slurry ont été pompés avec des impulsions propres et sales, alternées chaque 10 secondes. A la fin de pompage, 72000 livres de proppants ont été mis en place avec succès. La chasse du slurry s'est effectuée à la fin du job en pompant 7000 gal du gel linéaire WF-135.

Le programme de pompage de main frac dans le tableau (voir l'annexe 19)

- L'analyse du déclin de pression lors du traitement principal, nous a permis d'obtenir les informations suivantes :

Tableau III.11 : Résultats obtenus après l'exécution du traitement principal

X_f (m)	H_f (m)	W_f (in)	P_{Net} (psi)	Max STP	E.F (%)
186.8	47	0.1	1987	8190	50

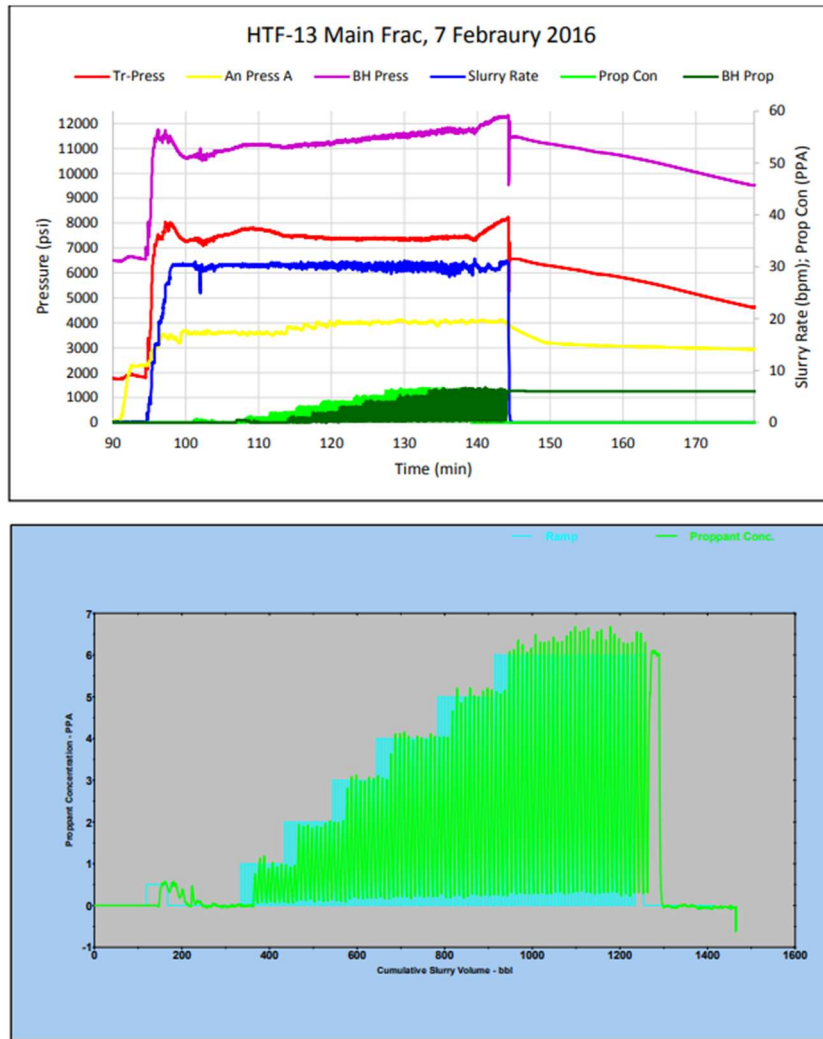


Figure III.19 : plot de main frac (pression pendant l'exécution du traitement principal (Rapport SH/HMD-S1b).

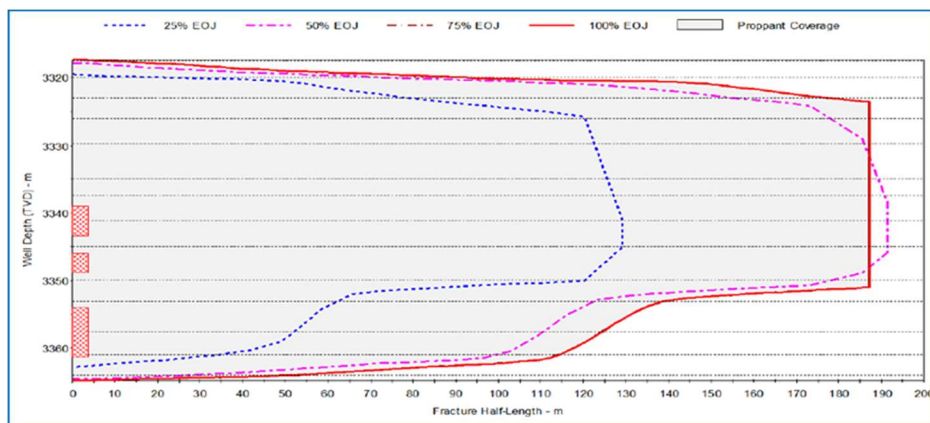


Figure III.20 : Géométrie de la fracture après l'exécution du traitement principal Hiway (Rapport SH/HMD-S1b)

III.1.4. Synthèse récapitulative des résultats d'analyse

Tableau III.12 : comparaison des valeurs des paramètres calculés et celles de simulateur

Paramètres	Valeurs calculées	Valeurs de simulateur	Unités
Phase de pompage			
ISIP de surface (ISIP _s)	6200	6220	psi
ISIP de fond (ISIP _{BH})	10900	10950	psi
SLPP	8100	8070	psi
BHLPP	11880	11860	psi
ΔP_{Total}	1900	1850	psi
ΔP_{NWB}	980	910	psi
ΔP_{tubing}	920	940	psi
Analyse de déclin de pression			
A. Méthode de la fonction-G			
Pression de fermeture (FCP)	9574	9617	psi
Gradient de fracturation (Gc)	0.86	-	Psi/ft
Temps de fermeture (Tc)	26.50	27.29	mn
Pression nette (Pnet)	1326	1330	psi
Efficacité du fluide (F.E)	37	37.2	%
B. Méthode de la racine carrée du temps			
Pression de fermeture (FCP)	9260	9318	psi
Gradient de fracturation (Gc)	0.83	-	Psi/ft
Temps de fermeture (Tc)	29.9	-	mn
Pression nette (Pnet)	1640	1627	psi
Efficacité du fluide (F.E)	42	-	%
C. Méthode de Horner			
Pression de fermeture (FCP)	9340	-	psi
Gradient de fracturation (Gc)	0.84	-	Psi/ft
Temps de fermeture (Tc)	29.2	-	mn
Pression nette (Pnet)	1560	-	psi
Efficacité du fluide (F.E)	43	-	%
Géométrie de la fracture			
Coefficient de filtration (CL)	0.002	0.00125	Ft/mn ^{0.2}
Hauteur de la fracture Hf	47	47	m
Longueur de la fracture (Xf)	55	177	m
Largeur de la fracture (Wf)	0.2	0.182	in

Redesign			
FCD	19.2	16.8	-
Volume du PAD	17800	14000	gals
Masse de proppant	52000	73000 lbs	lbs

En comparant les résultats d'analyse obtenus par la méthode manuelle avec ceux obtenus par le simulateur on remarque que :

- L'élaboration du design de fracturation à partir des équations empiriques par l'utilisation du tableur Excel a permis de se rapprocher d'une façon très appréciable des résultats obtenus par les logiciels et les simulateurs de la société de service qui a exécuté Le job.
- Une petite différence est observée avec les valeurs des pressions de fermeture ainsi que le temps de fermeture, on peut expliquer ça par la sensibilité du choix du point caractéristique correspondant (point d'inflexion).

III.2 Simulation, évaluation de la fracturation Hiway

Une étude d'évaluation de technique de fracturation Hiway est pour savoir l'efficacité de cette stimulation. Pour ce faire, nous allons simuler la technique de fracturation sur Prosper en utilisant le modèle « hydraulically fractured well » et en y introduisant les résultats obtenus par le logiciel FracCADE. Ainsi, les résultats des simulations obtenus, nous permettront de conclure l'efficacité de la méthode dans le réservoir compact de Hassi Terfa.

III.2.1 Modélisation du puits HTF13 par le simulateur « Prosper »

Le model du puits sera établi à partir des données de jaugeage et du build up comme suit :

- ✓ Construction de l'IPR
- ✓ Le choix de la corrélation pour l'écoulement verticale (VLP Matching).
- ✓ Analyse Nodale (IPR & VLP).

a) Inflow Performance Relationship (IPR)

Pour avoir un modèle fiable représentant l'écoulement, il est préférable d'intégrer les données PVT des effluents de ce puits. Pour le HTF13, nous avons opté pour le modèle « Black Oil Model » qui est compatible avec notre fluide de réservoir.

Tableau III.13 : Données PVT du puits HTF13 (rapport HMD)

GOR de Solution R_s (Sm ³ /Sm ³)	193
Densité de l'huile ρ_o (°API)	45
Densité de gaz ρ_g (s.g)	0,9
Température du réservoir (°C)	115
Pression de bulle (Kg/cm ²)	175
Viscosité de l'huile (cp)	0,2
Facteur volumétrique de fond B_o (rb/stb)	1,6

Tableau III.14: Données de réservoir

P_G (kg/cm ²)	428
T (°c)	115
Water Cut	0%
GOR _{TOTAL} (m ³ /m ³)	193
K (md)	0,3
H (m)	48
S	54
IP (m ³ /d/kg/cm ²)	0,027

A partir de ces données, nous pourrions tracer la courbes de performances du réservoir (IPR) pour le puits et cela en se basant sur le model PI Entry.

b) Choix de corrélation pour l'écoulement vertical (VLP Matching)

De nombreuses corrélations ont été établies sur les écoulements diphasiques dans le tubing. Le travail consiste à choisir une corrélation qui donne des résultats proches de ceux mesurés.

Tableau III.15 : Données du Build up

Paramètres	Valeurs
P_g (kg/cm ²)	433 @ -3280m
PFD (kg/cm ²)	131 @ 3256m
P_t (kg/cm ²)	22
Q_h (m ³ /h)	0.31
duse (mm)	11

La corrélation choisie pour tracer la courbe VLP pour le puits HTF13 est la corrélation « Petroleum Experts 2 ».

c) Courbe de performance de puits (IPR-VLP)

Après avoir adopté la corrélation multiphasique « petroleum expert 2 » l'intersection du tracé de l'IPR et VLP simulé est présenté sur la figure suivante :

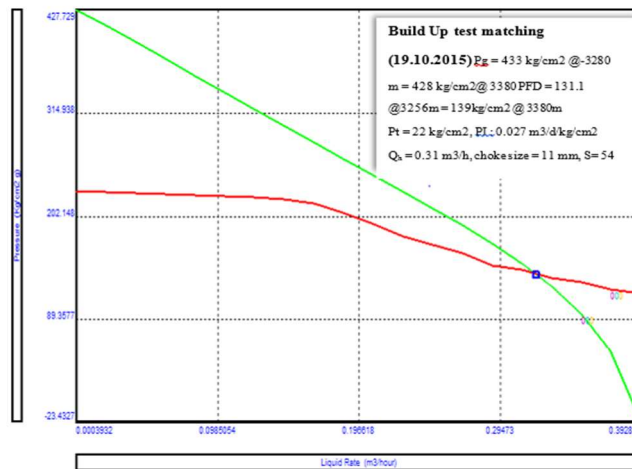


Figure III.21 : Courbe de performance du puits HTF13 avant la fracturation

III.2.2 Simulation de la fracturation hydraulique Hiway

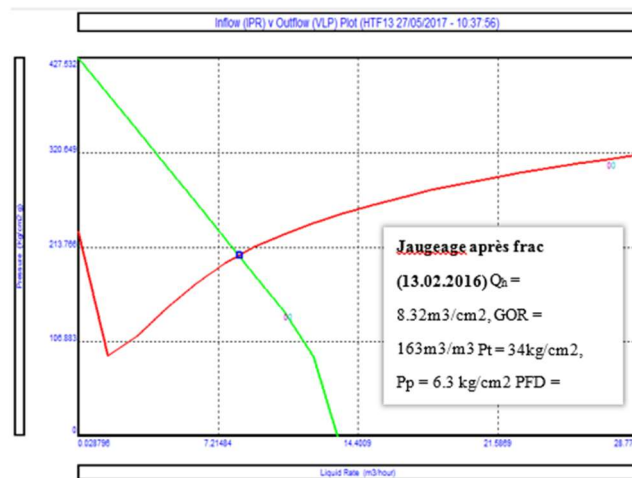


Figure III.22 : Courbe de performance du puits HTF13 après la fracturation Hiway

Commentaire

- À partir de ces courbes, on remarque une nette amélioration du débit de production du puits HTF13 après la fracturation, cette augmentation est de l'ordre de 8.01 m³/h, résultant en une diminution du Skin, ainsi qu'une amélioration de l'indice de productivité passant de : 0.027 à 0.9 m³/d/kg/cm².
- L'analyse nodale réalisée sur le puits HTF13 nous a donné une valeur de Skin égale

à : - 6,04. Cette dernière est presque égale à celle obtenue en utilisant l'abaque donnant le skin en fonction de la FCD ($S = - 6.84$)

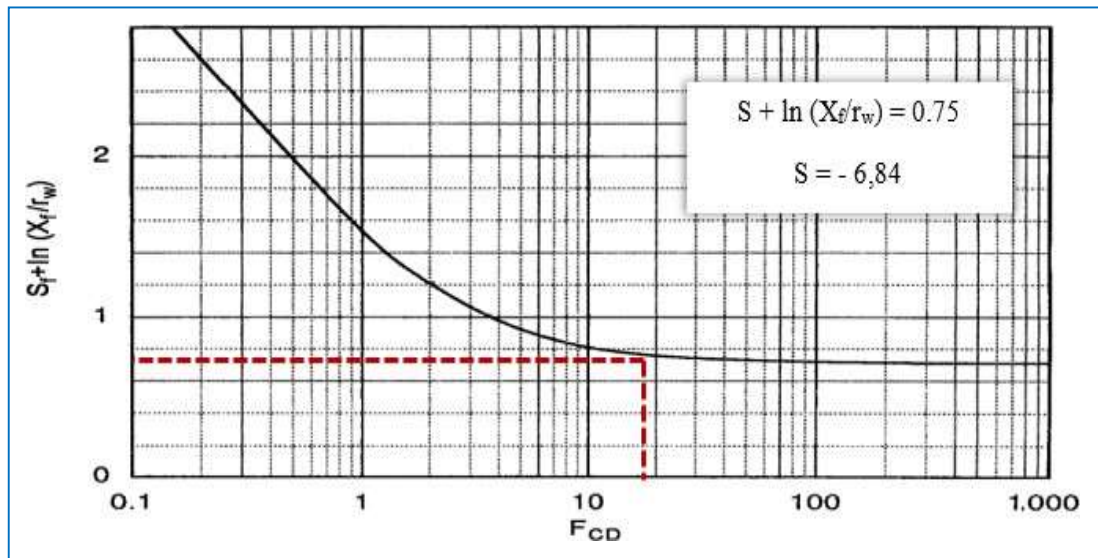


Figure II.23: Détermination du skin à partir de la FCD

Tableau III.16 : Récapitulatif des résultats obtenus par la technique Hiway :

Paramètres	Fracturation à canaux
Q après frac (m ³ /h)	8.32
S	- 6.05
IP (m ³ /j/kg/cm ²)	0.9
Géométrie de la fracture	
X _f (m)	186
W _f (in)	0.1
H _f (m)	47
FCD	17
Redesign	
Volume total du X-Gel (gal)	61,000
Masse totale du proppant (lb)	73,000
J_D	
Evolution	Déclin moins rapide Plus stable

On a aussi le Well test avant et après la fracturation Hiway de puits HTF-13

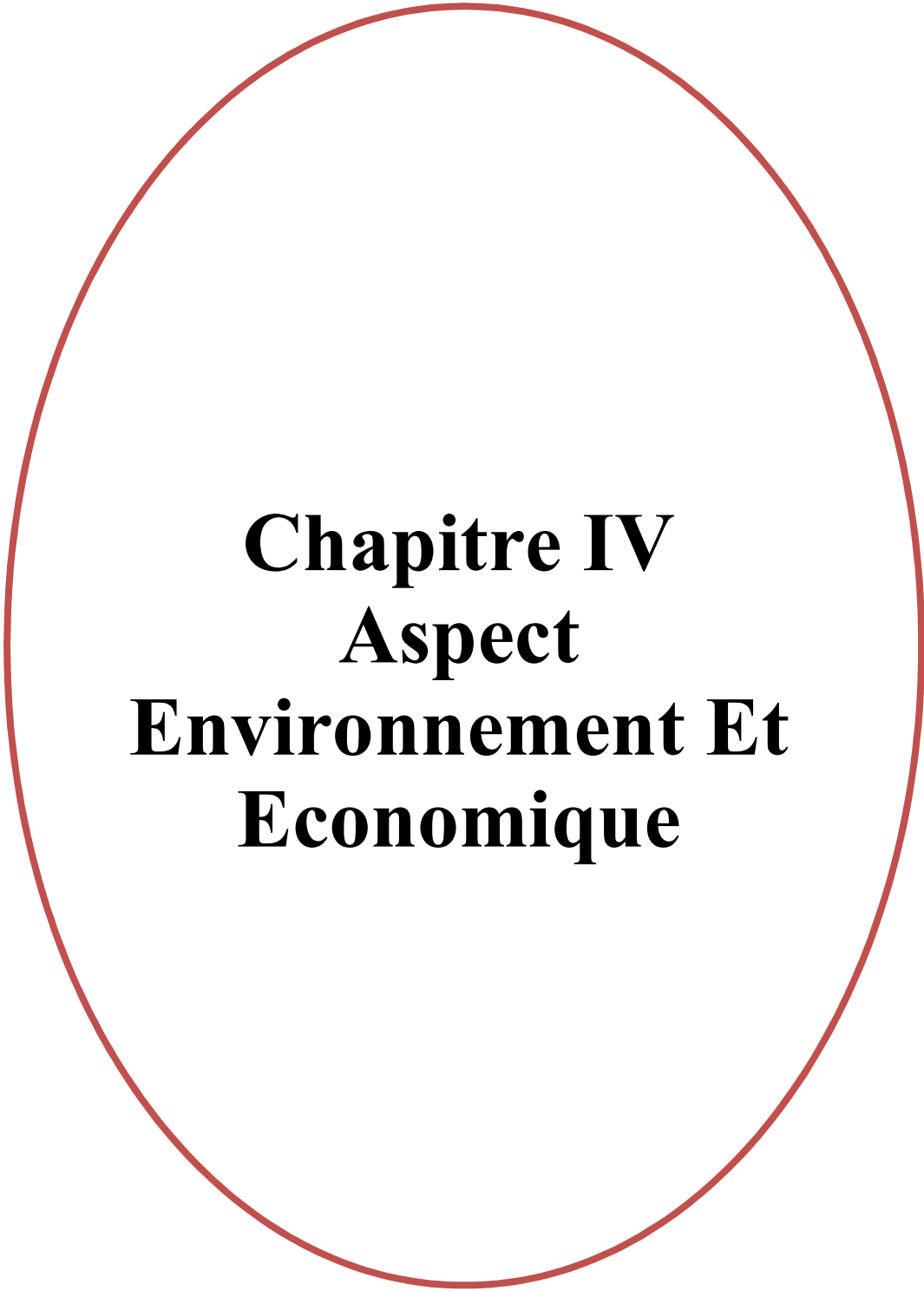
(Voir annexe 20)

Conclusion

Le traitement a été pompé comme prévu et placé avec succès.

Il est très important de se donner le temps nécessaire pour l'établissement du redesign du traitement principal, afin d'envisager toutes les variantes possibles en minimisant le pourcentage d'échec. En effet, La précision lors de l'interprétation de déclin de pression est nécessaire pour tous les paramètres vu leurs importance dans le redesign du traitement.

Après avoir vu ces résultats obtenus par les deux simulateurs (Prosper et FracCADE) on peut conclure que pour le HTF13, la technique de fracturation à canaux donne des résultats plus satisfaisants. Ainsi, on peut confirmer notre hypothèse et dire que la technique de fracturation à canaux est plus performante et qu'elle donne des résultats efficaces dans les réservoirs tight.



Chapitre IV
Aspect
Environnement Et
Economique

Introduction

Avant l'exécution d'une opération de fracturation hydraulique il faut faire une étude économique et des études d'environnement pour ne pas avoir des pertes économiques et des mauvaises effets sur l'environnement.

IV.1 Aspect environnement

IV.1.1 Quelques risques de la fracturation hydraulique [1]

Les principaux risques et les enjeux associés à l'usage de la fracturation hydraulique sont les suivants :

- Son impact quantitatif sur la ressource en eau : la disponibilité de l'eau et les conflits d'usage potentiels sont variables selon les zones.
- Le risque de migration des pétroles/gaz ou des produits utilisés pour la fracturation : les nappes phréatiques étant proches de la surface du sol, leur contamination du fait de la fracturation hydraulique est probable. Il faut contrôler l'intégrité des aquifères profonds salés. S'il y a un risque de pollution du sol et des nappes phréatiques, il est plutôt imputable à la qualité d'opération et l'architecture du puits.
- L'impact des additifs chimiques employés pour la fracturation : Ceux-ci représentent une faible part du liquide de fracturation (0,1 %), ce qui correspond toutefois à des quantités importantes, étant donné les volumes d'eau utilisés
- Les nuisances locales associées aux travaux d'opération : passages de camions sur les routes, impact sur les paysages.
- haute dose de produits sont toxiques : Par ailleurs, certains produits injectés, non toxiques, seraient susceptibles de devenir toxiques au contact d'éléments contenus dans la formation.
- Le risque de mobilisation d'éléments contenus dans la roche par la fracturation hydraulique : il a été observé sur un site que de l'uranium et du radon radioactifs avaient été drainés vers surface.

[1] RAPPORT sur LES TECHNIQUES ALTERNATIVES À LA FRACTURATION HYDRAULIQUE POUR L'EXPLORATION ET L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES NON CONVENTIONNELS Par MM. Jean-Claude LENOIR, sénateur, et Christian BATAILLE, député : office parlementaire d'évaluation Des choix scientifiques et technologiques

- ① Contamination due à la fracturation hydraulique
- ② Contamination due à des problèmes d'intégrité du puits Contamination due à un
- ③ Déversement ou à une défaillance des rétentions de bourbiers.

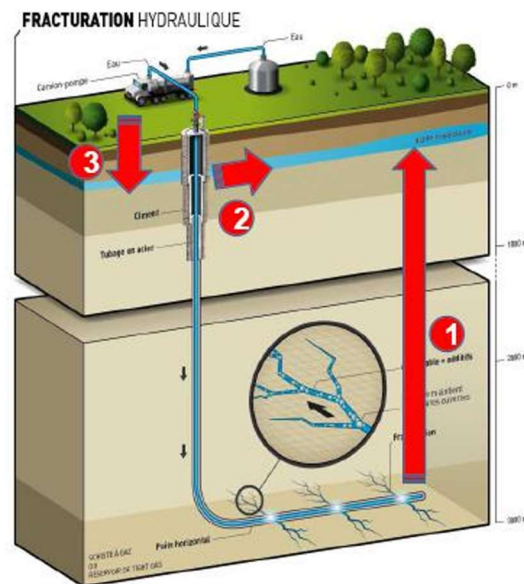


Figure IV.1 : Quelques risques de la fracturation hydraulique (rapport sur la fracturation hydraulique)

IV.1.2 Des techniques évoluent pour mieux protéger l'environnement

Beaucoup des recherches se sont fait l'écho des progrès réalisés récemment pour réduire les impacts de la fracturation hydraulique.

a) Additifs

Les nouvelles technologies développées visent à utiliser des produits moins polluants et à réduire le nombre, la quantité et la toxicité des additifs. Mais les produits de substitution ont un coût qui constitue un frein à leur commercialisation.

b) Optimisation du processus

Le processus de fracturation hydraulique Hiway décrit ci-dessus peut être optimisé pour réduire les inconvénients subis. La production est en effet accrue, tout en utilisant moins d'eau, de sable et d'additifs.

Schlumberger met en œuvre la procédé de HiWay, qui requiert 40 % moins de sable et jusqu'à 60 % moins d'eau qu'une fracturation classique.[2]

[2] RAPPORT sur LES TECHNIQUES ALTERNATIVES À LA FRACTURATION HYDRAULIQUE POUR L'EXPLORATION ET L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES NON CONVENTIONNELS Par MM. Jean-Claude LENOIR, sénateur, et Christian BATAILLE, député : office parlementaire d'évaluation Des choix scientifiques et technologiques

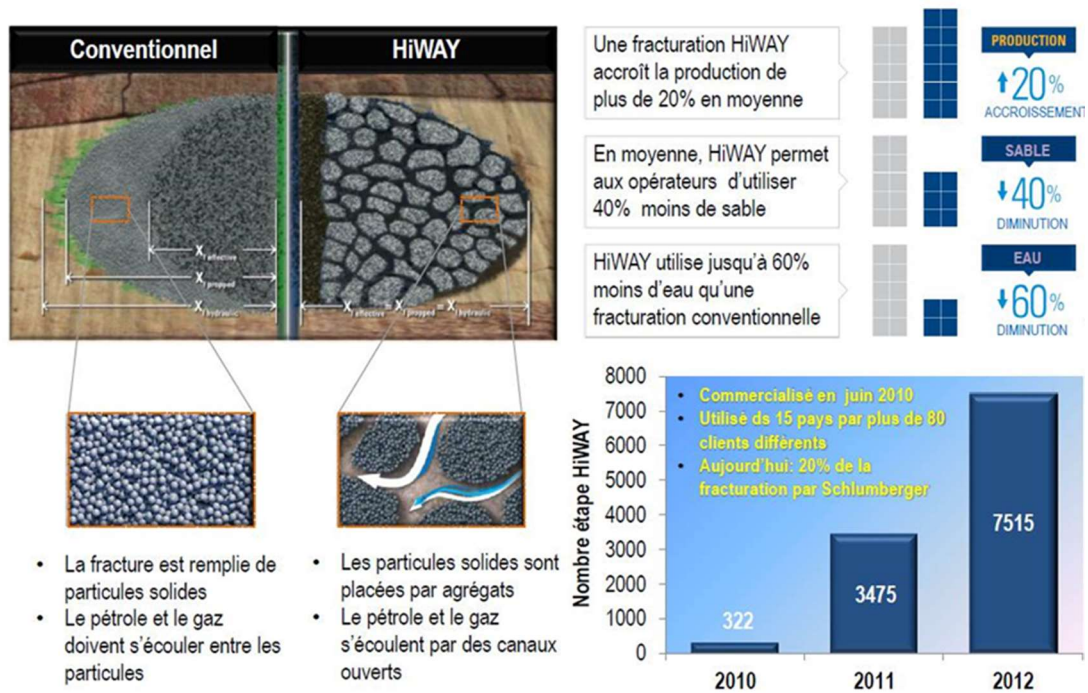


Figure IV.2 : Hiway nouvelle technologie de fracturation hydraulique(Slb stimulation Hiway)

c) Choix des sites :

Les puits sont localisés de manière à minimiser l'impact sur les communautés locales, les activités existantes, le patrimoine et l'environnement.

Les puits sont localisés après des études géologiques appropriées, évaluant le risque de présence de failles sismiques, celui d'une possible migration des fluides au sein de la roche ou d'une mobilisation vers la surface de certains composants.

d) Étanchéité des puits et prévention des fuites

L'intégrité des puits est strictement réglementée et contrôlée, en particulier à la présence de nappes phréatiques.

Des mesures de prévention, de contrôle et de retraitement doivent être prises afin d'éviter toute fuite ou déversement de fluides usagés en surface.

e) Traitement de l'eau

L'usage d'eau potable est autant que possible réduit. Sa réutilisation pour d'autres opérations de fracturation est privilégiée .L'utilisation d'additifs est réduite au minimum.

IV.2 Aspect économique [3]:

Une bonne gestion d'un réservoir nécessite une évaluation économique et une analyse de tout un projet et investissement associé au réservoir durant sa vie. Une étude doit être élaborée afin qu'on puisse prendre une décision économiquement fiable et attrayante c'est à dire ; Avoir des bénéfices satisfaisant les objectifs et les critères économique de la compagnie.

Pour cela une équipe est installée comprenant des ingénieurs de réservoir, production, géologie, finances et des professionnels économiques pour les rôles suivants :

- Détermination des objectifs économiques basant sur les critères économiques de compagnie.
- Formuler un scénario pour le développement du projet.
- Acquisition des données de production, des opérations et des données économiques.
- Effectuer des calculs économiques.
- Etablir une analyse de risque et choisir un projet optimal, où les spécialistes de réservoir management sont intervenus.

IV.2.1 Approche économique

Pour que le projet soit économiquement intéressant, il faut que le temps d'amortissement de son investissement ne dépasse pas douze mois ; c'est à dire, l'investissement doit récupérer ses dépenses en moins d'un an, pour que l'investissement soit bien dirigé.

IV.2.2 Etude économique du puits HTF-13

Pour calculer le payout time (Pot) on utilise la formule suivante :

$$Pot = \frac{\text{Le cout global de l'opération} + \text{perte de production}}{Q_{\text{gain}} \cdot 24 \cdot \text{Prix net de m}^3 \text{ de brut}}$$

.....(IV.1)

IV.2.2.1 Calcul de gain (m³/h)

Le gain en débit = débit après l'intervention – débit avant l'intervention

$$Q_{\text{gain}} = 8,32 - 0,31 = 8,01 \text{ m}^3/\text{h}$$

IV.2.2.2 Perte de production (US\$)

Perte de production = Q_0 (m³/h) × 24 × Durée de l'opération (j) × Prix net de m³

- Le puits a été fermé pendant 11 jours ($Q=0,31 \text{ m}^3/\text{h}$)

$$\text{Perte de production} = 0,31 \times 24 \times 11 \times 6,29 \times 159 \times 40,68 = 20\,941 \text{ \$}$$

IV.2.2.3 délai de Récupuration de la charge

Prix de production = gain de débit × 11 × 6,29 × 159 × 40,68 = 22 545,34 \$

Prix Global de perte = Prix de frac + perte de production

Prix globale du perte = 500 000 + 20 941 = 520 941 \$

NB :

- Prix de vente moyen pour un baril de brut durant l'année 2016 est de 40,68 US\$.
- Coût de production d'un baril de brut est estimé à 3 US\$.
- Le prix net d'un baril de brut est de 37.68 US\$.
- Le coût moyen d'une opération de fracturation est de l'ordre de 500 000 US\$.
- l'étude a donné un débit de 8.32 m³/h.

D'après l'étude d'investigation de puits HTF-13 présentée dans le chapitre V on a le débit avant l'opération selon le dernier jaugeage (19/10/2015) est de 0.31 m³/h.

- **Calcul de Pot :**

$$\text{POT} = \frac{500\,000 + 20\,941}{8,01 \times 6,29 \times 24 \times 37,68} = 11 \text{ jrs}$$

Tableau IV.1 : Cout de l'opération de fracturation

Opération	Qo après (m ³ /h)	Qo avant (m ³ /h)	Coût Global (US\$)	Payout time (Jours)
Fracturation	8.32	0,31	520 941	11

Conclusion :

Economiquement la fracturation hydraulique par la méthode Hiway est rentable puisque l'opération amortit leur investissements en moins d'une année ce qu'est économiquement très attrayant, elle nécessite 67 jours avec un débit de 8.32 m³/h .Cette technique a un faible effet sur l'environnement puisque elle consomme 40 % moins de sable et jusqu'à 60 % moins d'eau qu'une fracturation conventionnelle.



Conclusion

Conclusion générale et Recommendations

La fracturation HIWAY est considérée comme la solution optimale pour stimuler les formations compactes, imperméables voir même les formations fortement endommagées.

Cette technique est conçue dans notre travail afin d'améliorer l'état de puits HTF-13 par fracturation aux canaux (Hiway) qui augmentera considérablement la conductivité de la fracture tout en réduisant la consommation d'eau et d'agents de soutènement à court et à long terme.

Les résultats obtenus après l'application de la fracturation Hiway dans le puits HTF-13 dans le champs Hassi Tarfa(Hassi Massoud), nous montrent que cette technique est applicable dans les tight réservoirs et les interprétations de ces résultats par logiciel de FRACCADE démontrent une efficacité de pompage de fluide de fracturation élevée 50% et la une conductivité importante ainsi un skin négatif.

Au point de vue économique on peut conclure que l'opération est rentable et environnementalement , les additifs chimiques ajoutés avec le fluide de fracturation ne contamine pas l'aquifère.

Pour le bon déroulement d'une opération de stimulation par fracturation hydraulique, certaines recommandations sont à prendre en considération à savoir :

- ✓ Descendre un log de température juste après le "breakdown test" ou le "data frac" pour avoir une idée sur la zone du réservoir qui a absorbé les fluides injectés.
- ✓ La fracturation par la méthode HiWAY est recommandée au niveau du champ de HTF vue la satisfaction de pratiquement toutes les conditions nécessaires à son application et les nombreux avantages comme une très bonne conductivité. Lorsqu'on aura un problème opérationnel pendant l'exécution de l'opération de fracturation hiway par exemple un problème au niveau de gate ou bien un problème d'orientation plus de trois minutes, dans ce cas il est recommandé à passer à la fracturation conventionnelle.
- ✓ Il est également recommandé de faire une étude bien détaillée pour bien exploiter le champ en sa première vie avant faire des fausses perforations.
- ✓ Lorsque le puits est fermé pendant longtemps après l'opération de fracturation, plusieurs processus peuvent avoir un changement comme imbibition / drainage,

altération de la mouillabilité, endommagement d'agent de soutènement, changement de perméabilité, etc. par conséquent, pour bien comprendre l'effet du temps de fermeture sur la production, il est recommandé pour effectuer une analyse de carotte et analyser l'effet du fluide de fracturation sur la mouillabilité altération, caractéristiques des agents de soutènement, dommages à la formation, etc.

- ✓ Il est recommandé d'utiliser la fracturation hiway dans les compacts réservoirs comme quartzite hamra dans le champ Hassi Tarfa.

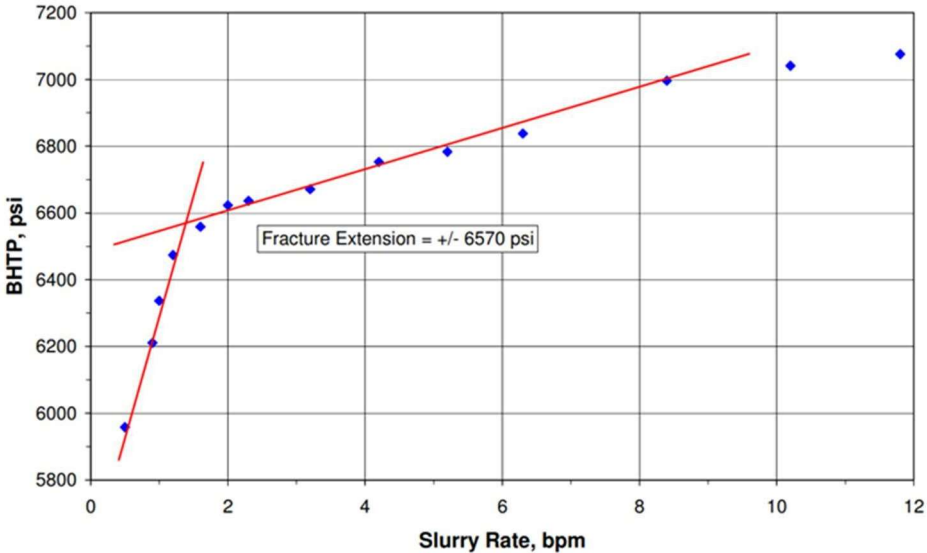
Références

- 1- ResearchGate « Introduction à la fracturation hydraulique » Technical Report January 2016 :Nelly Barrau
- 2- Reservoir stimulation « 3rd edition Michael J.Economides Kenneth G.Nolte »
- 3- Rapport SONATRACH
- 4- Production Operation 2 Well completion,work over and stimulation « 4 rth edition Roberts ».
- 5- Thèse doctorat ; Antonio PELLEGRINO / Spécialité : Géotechnique « Comportement fragile des roches : dégradation des propriétés élastiques et anisotropie induite par les contraintes »février 1995.
- 6- Manuel de Mécanique des Roches Tome 2I es applications » PAR LE COMITÉ FRANÇAIS DE MÉCANIQUE DES ROCHES COORDONNÉ PAR PIERRE DUFFAUT, ASSISTÉ DE JEAN-LOUIS DURVILLE.
- 7- infopétroleetgaz.ca Présenté par L'ASPC
- 8- Cours IAP hassi Massaoud 2017 :Mr ZOBIRI YUCEF
- 9- « HYDRAULIC FRACTURING MANUAL » BJ SERVICES COMPANY, Version 1.0(A4-Sized)June 2005/Tony Martin Region Engineer Singapore.
- 10- Fracturation hydraulique Collectif 07 /16 juin 2011.
- 11- Performance analysis of hydraulic fracturing technique and hiway flow-channel fracturing –HMD– MESSAOUDI Khalid , ABIDI SAAD Nouh.
- 12- SPE-195086-MS « Channel Fracturing Technology to Successfully Deploy Proppant Fracturing Stimulation Under Limited BHP Window for Completion Integrity »Adrian Buenrostro, Abdulaziz Harbi, Alfredo. Arevalo, and Jairo Carmona, Saudi Aramco /Copyright 2019, Society of Petroleum Engineers
- 13- SLB stimulationCopyright © 2012 Schlumberger
- 14- JOURNAL OF PETROLEUM AND GEOTHERMAL TECHNOLOGY (JPGT)] Vol.1 No. 1 2020
- 15- Analysis of the Difference between Hydraulic Fracturing and Flow Channel Fracturing ;Mia Ferian Helmy 1*)Muhammad Zakiy Y. 1)Dinar Kaesti1)Maulida Aulia F.Anisa Novia R.1) Self-Channeling in Proppant Pack in the Eagle Ford Shale Formation J. Guerra and D. Zhu, Texas A&M University; J. Uribe Chacon and E. Luna Castillo, Universidad Industrial.
- 16- RAPPORT sur LES TECHNIQUES ALTERNATIVES À LA FRACTURATION HYDRAULIQUE POUR L'EXPLORATION ET L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES NON CONVENTIONNELS Par MM. Jean-Claude LENOIR, sénateur, et Christian BATAILLE, député : office parlementaire d'évaluation Deschoix scientifiques et technologiques.
- 17- Cour IAP Institut Algérien Pétrolier +Facture de HMD



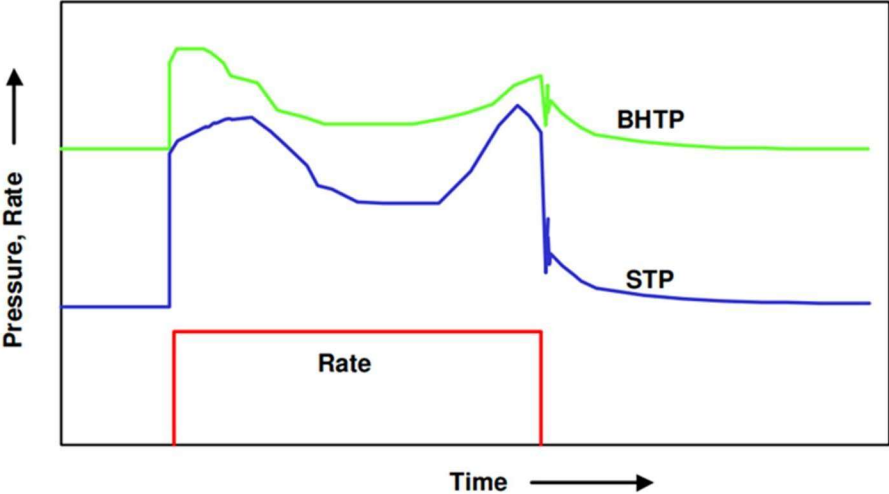
Annexe

Annexe 1



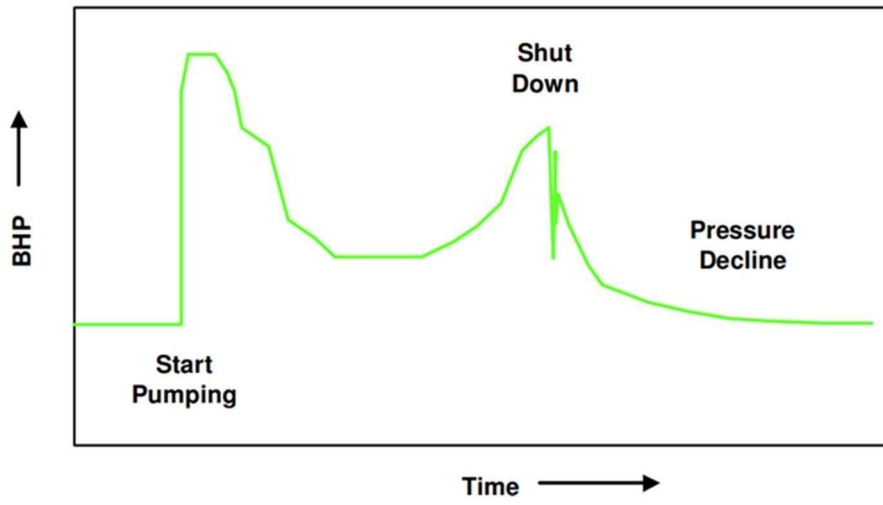
Test d'injectivité (l'extension de fracture).

Annexe 2



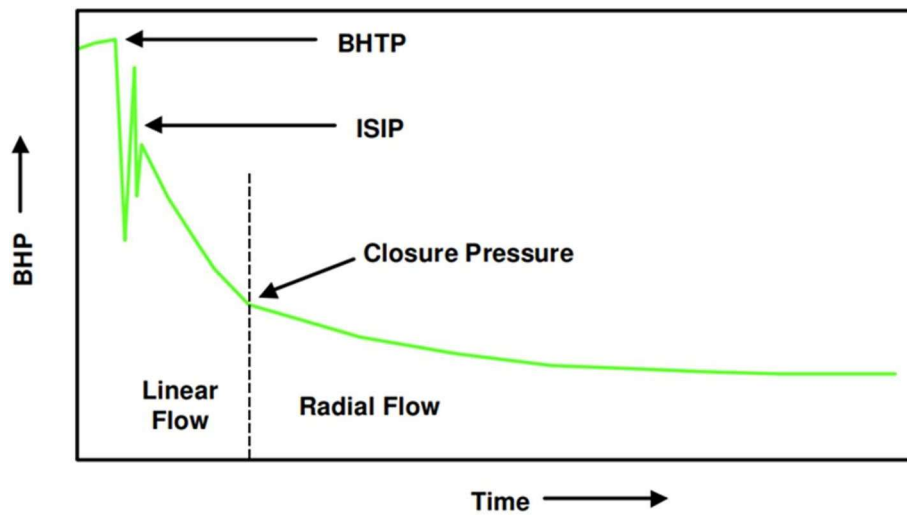
Mini frac job plot BHP, STP et débit

Annexe 3



Mini frac job

Annexe 4



Mini frac fall in

Annexe 5

1-Tête de puits et FRAC Tree	11-Camions de transport d'additifs pour fracturation
2- Ligne à haute pression pour le test et le retour du puits	12-Blenders - Mixeurs (sable + additifs+ eau)
3-Séparateur de sable pour la ligne de retour(Flowbac)	13-Centre de commande de l'opération de fracturation
4-Tanks pour le fluide Retour	14-Réservoir de décantation du fluide de retour du puits
5-Réchauffeur des lignes à haute pression	15-Conduite d'eau
6-Torche	16-Réservoirs de fluide de retour du puits
7-Unités de pompage HP sur camion	17-Réchauffeur des lignes hautes pression de gaz
8-Containers de mélange de sable (Proppant)	18-Séparateur de gaz
9-Semi-remorques (silos) de sable	19-Distributeur de gaz
10-Camions de transport d'acide	

Annexe 6

		AGES	Lithologie	Ep.	Description lithologique	
		MIO-PLIOCENE			Sable silico-carbonaté	
		EOCENE			Calcaire dolomitique	
CRETACE	SENONIEN	Carbonaté		180	Calcaire dolomitique, passées d'anhydrites	
		Anhydritique		200	Dolomie, anhydrite et calcaire blanc	
		Salifère		134	Sel massif avec des passées d'argiles dolomitiques	
			TURONIEN		116	Calcaire avec des passées d'argiles à la base
			CENOMANIEN		179	Anhydrite, dolomie parfois argileuse
			ALBIEN		300	Grès argileux à silico-argileux
			APTIEN		24	Dolomie calcaire avec des passées de marne
			BARREMIEN		260	Grès, argile silto-sableuse et dolomie
			NEOCOMIEN		208	Argile carbonatée avec des passées de grès
			MALM		205	Argile silteuse, grès argileux et anhydrite
	JURASSIQUE	DOGGER	Argileux		220	Argile dolomitique, grès argileux et anhydrite
			Lagunaire		79	Anhydrite, passées d'argile et dolomie
		LIAS	LD1		38	Anhydrite, passées d'argile dolomitique
			LS1		110	Sel massif, anhydrite et passées d'argile
LD2				55	Anhydrite, argile carbonatée, dolomie et marne	
LS2				58	Sel massif avec des passées d'argile	
Horizon B				27	Calcaire argileux, argile et anhydrite	
TRIAS	TS1			100	Anhydrite intercalée d'argile dolomitique	
	TS2			140	Sel massif, anhydrite et argile	
	TS3			175	Sel massif avec passées d'argile	
	Argileux			50	Argile silteuse à des passées de sel	
	Eruptif			0-90	Roches éruptives à passées d'argile	
ORDOVICIEN	Grès de Ouargla			50	Argile silteuse avec des passées de grès	
	Quartzites Hamra			90	Grès silico-argileux à quartzite	
	Grès d'El Atchane			18	Grès glauconieux, passées d'argile	
	Argiles d'El Gassi			85	Argile à passées de grès	
	Zone des alternances			22	Alternance d'argiles et de grès	
CAMBRIEN	R1			40	Grès isométriques avec pyrite et lignite	
	Ra			120	Grès anisométrique avec joints d'argiles	
	R2			100	Grès microconglomératique	
	R3			370	Grès grossier, conglomératique	
		INFRA-CAMBRIEN		45	Grès argileux rouge	
		SOCLE			Granite porphyroïde rose	

Fiche stratigraphie de HTF

Annexe 7

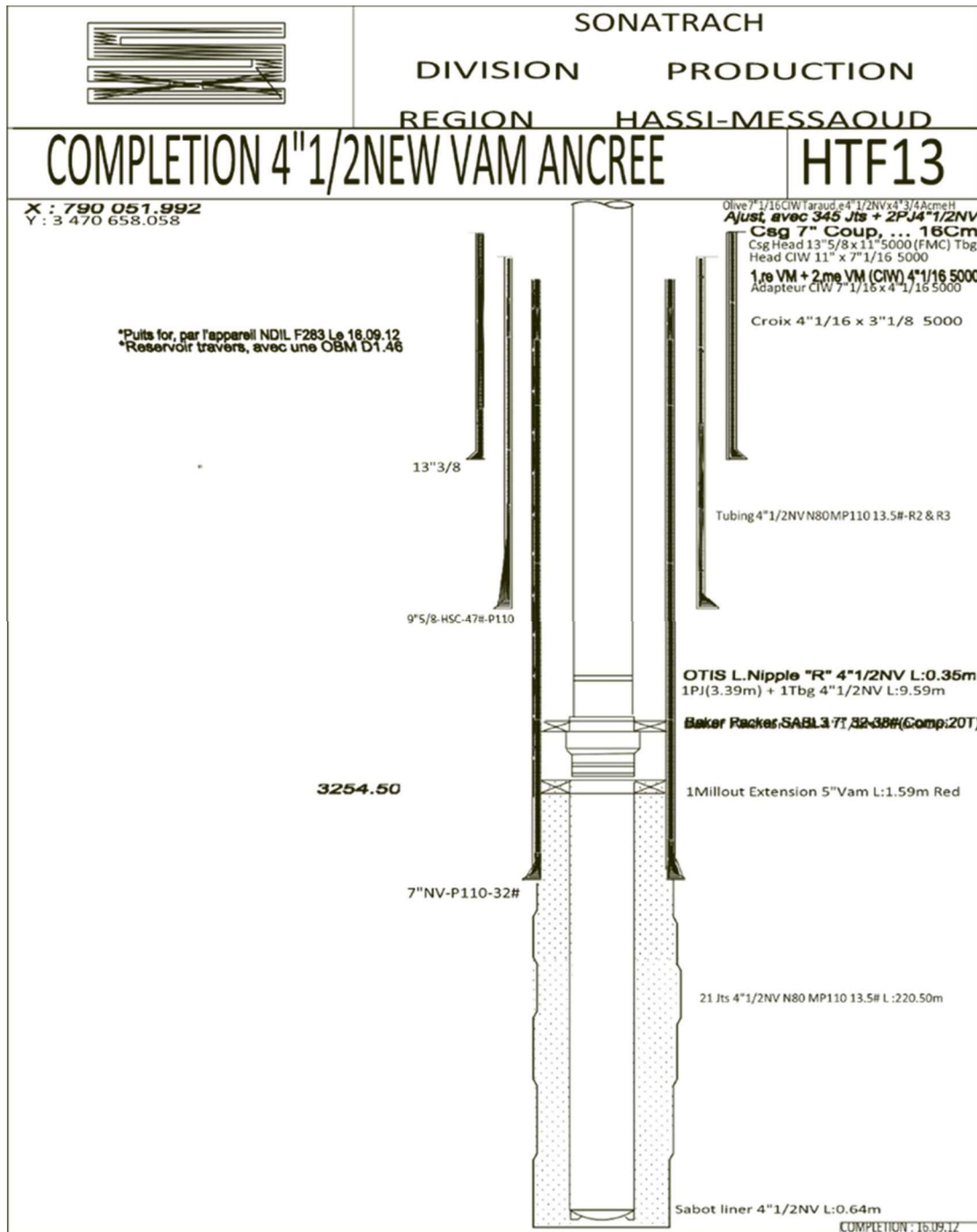


Figure :Fiche technique de puits HTF-13(données SH/HMD).

Annexe 8

Tableau :Etat de la cimentation du liner 4’’1/2 du 03 sep 2012 (HMD rapport)

Cote (m)	Etat de la cimentation
De 3253 à 3270	Moyenne à mauvaise Bonne cimentation. Mauvaise cimentation.
De 3270 à 3295	
De 3295 à 3302	Bonne cimentation.
De 3302 à 3443	Très mauvaise cimentation.
De 3443 à 3475	

Tableau : Intervalles de perforation du puits HTF13

Date	Société	Densité de tir / phasing	Intervalles de perforation (m)
19.01.2013	HESP	6 spf / 60°	3339.0 – 3343.5
			3346.0 – 3349.0
			3354.0 – 3361.5
			3365.5 – 3369.0
			3371.5 – 3374.0
			3376.0 – 3378.0
			3380.0 – 3384.0
			3385.0 – 3389.5
			3391.0 – 3393.0
			3394.0 – 3401.5
26.04.2013	Baker	6 spf / 60°	3407.0 – 3410.5 3419.0 – 3420.5

Annexe 9

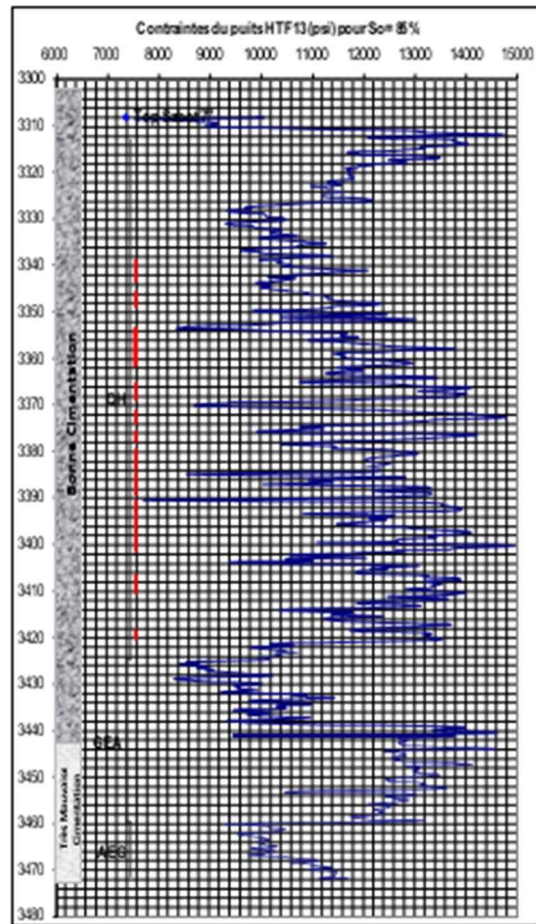


Figure : Stress p rofile et état de cimentation du puits HTF13(source HMD rapport)

Annexe 10

Tableau : Composition du fluide de fracturation

Composition du gel linéaire « WF135 »		
Code de l'additif	Description	Concentration /1000 gal
	Eau	1000 gal
M275	Bactéricide	0.5 lb
L071	Stabilisateur d'argile	1.0 gal
M583	Surfactants	2.0 gal
J495	CleanFlow (aide à casser)	2.0 gal
J580	Guar gelling agent	35.0 lb
Composition de solution crosslinker		
U028	Activateur	5.0 gal
L010	crosslinker	6.0 lb
J480	Agent retardateur	15.0 lb
Composition du briseur		
J481	Encapsulated breaker	0.50 lb
J480	Live breaker	3.00 lb
Composition du gel réticulé « YF135 HTD »		
J579	Fibre	20 – 30 lb
WF135 + solution crosslinker + briseur		

Note : X-Linked le temps de gel pendant l'opération est :

Data Frac YF135 : 90 seconds/ Main Frac YF135 : 90 seconds

Annexe 11

Tableau : Programme de pompage pour la technique Hiway

Etape	Débit (bpm)	Type de fluide	Volume de fluide (gal)	Type de proppant	Concentration (PPA)
Prè-PAD	0-35	WF135	1000	-	0
PAD	35	YF135HTD	48000	-	0
1.0 PPA	35	YF135HTD	9921	HSP 30/50	1
2.0 PPA	35	YF135HTD	10315	HSP 30/50	2
3.0 PPA	35	YF135HTD	10703	HSP 30/50	3
4.0 PPA	35	YF135HTD	10028	HSP 30/50	4
5.0 PPA	35	YF135HTD	10405	HSP 20/40	5
Tail in	35	YF135HTD	961	HSP 20/40	5
Flush	35	WF135	7000	-	0
TOTAL		YF135HTD : 100,351 gal Slurry : 52,000 gal		Proppant : 76,000 lb HSP 20/40 : 28,400 lb HSP 30/50 : 48,900 lb	

Tableau : Programme de pompage exécuté

Stage	Type de fluide	Volume (bbl)	Débit de pompage (bpm)	Temps de pompage(min)	STP (psi) Moy /Maxi	
Pre-Pad	WF-135	111	0 - 35	9,9	7813	8888
PAD	YF-135HTD	476	35	13,5	8131	8868
Flush	WF-135	168	35	7,3	7881	8189

Annexe 12

Tableau : pressions et débit pendant les stages (Rapport SH/HMD-Sib).

Pressions et Débits						
Stages	Nom du stage	Débit moyen de pompage (bbl/min)	Débit maximal de pompage (bbl/min)	Pression moyenne du traitement (psi)	Pression maximale du traitement (psi)	Pression minimale du traitement (psi)
1	Pre-Pad	21,7	33,1	7813	8888	32
2	Pad	35,3	35,6	8131	8863	7807
3	Flush	33,3	35,5	7881	8189	3504

Annexe 13

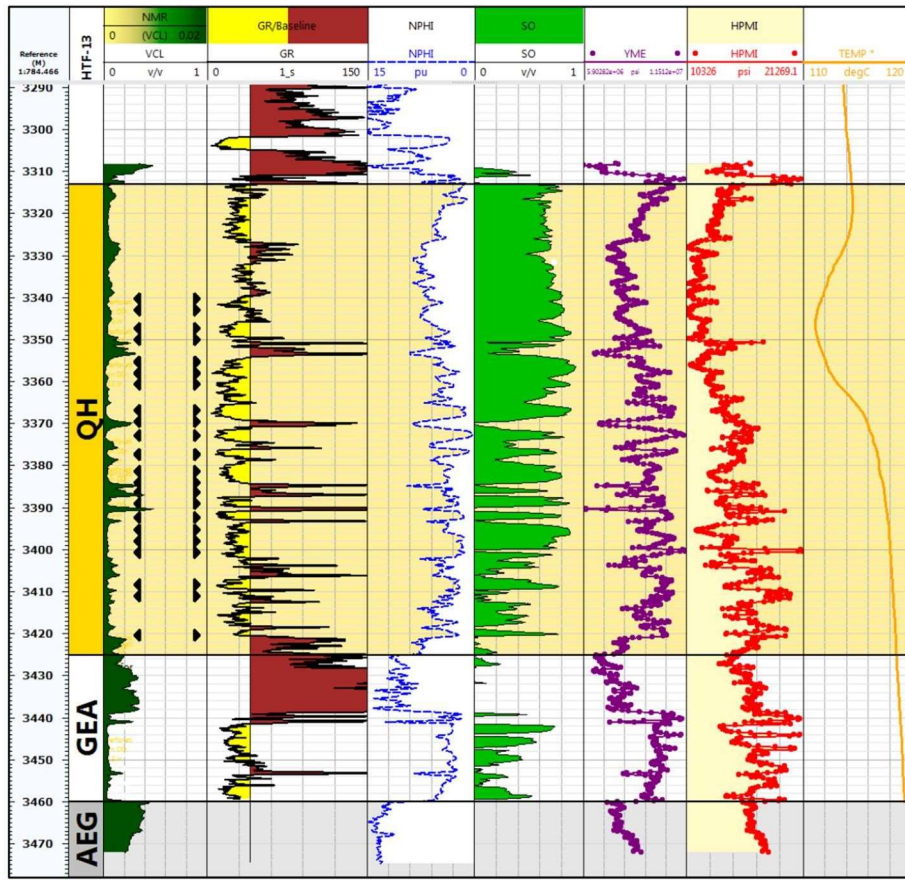


Figure: Enregistrement thermométrique du puits HTF13

Annexe 14

Tableau : Les données utilisées pour tracer le graphe de SQRT

Temps (mn)	Δt (t-Tp)	$\sqrt{\Delta t}$	BHTP
31,71	0,00	0	11794.3
32,17	0,45	0,67	10934.1
32,62	0,90	0,95	10905.6
33,82	2,10	1,45	10832.46
36,62	4,90	2,21	10773.36
37,77	6,05	2,46	10761.06
39,03	7,32	2,70	10739
40,75	9,03	3,01	10701.2
42,62	10,90	3,30	10643.4
44,13	12,42	3,52	10585.2
47,25	15,53	3,94	10445.8
47,77	16,05	4,01	10417.4
50,30	18,58	4,31	10234.8
52,88	21,17	4,60	9997.88
56,73	25,02	5,00	9655.79
60,58	28,87	5,37	9351.34
61,7	29,98	5.47	9260,29
62,50	30,78	5,55	9206.33
66,75	35,03	5,92	8950.24
68,68	36,97	6,08	8841.08
71,58	39,87	6,31	8684.57
75,27	43,55	6,60	8534.04
76,03	44,32	6,66	8508.52
79,90	48,18	6,94	8386.64
81,08	49,37	7,03	8349.23
85,90	54,18	7,36	8213.66

Annexe 15

Tableau: Données utilisées pour tracer le graphe de Horner

BHTP	$\log((\Delta t + T_p)/\Delta t)$
11788,6	2,33
11757,5	2,28
11333,9	2,24
10725,3	2,20
10524,8	2,17
9340,1	0,32
9029,3	0,29
8882,3	0,27
8164,8	0,17
6284,7	0,16
5921,9	0,16
5430,4	0,16
5087,7	0,16
4910	0,16
4795,2	0,16

Annexe 16

Tableau : Les données utilisées pour tracer le G-function plot

Δt (mn)	ΔTD	$G(\Delta TD)$ UB	BHTP (psi)
0	0	0	11794.3
2	0,06	0,14	10837.0
10,3	0,33	0,58	10660.9
12,5	0,40	0,68	10578.8
15,7	0,50	0,82	10435.1
21,3	0,67	1,04	9986.0
26	0,82	1,21	9574.2
29,7	0,94	1,34	9283.05
32,8	1,04	1,44	9079.01
37,4	1,18	1,59	8812.24
41,9	1,32	1,730	8597.16
46,2	1,46	1,86	8444.42
51,9	1,64	2,02	8252.91
57,6	1,82	2,17	8164.29
63,4	2,00	2,32	8162.5
69,5	2,19	2,48	8189.66
76	2,40	2,63	4737.04
77,8	2,45	2,67	4735.66

Annexe 17

Tableau: Les données utilisées pour tracer la courbe de P_{net}

BHTP (psi)	Δt (mn)	PNet (psi)
4686,9	0,00	-4887,1
6508,8	4,00	-3065,2
6554,5	5,77	-3019,5
6603,4	6,10	-2970,6
10807,5	8,65	1233,5
11423,9	10,05	1849,9
11994,8	11,37	2420,8
12342,9	12,47	2768,9
12372,1	13,85	2798,1
12095,8	14,18	2521,8
11155,3	18,63	1581,3
11207,3	19,30	1633,3
11112,8	22,85	1538,8
11858,6	31,60	2284,6
10932,1	32,20	1358,1

Annexe 18

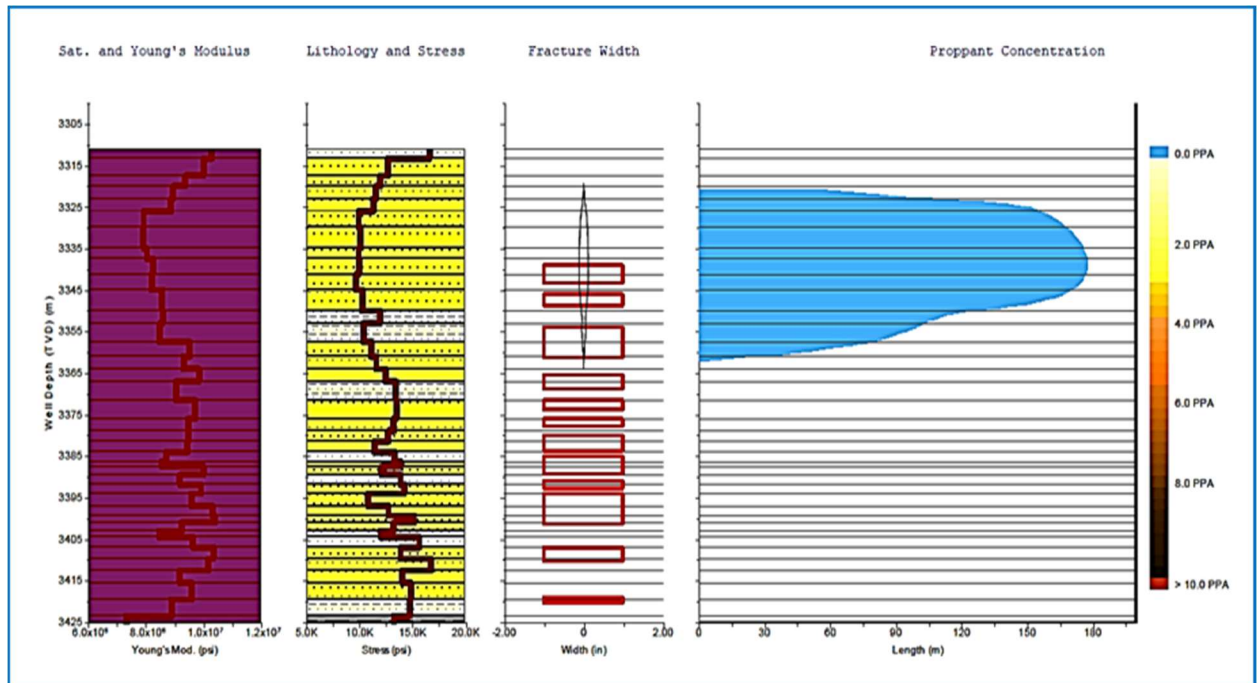


Figure : Géométrie de la fracture créée lors de mini frac (Rapport SH/HMD-Sib).

Annexe 19

Tableau: Redesign du traitement principal par la technique Hiway

Programme de pompage									
Step name	Rate bbl/min	Fluid Name	V_{slurry} (bbl)	Prop	Conc. (PPG)	m_{Prop} (lb)	V_{Fluid} (gal)	Fibre lb/Mgal	Pulse sec
PrePAD	0-30	WF135	23.8	-	0	0	1000	-	-
PAD1	30	YF135HTD	120	-	0	0	5000	-	-
Slug	30	YF135HTD	48	100mesh	0.5	1000	2000	-	-
PAD2	30	YF135HTD	166	-	0	0	7000	-	-
1 PPG	30	YF135HTD	100	HSP 30/50	1	2034	4134	18.6	10
2PPG	30	YF135HTD	110	HSP 30/50	2	4338	4480	21.3	10
3PPG	30	YF135HTD	100	HSP 30/50	3	5740	4014	24.2	10
4PPG	30	YF135HTD	140	HSP 30/50	4	10407	5542	27.2	10
5 PPG	30	YF135HTD	130	HSP 30/50	5	11742	5078	30.3	10
6 PPG	30	YF135HTD	140	HSP 30/50	6	14762	5400	33.5	10
6 PPG	30	YF135HTD	180	HSP 20/40	6	18922	6934	35.9	10
Tail in	30	YF135HTD	26	HSP 20/40	6	4205	876	-	-
Flush	30	WF135	165	-	0	-	7000	-	-
Total	L-gel : 189 bbl (8000 gal) X-gel : 1262 bbl (53000 gal). slurry : 926 bbl (39000gal) Fibre : 877 lb				Total Proppant : 74000 lbs (100 mesh : 1000 lb. 20/40 : 24000 lb. 30/50 : 49000 lb)				

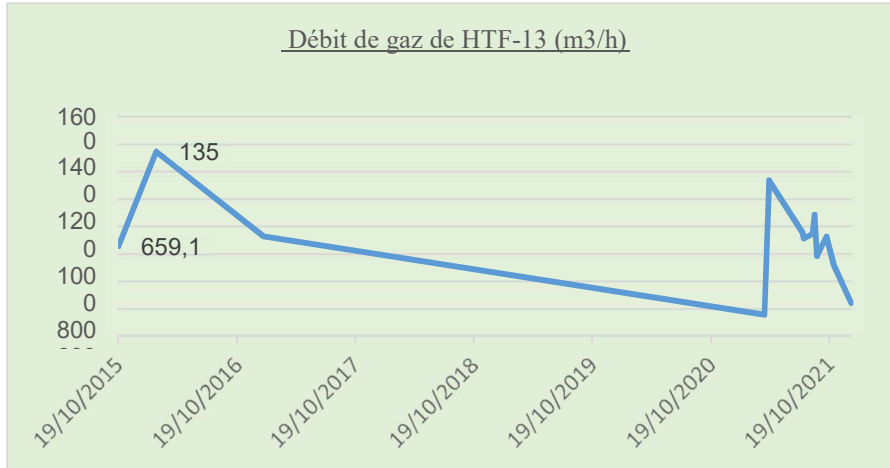
Annexe 20

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Densité		Paramètres GL			Temp. Huile (°C)	K Pui	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.	Huile	Gaz	Press. Réseau (Bar)	Press. Inj (Bar)	Débit GL (113/1)			Récupérée	Injectée	
19/10/2015	11	600	0.31	659.18	2096	22	10	3.77	.794				33	5.2387	0	0	-	
13/02/2016	11	600	8.32	1353.75	163	34	6.3	4.08	.793				25	0.3061	240	0	-	
16/04/2016	11	-	7.49	1142.22	152	25.1	7.3	4.28	.793				30	0.2509	0	0	-	
20/07/2016	11	-	6.29	757.55	120	20.5	8	3.87	.789				33	0.2441	0	0	-	
03/09/2016	11	1440	6.08	886.49	146	21.5	7.9	7.55	.78				35	0.2648	0	0	-	
10/09/2016	11	600	5.09	585.92	115	22.6	6.8	2.55	.799				37	0.3323	0	0	-	
10/10/2016	11	-	5.74	726.06	127	22.8	7	3.57	.79				26	0.2976	0	0	-	
25/12/2016	11	600	5.14	241.93	47	19	7	4.89	.791				27	0.2769	0	0	-	
08/01/2017	11	-	5.19	729.56	140	23	7	4.08	.796				16	0.3316	0	0	-	
01/04/2017	11	-	4.37	154.35	35	26.5	8	2.55	.799				22	0.4541	0	0	-	
01/08/2017	11	Vx29	3.62	713.67	197	23.9	11.2	--	.795				34	0.4943	0	0	-	
27/08/2017	11	Vx29	4.66	748.12	160	27.8	12.5	--	.793				30	0.4466	0	0	-	
03/11/2017	11	-	4.39	515.41	117	26.3	8.5	2.96	.793				18	0.449	0	0	-	
02/01/2018	11	Vx29	4.44	752.14	169	26.3	13	--	.797				23	0.4438	0	0	-	
01/05/2018	11	1440	3.97	990.08	249	28	13.8	4.28	.79				23	0.5285	0	0	-	
05/08/2018	11	-	3.93	624.21	159	23.7	13.4	--	.794				33	0.4518	0	0	-	
18/10/2018	11	Vx29	3.77	542.62	144	23.2	12.6	--	.793				32	0.4613	0	0	-	
02/12/2018	11	-	4.05	662.60	163	23.8	12.7	--	.797				21	0.4399	0	0	-	
27/12/2018	11	-	3.88	655.24	169	23.6	12.2	--	.798				28	0.4562	0	0	-	
06/03/2019	11	1440	3.81	450.76	118	23.3	13.4	13.26	.788				22	0.4576	0	0	-	
29/05/2019	11	-	3.63	557.88	154	22.3	15	--	.794				26	0.4597	0	0	-	
09/08/2019	11	1440	3.27	443.45	136	22.6	16	15.91	.784				36	0.5179	0	0	-	
17/11/2019	11	1440	3.47	580.48	167	20.9	12.7	12.34	.788				21	0.4509	0	0	-	
15/12/2019	11	1440	4.45	524.48	118	25.8	13.4	--	.783				16	0.4339	0	0	-	
06/02/2020	11	600	3.98	550.57	138	25	11.5	4.28	.798				19	0.4699	0	0	-	
14/05/2020	11	1440	5.65	508.19	90	20.8	11.7	4.28	.794				24	0.2757	0	0	-	
29/07/2020	11	1440	3.39	374.44	111	20.6	13.5	--	.786				34	0.4549	0	0	-	
18/10/2020	11	-	3.33	477.77	143	19.2	13.2	--	.793				29.9	0.4316	0	0	-	
29/12/2020	11	1440	3.39	464.56	137	21.8	12.5	4.12	.796				19	0.4814	0	0	-	

Test avant et après la fracturation Hiway de puits HTF-13

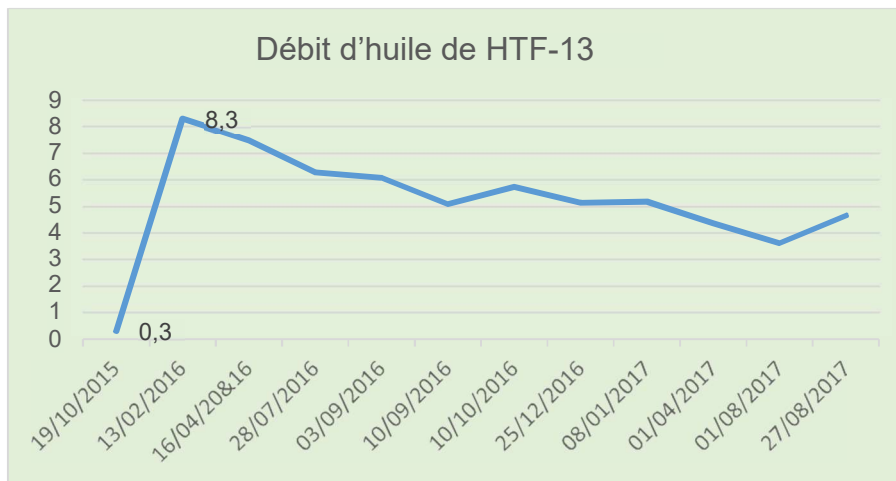
Annexe 20

A. Débit de gaz de HTF-13 (m3/h) :



Débit d'huile de HTF-13 (m3/h).

B. Débit d'huile de HTF-13 (m3/h) :



Débit d'huile de HTF-13 (m3/h).