

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

Présenté Par :

TILIOUA Kahina, OUARGLI Fatiha, GUEMOUNI Choubalia

-THÈME-

**Etude de la rentabilité de la fracturation par la méthode
HIWAY par rapport la méthode conventionnelle à TFT-
In Aminas**

Soutenue le : / / 2020 devant la commission d'examen

Jury:

Président:	M. D.H.NZCIB	Docteur	Univ. Ourgla
Rapporteur:	M. D. SID ROHO	Docteur	Univ. Ourgla
Examineurs:	M. F.DJEBBAS.	Docteur	Univ. Ourgla

Résumé

la fracturation conventionnelle est la dislocation ciblée des formations géologiques peu perméables. Cette technique consiste à injecter le fluide de fracturation de pression supérieure à la pression du fluide de la roche pour créer des fissures ou fractures. Il s'agit d'une opération de stimulation de puits permettant d'améliorer la récupération des hydrocarbures en augmentant l'indice de productivité ou d'injectivité.

Contrairement à la fracturation conventionnelle, le HiWAY va un peu plus loin et élimine la dépendance de la performance de la fracture sur les caractéristiques du proppant. Pour ce faire, on crée des canaux ouverts à l'intérieur de la fracture, ce qui permet une conductivité hydraulique nettement plus élevée pour les fluides de réservoir que pour un traitement de fracturation conventionnel, Prolongeant la demi-longueur effective de la fracture.

Le principe de base est le même que celui de la conventionnelle, la différence existe sur la manière d'injection des proppants et une autre matière vient s'ajouter, il s'agit des fibres. On injecte alternativement le mélange de fluide chargé (proppants, fibres) et le mélange non chargé aussi rapidement que possible de manière à favoriser la polymérisation des proppants, de ce fait créant ainsi des voies à haute conductivité entre les groupes de polymères.

Notre présent travail vise à mettre en évidence l'efficacité de cette technologie comparée à la fracturation conventionnelle pour cela nous avons discuté de l'aspect opérationnel, aspect technique et économique, tout en expliquant les différences entre les deux méthodes.

Mots clés :fracturation à canaux, HiWAY, fracturation conventionnelle, comparaison.

Abstract

Conventional fracturing is the targeted dislocation of geological formations with low permeability. This technique consists of injecting the fracturing fluid from pressure bigger than the fluid pressure of the rock to create cracks or fractures. This is a well stimulation operation that improves the recovery of hydrocarbons by increasing the productivity or injectivity index.

Unlike conventional fracturing, the HiWAY goes one step further and eliminates the dependence of fracture performance on proppant characteristics. This is accomplished by creating open channels within the fracture, which allows significantly higher hydraulic conductivity for reservoir fluids than for conventional fracturing treatment, extending the effective half-length of the fracture.

The basic principle is the same as the conventional one, the difference exists in the way the proppants are injected and another material is added, and that is the fibers. The charged fluid mixture (proppants, fibers) and the uncharged mixture are alternately injected as quickly as possible so as to promote polymerization of the proppants, thereby creating high conductivity pathways between the groups of polymers

Our present work aims to highlight the efficiency of this technology compared to conventional fracturing for this we have discussed the operational aspect, technical and economic aspect, while explaining the differences between the two methods.

Key words: channel fracturing, HiWAY, conventional fracturing , comparison.

ملخص

منذ عام 1947 ، التكسير التقليدي هو التكيك المستهدف للتكوينات الجيولوجية ذات النفاذية المنخفضة.

تتمثل هذه التقنية في حقن سائل التكسير بضغط أكبر من ضغط السائل في الصخور لخلق شقوق أو كسور. هذه هي

عملية تحفيز الآبار التي تعمل على تحسين استرجاع الهيدروكربونات عن طريق زيادة الإنتاجية.

على عكس التكسير التقليدي، فإن التكسير بطريقة هايواي يذهب إلى ما هو أبعد قليلاً ويزيل اعتماد أداء

الكسر على خصائص مادة الدعم . يتم تحقيق ذلك عن طريق إنشاء قنوات مفتوحة داخل الكسر، مما يتيح ناقلية سوائل

أكبر بكثير لسوائل الخزان مقارنة بمعالجة التكسير التقليدية، مما يؤدي إلى تمديد نصف طول الكسر الفعال.

المبدأ الأساسي هو نفس المبدأ التقليدي، الاختلاف موجود في الطريقة التي يتم بها حقن الدعائم وإضافة مادة

أخرى، وهي الألياف. يتم حقن خليط المائع المشحون (الدعائم و الألياف) والخليط غير المشحون بالتناوب

بأسرع ما يمكن لتعزيز بلمرة مواد الدعامة ، وبالتالي إنشاء مسارات عالية التوصيل بين مجموعات البوليمرات.

يهدف عملنا الحالي إلى إبراز فعالية هذه التقنية مقارنة بالتكسير التقليدي لهذا قمنا بمناقشة الجانب العملي

والتقني والاقتصادية مع توضيح الاختلافات بين الطريقتين.

الكلمات المفتاحية: تكسير القنوات ، هايواي ، التكسير التقليدي ، المقارنة.

Remerciements



Tout d'abord, nous tenons à remercier Allah, le clément et le miséricordieux de nous avoir donné la force et la patience de mener à bien ce modeste travail.

Nous adressons nos vifs remerciements à Mr Djamel SIDROUHOU notre encadreur qui nous a orienté, soutenu mais aussi pour ses encouragements durant l'élaboration de ce modeste travail.

Nos plus sincères remerciements sont également adressés à notre encadreur à T'FT Mr. Nourddine TELLAB, pour sa disponibilité, ses conseils et sa patience.

Nos remerciements vont aussi à tous le personnel de la région T'FT qui ont contribués au succès de notre stage et qui ont aidés lors de la rédaction de ce mémoire en particulier Mrs Madjid BERRAHAL, Brahim TERCHI.

Un grand merci également à notre chers amis Nabil BELHI et Alli Seifeddine G'UENAOUI pour avoir eu la patience de répondre à nos innombrables questions

Nous adressons aussi nos sincères remerciements à l'ensemble des enseignants de l'université de Kasdi Merbah Ouargla spécialement département de production qui ont contribué à notre formation.

En définitive, nous remercions toute personne qui a participé de près ou de loin, de façon directe ou indirecte, à la réussite de ce travail pour lequel nous avons tant consacré en y mettant aussi tout notre cœur.

DEDICACE

*A mes chers parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour leur tendresse, leurs prières tout au long de mes études, pour l'éducation qu'ils m'ont prodigué; avec tous les moyens et au prix de toutes les sacrifices qu'ils ont consentis à mon égard pour leur soutien qui m'ont offert sans condition pour leur confiance sans faille, Merci infiniment à MA très chère mère pour ses précieux conseils, pour toute son assistance et sa présence dans ma vie
Tu représentes pour moi la source de tendresse et l'exemple du dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager et de prier pour moi.*

A mon père Puisse Dieu faire en sorte que ce travail porte son fruit ; Merci pour l'éducation et le soutien permanent venant de toi.

A mes chères sœurs Fadhila Faiza Hanane Khadidja Sarah Melissa pour leurs encouragements permanents au long de mon parcours universitaire.

A mes chers frères Hamza, Nabil et Amir pour leur appui et leur encouragement et leur soutien,

A mes neveux et nièces Sid Ahmed, Ayane, Rayane, Anes, Sarah Malek, Adam et Lina .

A mes chères amies, Choubalia, Fatiha et Loubna qui m'ont supporté durant ces dernières années. Ou j'ai trouvé l'entente dont j'avais besoin en témoignage de l'amitié qui nous uni et des souvenirs de tous les moments que nous avons passé ensemble.

A notre chers amis Nabil et Ali qui nous a soutenus durant ce travail et pour leur aide et leurs encouragements.

*A toute personne m'ayant aidé de près ou de loin à TFF pendant notre stage pratique
En particulier monsieur Berrahal Madjid le directeur des opérations à Hydra siège et monsieur Tellab Nourddine.*

Et à tous ceux qui m'ont encouragé dans ma vie.

Melle K. Tiloua

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

À MES CHERS PARENTS

Aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez consenti pour mon instruction et mon bien être.

Je vous remercie pour tout le soutien et l'amour que vous me portez depuis mon enfance et j'espère que votre bénédiction m'accompagne toujours.

Que ce modeste travail soit l'exaucement de vos vœux tant formulés, le fruit de vos innombrables sacrifices, bien que je ne vous en acquitterai jamais assez.

Puisse Dieu, le Très Haut, vous accorder santé, bonheur et longue vie et faire en sorte que jamais je ne vous déçoive.

À MES CHERS ET ADORABLE SOEURS

Aucune dédicace ne saurait exprimer tout l'amour que j'ai pour Vous, Votre joie et votre gaieté me comblent de bonheur.

À MES CHERS PETITS NIECES ET NEVEUX

Narimane, Rania, Ranime, Raghad, Zakaria, Mahdi, Mouad.

Puisse Dieu vous garder, éclairer votre route et vous aider à réaliser à votre tour vos vœux les plus chers.

À l'homme de ma vie, , mon soutien moral et source de joie et de bonheur , celui qui s'est toujours sacrifié pou me voir réussi, À mon fiancé « BELHI NABIL » pour l'encouragement et l'aide qu'il m'a toujours accordé.

Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis sur tout:

choubi, kahina, Loubna, okba, moumen et salah .

**M^{dm} Ouargli
Fatiha**



DEDICACE

Je dédie ce modeste travail et ma profonde gratitude A celle qui m'a transmis la vie, l'amour, le courage, à toi chère maman toutes mes joies, mon amour et ma reconnaissance. Tu as fait plus qu'une mère puisse faire pour que ses enfants suivent le bon chemin dans leur vie et leurs études. Tu représentes pour moi, la source de tendresse et l'exemple du dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager et de me donner de précieux conseils, je te prie de trouver dans ce travail l'expression de mon estime et mon sincère attachement. Je prie dieu le tout puissant pour qu'il te donne bonheur et prospérité.

À Mon père, qui peut être fier et trouver ici le résultat de longues années de sacrifices et de privations pour m'aider à avancer dans la vie. Pour tous les efforts fournis jour et nuit pour mon éducation et mon bien être et pour son confiance sans faille. Puisse Dieu, le tout puissant, te préserve et t'accorde santé, longue vie et bonheur.

A mes chères sœurs Dalila, Karima, Habiba, Meriem et Malia, pour leurs encouragements permanents, et leurs sacrifices et soutien.

A mes chers frères AbdLghani et Mebarek pour leurs appui et leur encouragements, A mes chers nièces et neveux Pour toute l'ambiance dont vous m'avez entourée.

A mes adorables amies Kahina Fatiha Loubna qui m'ont supportées durant ces dernières années pour tous les souvenirs qu'on a partagés et les meilleurs et les plus agréables moments. Merci pour votre fidélité et d'être a mes cotes Je vous souhaite un avenir plein de joie, de bonheur et de réussite.

A notre chers amis Nabil et Ali qui nus a soutenus durant ce travail et pour leur aide et leurs encouragements

Nos plus sincères remerciements sont également adressés à Mr. Berrahal Madjid le directeur des operations à hydra siege ,à l'équipe des ingénieurs de TFT division EP et à notre encadreur Mr Nourddine TELLAB, pour leur disponibilité, et leurs conseils

M^{lle} C. Guemouni

Liste des figures

Figure 1.1: Création des fractures par un fluide sous haute pression	3
Figure 1.2: différents diamètres utilisés à TFT	7
Figure 1.3: Développement de la fracturation hydraulique de 1947 à 2013.....	8
Figure 1.4: Structure des canaux.....	8
Figure 1.5: Les perforations de Hiway sur la droite et perforations conventionnelles sur la gauche	9
Figure 2.1: plan de site d'une opération de fracturation hydraulique [4]	11
Figure 2.2: Réservoir d'eau (frac tank). [4]	12
Figure 2.3: Blender. [4].....	12
Figure 2.4: Mountain Mover [4]	12
Figure 2.5: Pompe triplex [4].....	13
Figure 2.6: Manifold. [4]	13
Figure 2.7: Pentre pump. [4]	13
Figure 2.8: Cabine de contrôle. [4]	14
Figure 2.9: Wellhead isolation tool (Outil d'isolation de tête de puits) [4]	14
Figure 2.10: Step rate test [1].....	16
Figure 2.11: Variation de la pression en fonction de débit pendant le step rate test et estimation de la pression de propagation [1]	16
Figure 2.12: Pump in flow back test [1]	18
Figure 2.13: Pressure décline test après shut-in [15]	19
Figure 2.14: La pression de fermeture à base de shut-in test [15]	19
Figure 2.15: Exemple du courbe déclin de pression [3]	20
Figure 2.16: Expérience de test de décantation avec et sans fibre. [13].....	24
Figure 2.18: Demi -longueur effectif pour le HiWAY à gauche et pour la fracturation conventionnelle a droite. [14]	26
Figure 2.19: Illustration schématique des chemins d'écoulements rétrécis entre les perforations et la (les) fracture(s) elle(s)-même(s) qui causent la tortuosité.	28
Figure 3.1: Situation géographique des puits TML3	31
Figure 3.2 : Enregistrement de l'opération Main frac pour le puits TML3.	33
Figure 3.3 : Plot de la distribution des proppants pour le puits TML3.....	33
Figure 3.4 : Evolution du débit d'huile sur séparateur, du débit d'eau produite et du débit de gaz injecté pour le puits TML3.....	36
Figure 3.5: Enregistrement de l'opération Main frac pour le puits TML5.	40
Figure 3.6: Plot de la distribution des proppants pour le puits TML5.....	40
Figure 3.7 : Evolution du débit d'huile sur séparateur, du débit d'eau produite et du débit de gaz injecté pour le puits TML5.....	42
Figure 3.8 : Situation géographique du puits AMA81.....	47
Figure 3.9: Situation géographique du puits AMA72.....	47

Liste des tableaux

Tableau 1.1 : Choix de l'agent de soutènement en fonction de la profondeur [11].....	6
Tableau 3.1 : Les coordonnées UTM et géographiques du puits TML3.	31
Tableau 3.2 : Stratigraphie du puits TML3.....	31
Tableau 3.3 : Les paramètres du réservoir dévonien du puits TML3.	32
Tableau 3.4 : Principaux résultats du main-frac pour le puits TML3.....	33
Tableau 3.5: Tableau récapitulatif de traitement principal de la fracturation HiWAY.	34
Tableau 3.6 : Historique de production du puits TML3.	35
Tableau 3.7 : Etat du puits TML3 avant et après fracturation.	36
Tableau 3.8: Résumé de l'évaluation économique du puits TML3	37
Tableau 3.9 : Les coordonnées UTM et géographiques du puits TML5	38
Tableau 3.10 : Stratigraphie du puits TML5.....	38
Tableau 3.11 : Les paramètres du réservoir dévonien du puits TML5.	39
Tableau 3.12: Géométrie de la fracture	40
Tableau 3.13: Tableau récapitulatif de traitement principal de la fracturation conventionnelle TML5.....	41
Tableau 3.14 : Historique de production du puits TML5.	42
Tableau 3.15: Etat du puits TML5 avant et après fracturation.	43
Tableau 3.16: Résumé de l'évaluation économique du puits TML5	44
Tableau 3.17: Paramètres permettant la comparaison entre les deux méthodes de fracturation. ..	44
Tableau 3.18: Comparaison entre les deux méthodes de fracturation.	45
Tableau 3.17 : Les coordonnées UTM du puits AMA72 et AMA81.	47
Tableau 3.18 : Les paramètres du réservoir ordovicien du puits AMA72 et AMA81.	48
Tableau 3.19: Comparaison entre les deux méthodes de fracturation.	49

Nomenclature

Symbole	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
qi_p	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
v_{frac}	Volume de la fracture	gal ,bbbl
v_{lp}	Volume Leak-off à l'arrêt du pompage	gal ,bbbl
L_f	Longueur de la fracture	M
X_f	Extension de la fracture (la demi-longueur)	M
H_f	La hauteur de la fracture	M
E_f	Epaisseur de la fracture	In
FCD	Conductivité adimensionnelle de la fracture	/
Cm	Compressibilité de la matrice	Psi
Φ_{agent}	Porosité d'agent	%
Φ_m	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
r_p	Rapport de la surface perméable sur la surface de la fracture	Psi

Nomenclature

[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
D_{Perfos}	Diamètre des perforations	In
K	Perméabilité de la formation	mD
Kf	Perméabilité de la fracture	mD
K_{eff}	Perméabilité effective de la fracture	mD
Km	Perméabilité moyenne	mD
V	Volume injecté	gal, bbl
VLs	Volume perdu dans la formation après arrêt de pompage	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	/
v_s	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
ρp	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	\$

Abréviation	Signification en anglais	Traduction française
-------------	--------------------------	----------------------

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
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

Remerciements	
Dédicaces	
Résumé	
Abstract	
ملخص	
Sommaire	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Nomenclature	
Introduction générale	1
Chapitre 01 : la fracturation hydraulique	3
1.1- Introduction	3
1.2- La fracturation conventionnelle	3
1.3- Les différentes applications de la fracturation hydraulique ‘conventionnelle’	3
1.4- Fluides de fracturation	4
1.4.1- Les additifs	4
1.5- L’efficacite des fluides de fracturation	5
1.6- Agent de soutènement (proppant)	5
1.6.1- Choix de l’agent de soutènement	6
1.6.2- Principaux agents de soutènements à TFT	6
1.7- Le HiWAY	7
1.7.1- Description de la méthode HiWAY	8
1.7.2- Emplacement des perforations	9
1.7.3- Les fibres	10
1.8- Conclusion	10
Chapitre 02 : Comparaison entre la méthode conventionnelle et la méthode HiWAY	11
2.1- Introduction	11

2.2- Comparaison entre la méthode conventionnelle et la méthode HiWAY	11
2.2.1- L'aspect opérationnel.....	11
2.2.1.1- Les équipements	11
2.2.1.2- Déroulement de l'opération de fracturation et le programme de pompage	15
2.2.1.3- Lab test	21
2.2.2- L'aspect technique	25
2.2.2.1- Conductivité adimensionnelle de la fracture.....	25
2.2.2.2- La longueur de la fracture (Xf)	25
2.2.2.3- La productivité du puits	25
2.2.2.4- Augmentation effective de la demi-longueur de fracture	25
2.2.3-L'aspect économique	27
2.2.3.1- Coût de l'opération.....	27
2.2.3.2- Coût dû au manque de production (temps d'arrêt).....	27
2.2.3.3- Délai de récupération de la charge engendrée.....	27
2.2.3.4- Flux de trésorerie mensuels (Cash-flow)	27
2.2.4- Les problèmes de la fracturation hydraulique.....	28
2.2.4.1- Effets de tortuosité et frictions aux perforations	28
2.2.4.2- Le Colmatage	28
2.2.4.3- Le Screen-Out	29
2.3- Conclusion.....	29
Chapitre 03 : interprétation et comparaison des résultats (étude de cas)	30
3.1- Introduction	30
3.2- Valorisation des résultats entre TML3 ET TML5 (Réservoir Dévonien C3-I).....	31
3.2.1- Puits TML3	31
3.2.1.1- Situation et présentation du puits TML3.....	31
3.2.1.2- Situation et stratigraphie du puits TML3	31
3.2.1.3- Paramètres du Réservoir	32
3.2.1.4- Evaluation et résultats de l'opération HiWAY	33
3.2.1.5- Conductivité adimensionnelle de la fracture (FCD) D'après le chapitre 2 :.....	34
3.2.1.6- Estimation du Skin après fracturation	35
3.2.1.7- Mesures des débits du puits TML3 avant et après fracturation	35

3.2.1.8- Evaluation quantitative de l'opération de mesure	36
3.2.1.9- Evaluation économique du puits TML3.....	36
3.2.2- Puits TML5	38
3.2.2.1- Situation et présentation du puits TML5.....	38
3.2.2.2- Stratigraphie du puits TML5 :.....	38
3.2.2.3- Paramètres du Réservoir	39
3.2.2.4- Evaluation et résultats de l'opération conventionnelle	40
3.2.2.5- Conductivité adimensionnelle de la fracture (FCD) D'après le chapitre 2 :	41
3.2.2.6- Estimation du Skin après fracturation	41
3.2.2.7- Mesures des débits du puits TML5 avant et après fracturation	42
3.2.2.8- Evaluation quantitative de l'opération de mesure	43
3.2.2.8- Evaluation économique du puits TML5.....	43
3.2.3- Comparaison de l'efficacité des deux méthodes de fracturation	44
3.2.3.1- Les paramètres essentiels permettant la comparaison.....	44
3.2.3.2- Interprétation des résultats	46
3.3. Valorisation des résultats entre AMA72 et AMA81 (Réservoir Ordovicien IV-3).....	47
3.3.1- Situation et présentation du puits AMA72 et AMA81	47
3.3.2- Stratigraphie du puits AMA72 et AMA81	47
3.3.3- Paramètres du Réservoir	48
3.3.4- Evaluation et résultats des deux opérations (voir l'annexe 02 : figure 4, 5, 6, 7 et tableau 1).....	49
3.3.5- Interprétation des résultats	50
3.4- Conclusion.....	51
Conclusion et recommandations.....	52
Références bibliographiques	
Annexes	

Introduction générale

Contexte :

La première mise en production d'un champ pétrolier se fait grâce à l'énergie naturelle du gisement. Au fil des années, la chute de la pression du gisement due au cumul de production, donc une grande partie de pétrole et de gaz ne peuvent pas être récupérés à partir des réservoirs étanches en raison des endommagements de la formation qui peuvent être dus au fluide de forage et aux particules d'invasion (filtrat de boue et de ciment), à la complétion, à l'entretien des puits, à des opérations de récupération d'huile (dépôts). En outre, certains types de réservoirs ont une faible perméabilité effective et nécessitent un certain type de traitement par stimulation. Elles ont pour but de restaurer ou d'améliorer les caractéristiques naturelles du réservoir ou de les modifier. Parmi les nombreuses méthodes de stimulation, nous citons : la stimulation soit par acidification (Acid job), ou bien par la création d'une transmissibilité artificielle (by-pass) dite: **fracturation hydraulique**. [12]

L'acidification consiste à injecter un volume d'acide contenant des additifs chimiques avec une pression d'injection inférieure à la pression d'une fracture dans la matrice pour restaurer la perméabilité, par contre la fracturation hydraulique crée un drain perméable dans la roche, ceci accroît la productivité ou l'injectivité.

Ce dernier type de stimulation fait l'objet de notre étude, ainsi, il est nécessaire de souligner au passage ce qui est la fracturation hydraulique. Elle est la méthode de stimulation des puits la plus largement utilisée dans le monde, et joue un rôle majeur dans l'amélioration des réserves de pétrole et de la production quotidienne. Elle est la dislocation ciblée de formation afin de créer une rupture dans la roche d'une manière artificielle ; Un drain hautement perméable, s'étendant le plus loin possible dans la formation par l'injection d'un fluide plus ou moins visqueux porteur d'agents de soutènement sous une pression, qui soit supérieur à la pression de fracturation, d'une manière à faciliter l'écoulement des hydrocarbures vers le puits. [12]

Il existe de nombreuses applications pour la fracturation hydraulique tel que d'augmenter le débit de pétrole et / ou de gaz des réservoirs à faible perméabilité, augmenter le débit de pétrole et / ou de gaz des puits endommagés, relier les fractures naturelles et / ou les tasseaux d'une formation au puits de forage, diminuer la perte de charge autour du puits pour minimiser la production de sable, diminuer la perte de charge autour du puits pour minimiser les problèmes de dépôt d'asphalte et / ou de paraffine et augmenter la surface de drainage ou la quantité de formation en contact avec le puits de forage.

Il pourrait y avoir d'autres utilisations, mais la plupart des traitements sont pompés pour ces dernières raisons. [7]

Il existe de nombreuses techniques ou méthodes de fracturation hydraulique disponibles sur le marché, parmi lesquelles nous mentionnons la fracturation conventionnelle (depuis 1947) [2]. Et la nouvelle technique de fracturation dénommée « HiWAY » a été commercialisée en 2010 par la société Schlumberger (USA). Elle augmente de façon significative la conductivité de réservoir par rapport à la fracturation conventionnelle. La différence existe sur la manière d'injection des proppants, leurs dispositions à l'intérieur de la fracture et l'utilisation des fibres. [13]

La réussite d'une telle opération dépend énormément des paramètres choisis et des décisions prises afin d'éviter toute échec ou toute dépense supplémentaire et avoir un bon rendement de l'opération. [6]

Donc l'objectif de notre travail est de présenter une étude comparative opérationnelle, technique et économique entre la technique de la fracturation conventionnelle et celle de la fracturation «HiWAY», surtout le côté économique, car c'est une opération précieuse et coûteuse.

Ainsi le plan de travail sera comme suit :

Dans Le premier chapitre, est consacré à la théorie et les généralités sur la fracturation conventionnelle, le principe, la description et le but, les fluides de frac, les additifs et les agents de soutènements. Et une définition de fracturation « Hiway », son utilisation, la disposition des perforations et les fibres.

Le deuxième chapitre, contient une comparaison de l'aspect opérationnel, technique et économique entre la fracturation conventionnel et la fracturation « HiWAY » et les problèmes de la fracturation hydraulique.

Pour le dernier chapitre a pour objectif principal de comparer l'efficacité et le rendement des deux méthodes de fracturation utilisées dans la région TFT en prenant comme cas pratiques les puits TML 3, AMA 81 fracturé par la méthode HiWAY et TML5, AMA72 fracturé par la méthode conventionnelle.

Enfin, nous terminerons notre travail par une conclusion et des recommandations.

CHAPITRE 01

LA FRACTURATION HYDRAULIQUE

1.1- Introduction

La fracturation conventionnelle est une vieille technique de stimulation qui a fait ses preuves depuis 1947 [2]. De nos jours le pétrole joue un rôle très important dans l'équilibre géopolitique et économique. De ce fait, il ne suffit pas seulement de produire le pétrole mais de récupérer le taux le plus maximal possible d'où la fameuse nouvelle technique de stimulation «**HiWAY**». [14]

1.2- La fracturation conventionnelle

On entend par fracturation conventionnelle le procédé qui consiste à créer une conductivité dans une roche par l'injection d'un fluide plus au moins visqueux à un débit approprié afin de créer au droit de la formation productrice une fracture à une pression croissante à mesure que l'injection se poursuit. On dit que la fracturation conventionnelle d'un réservoir se traduit par l'ouverture d'une fracture existante (cas d'un réservoir naturellement fissuré) et par l'initiation d'une nouvelle fracture (réservoir compact). [12]

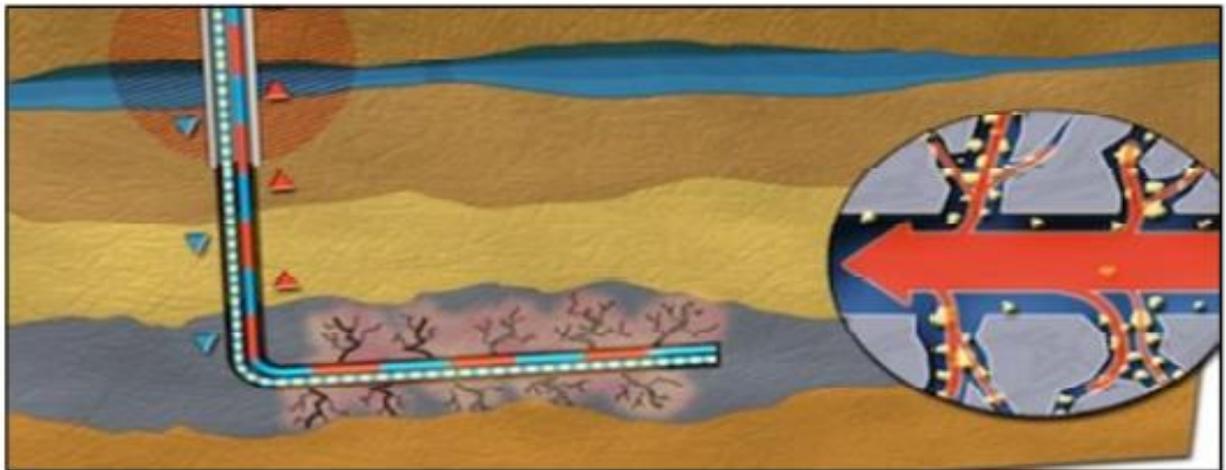


Figure 1.1: Création des fractures par un fluide sous haute pression. [12]

1.3- Les différentes applications de la fracturation hydraulique 'conventionnelle'

Le processus de la fracturation conventionnelle est appliqué essentiellement: Dans la majorité des formations de perméabilité naturellement médiocre, comme l'ordre de 10mD pour l'huile et 1mD pour le gaz. Ces valeurs sont à moduler en fonction d'autres paramètres, comme la viscosité de l'huile par exemple. Dans des cas extrêmes, des réservoirs très médiocres peuvent être concernés 10mD et moins, la fracturation sera alors très profond, c'est adire plusieurs centaines de mètres de part et d'autre du puits pour drainer valablement ce qui ne peut être que de gaz à ce niveau de perméabilité, c'est ce que l'on appelle : **massive frac**

Dans certains cas, ça peut être la traversée d'un endommagement du type blocage complet autour d'un puits dans une couche pourtant assez perméable mais que le traitement conventionnel n'arrive pas à résorber c'est ce que l'on appelle: **skin by pass**.

Dans quelques cas spécifiques, la fracturation conventionnelle peut permettre une productivité valable dans des réservoirs qui **réagissent mal à une acidification matricielle**, mais qui sont cependant perméables. [6]

1.4- Fluides de fracturation

Le choix des fluides de fracturation se fait selon plusieurs critères tel que : sa disponibilité, sécurité, facilité à mélanger et utiliser, sa compatibilité avec la formation possibilité de dégorgement et leur coût, leur objectif principale est l'initiation et développement de la fracture et transporter les agents de soutènement au fond. [5]

Les fluides de fracturation actuellement sur le marché se divisent en deux groupes, on les appelle les fluides conventionnels, Ils comprennent :

- Les gels à l'eau.
- Les gels à l'huile qui sont de moins en moins utilisés.

Pour les fluides à base d'eau on distingue deux types de gels : linéaires et réticulés.

a- Gels linéaires

Ces gels sont constitués de longues chaînes polymériques, les unes à côté des autres, sans liaisons les unes avec les autres. La viscosité de tels gels est inférieure à 100 Cp. Il est utilisé pour le déplacement du gel réticulé.

b- Gels réticulés

Ils sont constitués de longues chaînes polymériques mais cette fois, de fortes liaisons, due à un agent réticulant, existent entre les chaînes polymériques, créant ainsi une viscosité supérieure à 100 Cp.

Un gel linéaire à base d'eau est appelé : « water frac » abrégé WF, et les gels réticulés sont codés YF ou « wide frac ».il est utilisé dans la shadow frac (Data frac) et le Frac job. [5]

1.4.1- Les additifs

On ajoute le plus souvent des produits chimiques à l'eau afin de la transformer en un fluide très visqueux à faible coefficient de frottement susceptible de transporter l'agent de soutènement. De nombreux additifs sont souvent nécessaires. Le choix de leur nature et de leur concentration doit être fait avec soin en fonction des paramètres de gisement et des conditions opératoires, et par des tests en laboratoire. Il faut se limiter aux additifs vraiment nécessaires en

respectant les concentrations prescrites et en vérifiant qu'ils sont tous compatibles entre eux et avec les fluides de traitement et de formation et avec la formation elle-même. Citant en particulier :

- a- **Les gélifiants** : servent à accroître la viscosité et la capacité de suspension des proppants et agissent comme lubrifiant. On a : Gomme de guar et Polyacrylamide.
- b- **Les réducteurs des frictions** : qui viennent compléter l'action réductrice de friction des agents gélifiants.
- c- **Les polymères réticulés** : utilisés pour assembler des polymères, on a : Bore, Zirconium, Titane ou Fer.
- d- **Le contrôleur d'argile**: utilisé dans les formations caractérisées par leur instabilité à l'eau afin d'éviter le gonflement des particules argileuses. On a : Chlorure de Potassium.
- e- **Les agents interrupteurs** : brisent la chaîne polymère créée par le gélifiant, on a : Oxydant et l'enzyme.
- f- **Les surfactants**: agissent de façon à réduire la tension superficielle du fluide de frac.
- g- **Additifs de refoulement** : ils facilitent le drainage du fluide une fois le traitement achevé.
- h- **Les biocides**: préviennent l'introduction des bactéries sulfatoréductrices, on a : Biocides naturels et manufacturés.
- i- **Les agents d'activation**: gaz utilisés pour activer ou mousser les fluides aux fins de traitement de fracturation, on a : Dioxyde de Carbone et Azote. [5]

1.5- L'efficacité des fluides de fracturation

L'efficacité définit comme étant le volume de la fracture divisé par le volume totale pompé à un instant donnée. Elle dépend du débit, de la viscosité du fluide et de la fracturation, des caractéristiques de la roche.

Plus le débit augmente, plus le temps de pompage et la filtration totale diminuent, la longueur augmente et par conséquent l'efficacité augmente, plus le fluide de fracturation est visqueux, plus les pertes de charge dans la fracture diminuent alors la pression augmente, la filtration diminue et l'efficacité augmente. [6]

1.6- Agent de soutènement (proppant)

Fracturer c'est créer un drain perméable et c'est à l'agent de soutènement d'en assurer la perméabilité et la conserver dans les conditions d'exploitation du puits, c'est à dire sous contraintes et température du réservoir, et en présence des fluides du gisement. Pour satisfaire ces exigences, les agents de soutènement doivent avoir:

- Une bonne granulométrie et une forme susceptible de générer une bonne conductivité.
- Une résistance mécanique aux contraintes in-situ en exploitation (résistance à la déformation et à la rupture).
- Une résistance chimique dans les conditions de fond au fil du temps (résistance à la corrosion et à l'érosion).
- Une densité compatible avec un transport optimum (sédimentation). [11]

1.6.1- Choix de l'agent de soutènement

Le choix d'un agent de soutènement dépend de considérations économiques et pratiques ; Les critères de sélection des agents de soutènement de type, la taille et la concentration sont basées sur la capacité d'écoulement de fracture et la perméabilité de la formation pour fournir les plus hauts taux de production compatibles avec l'économie. La taille de grain. [11]

➤ Choix de l'agent de soutènement en fonction de la profondeur de réservoir

On peut donner les indications suivantes pour le choix de l'agent de soutènement en fonction de la profondeur.

Tableau 1.1 : Choix de l'agent de soutènement en fonction de la profondeur [11]

Profondeur (m)	Agent de soutènement
1000 à 1500	Sable
1500 à 2000	ISP (Intermediate Strength Proppant)
≥ 2000	HSB (High Strength Bauxite)

➤ Choix de la taille

- Diamètre des perforations doit être 6 fois diamètres de proppant.
- Largeur de fracture devrait 5 fois diamètre de proppant.

L'utilisation des agents de soutènement à grande rigidité pour des pressions de fermeture élevées. [11]

1.6.2- Principaux agents de soutènements à TFT

Ce sont on général des billes de céramiques calibrées, de sable ou de bauxite, de granulométrie de 16/20, 16/30, 20/40 et leur perméabilité variant entre 100 et 800 Darcy. [4]



Figure 1.2: différents diamètres utilisés à TFT [4]

Le size de l'agent de soutènement est déterminé en fonction de concentration maximale, et diamètre du canon des perforations et le diamètre intérieur du tubage perforé.

La contrainte minimale horizontale en champs du TFT est dans l'ordre de 3000 à 4000 psi. Sur ceci les agents de soutènement utilisés par TFT sont :

❖ **Bauxite 20/40**

Son nom commercial est le Super Prop 20/40, il est l'agent le plus dense de tous les agents utilisés avec une densité de 3.5 à 3. La Bauxite est produite à partir d'un minerai (Oxyde d'aluminium « AL_2O_3 »). Le minerai est sous forme de poudre fine où elle est placée dans des pastilles (Boulettes), est filtrée à des températures au-dessous du point de fusion de la bauxite.

❖ **ISP (Intermediate Strength Proppant)**

Il est fabriqué à partir de la céramique fondue encapsulé par de la résine de densité 2.7 à 3.3. L'ISP est utilisé pour des contraintes (pression de fermeture) de 6000 psi à 10000 psi et de 10000 à 12000 psi considéré comme limite d'écrasement de proppant.

❖ **CARBOLITE**

L'agent de soutènement de type Carbolite est largement suffisant pour avoir de bonne conductivité dans les conditions de réservoir. [4]

1.7- Le HiWAY

La fracturation hydraulique « HiWAY » est une nouvelle technique commercialisée en 2010 par Schlumberger. Elle augmente de manière significative la conductivité de la fracture réalisée tout en réduisant la consommation de l'eau et des proppants. Elle crée des voies ouvertes à l'intérieur de la fracture permettant aux hydrocarbures de traverser les canaux stables plutôt que de traverser les proppants. En effet, ceci optimise la connectivité entre le réservoir et le puits ayant pour conséquence la conductivité infinie de la fracture. [13]

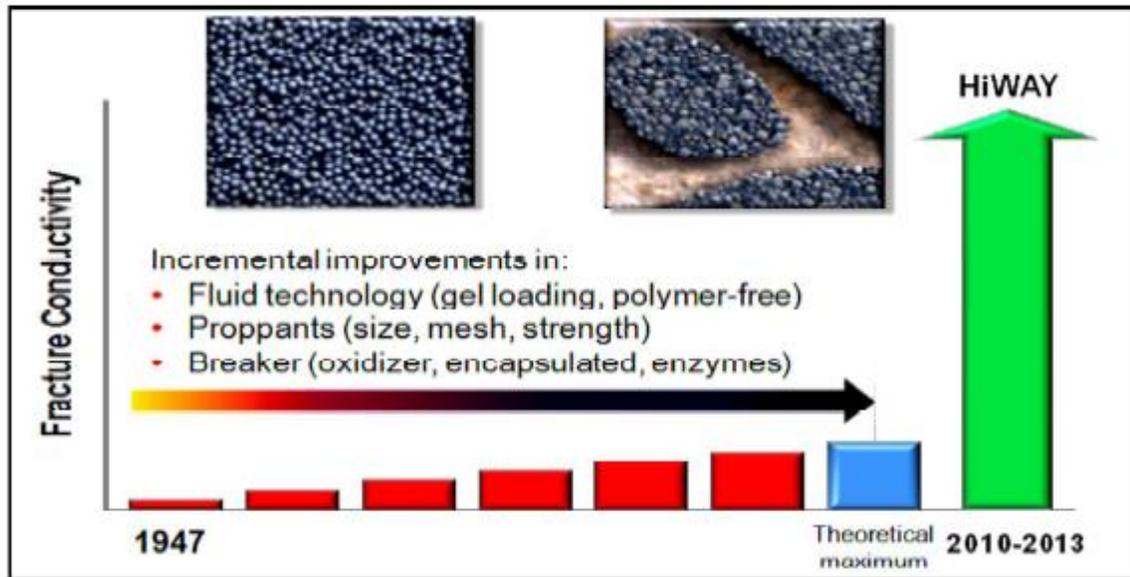


Figure 1.3: Développement de la fracturation hydraulique de 1947 à 2013. [14]

1.7.1- Description de la méthode HiWAY

Contrairement à la fracturation conventionnelle, le HiWAY va un peu plus loin et élimine la dépendance de la performance de la fracture sur les caractéristiques du proppant. Pour ce faire, on crée des canaux ouverts à l'intérieur de la fracture, ce qui permet une conductivité hydraulique nettement plus élevée pour les fluides de réservoir que pour un traitement de fracturation conventionnel, prolongeant la demi-longueur effective de la fracture. Dans une fracture HiWAY le proppant est placé de façon hétérogène sous forme de "colonnes" entourées de canaux ouverts. Par conséquent, dans HiWAY, le proppant ne sert pas de support conducteur, mais d'agent de support pour empêcher la fermeture des parois de fracture autour des canaux. [13]

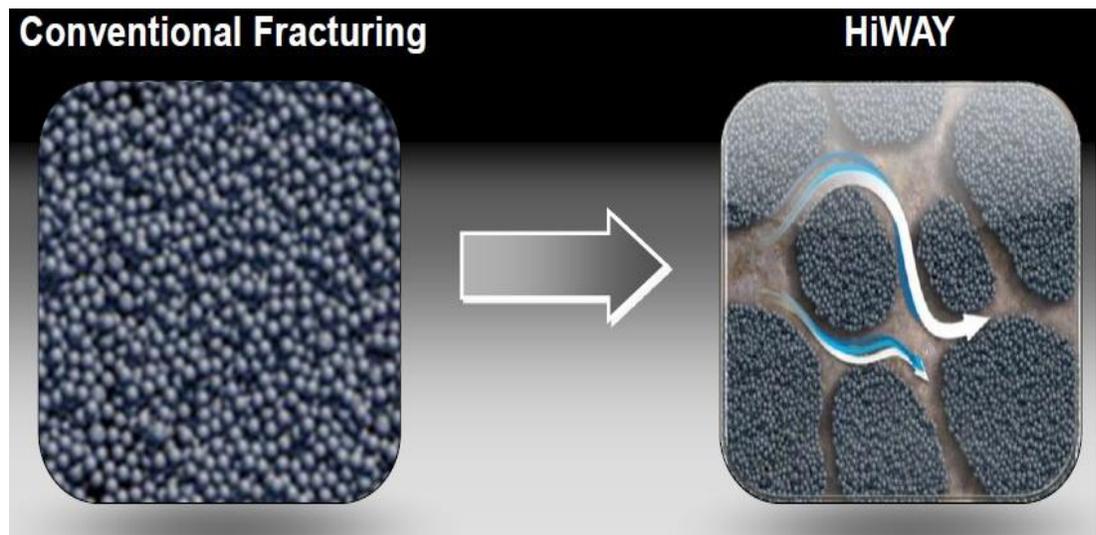


Figure 1.4: Structure des canaux. [14]

1.7.2- Emplacement des perforations

La première étape et le succès de stimulation par fracturation hydraulique devraient être commencés par le choix de l'arrangement et du positionnement des perforations. Les perforations sont les moyens de communication entre le réservoir et le puits en d'autre terme la perforation est la conduite entre la fracture et le puits. Dans un traitement classique, les perforations sont généralement placées dans un intervalle continu de la hauteur utile. Dans un traitement de fracturation à canaux d'écoulement, un système de perforations hétérogène constitué des faisceaux de perforations séparées par des intervalles non perforés. [14]

Par rapport au système de perforation utilisé pour les traitements classiques, la stratégie de perforation utilisée dans la technique de fracturation à canaux (HiWAY) est généralement conçu pour couvrir une plus grande partie de la hauteur de la fracture, ce qui est important pour obtenir une distribution plus uniforme des piliers de proppants à travers la hauteur et obtenir la géométrie optimale des canaux.

La densité des perforations et leurs déphasage sont généralement les mêmes que ceux utilisés pour un travail classique. Le nombre total de trous perforés est conservé, ou peut-être légèrement réduite comme illustré sur la **Figure I.5**. Il est également important de mentionner que les effets de la zone proche du puits tel que la tortuosité peuvent également faciliter la création des canaux dans le sens de croissance de la fracture.

Toutefois, ces effets ne peuvent pas être prévus et sont difficiles à diagnostiquer et à quantifier correctement. Pour cette raison, le système de perforation hétérogène est la seule méthode fiable qui est recommandé pour séparer les impulsions de proppant en plus petites lingots et pour favoriser la distribution uniforme des piliers à travers la fracture. [5]

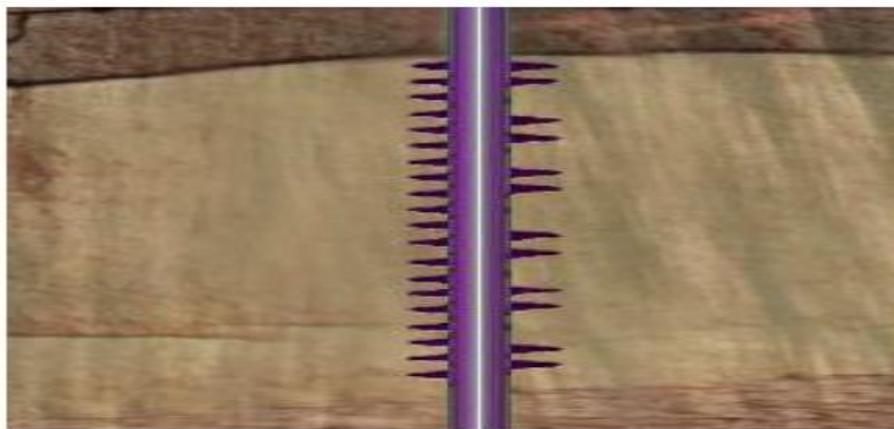


Figure 1.5: Les perforations de Hiway sur la droite et perforations conventionnelles sur la gauche. [14]

1.7.3- Les fibres

Des fibres ont été employées dans l'industrie depuis l'antiquité. De nos jours, une grande variété de fibres manufacturées est disponible, la plupart du temps fait à partir des polymères, métaux, ou carbone.

Les fibres jouent plusieurs rôles, notamment en aidant à maintenir les pulsations de proppant, en les empêchant de se propager lorsqu'elles traversent les lignes de surface jusqu'à la complétion. Les fibres contribuent également à améliorer la capacité de transport du mélange fluide-proppant-fibre. Ce qui facilite le transport des impulsions de proppant par le fluide. Troisièmement, les fibres aident à maintenir les impulsions suspendues dans la fracture, les empêchant de se déposer pendant la fermeture de la fracture. [5]

1.8- Conclusion

Comme nous pouvons remarquer le but de la fracturation est de créer un canal à haute perméabilité dans le réservoir afin d'augmenter l'injectivité ou la productivité donc la récupération, par conséquent une bonne participation à la production globale.

La réussite d'une telle opération dépend énormément des paramètres choisis et des décisions prises afin d'éviter toute échec ou toute dépense supplémentaire et avoir un bon rendement de l'opération. Pour ces raisons, le choix du fluide de fracturation approprié est important ainsi que le choix d'agent de soutènement. Le HiWAY a les mêmes **exigences** de traitement que la fracturation conventionnelle sauf l'ajout des fibres qui doivent avoir plusieurs appropriés et les faisceaux des perforations doivent être hétérogènes pour couvrir une plus grande partie de la taille de formation.

CHAPITRE 02
COMPARAISON ENTRE
LA METHODE CONVENTIONNELLE
ET LA METHODE HIWAY

2.1- Introduction

Afin de comparer la rentabilité de fracturation entre la méthode conventionnelle et le HiWAY, nous estimons qu'il est important de discuter de l'aspect opérationnel, l'aspect technique et économique des deux méthodes.

2.2- Comparaison entre la méthode conventionnelle et la méthode HiWAY

2.2.1- L'aspect opérationnel

2.2.1.1- Les équipements

Le succès d'une opération technique telle qu'est soit n'est réalisable que par les équipements appropriés indispensables et un personnel hautement qualifié, les deux méthodes utilise les même équipements. [4]

Plan du site

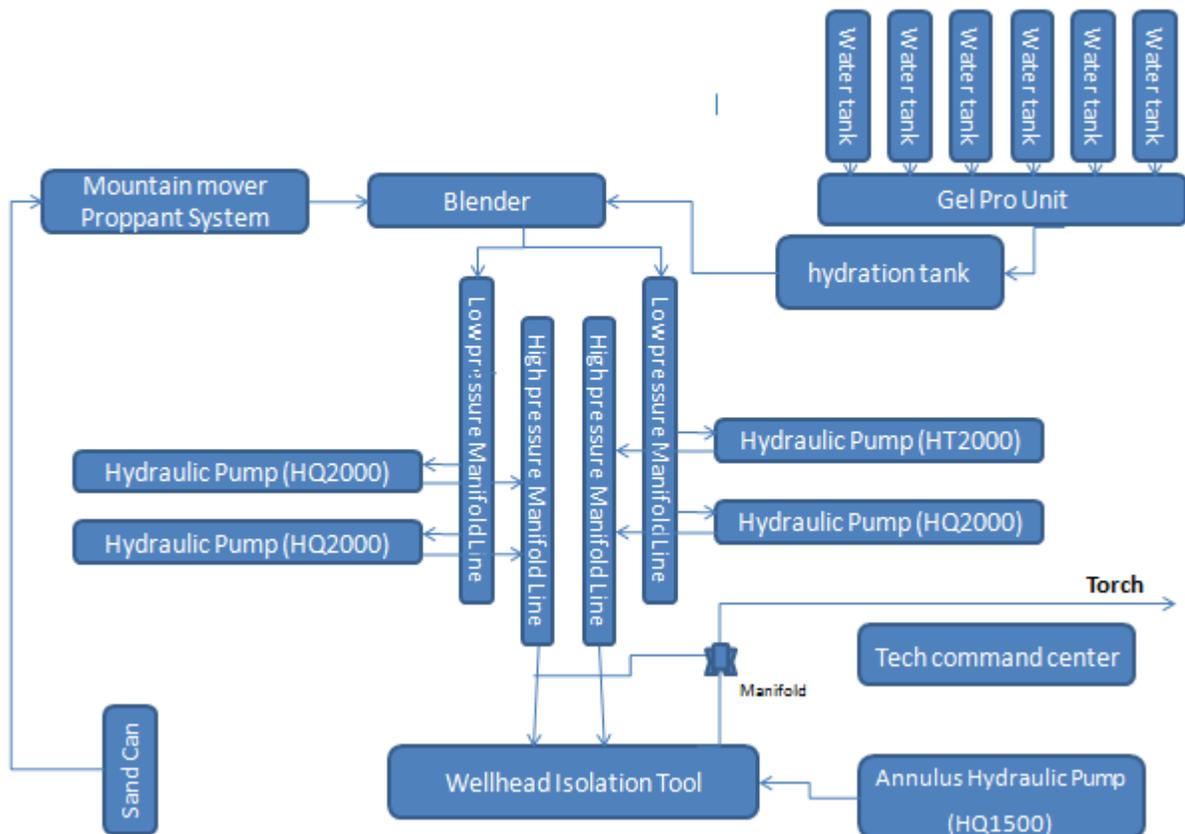


Figure 2.1: plan de site d'une opération de fracturation hydraulique [4]

- **Frac tank (réservoir d'eau) :** pour stocker l'eau traitée utilisé pour la préparation de gel de la fracturation.



Figure 2.2: Réservoir d'eau (frac tank). [4]

- **Blender (mélangeur)** : cet appareil sert à mélanger et à envoyer vers la pompe haute pression tout ce qui est nécessaire pour le fluide de fracturation (liquides, proppants, additifs).



Figure 2.3: Blender. [4]

- **Mountain Mover (réservoir de stockage d'agent de soutènement)** : est un stockeur d'agent de soutènements, sa capacité peut aller jusqu'à 2500 ft³. Il est divisé en cinq(5) chambres permettant de mettre les différents types de proppant.



Figure 2.4: Mountain Mover [4]

- **Pompe triplex** : c'est un appareil de pompage de fluide de fracturation à haute pression qui peut atteindre 20000 Psi.



Figure 2.5: Pompe triplex [4]

- **Manifold** : est un ensemble de vannes qui collecte des mélanges et peut résister à des pressions de 20000 Psi pour un débit de 75 bbl/mn.



Figure 2.6: Manifold. [4]

- **Pentre pump (Pompe Pentre)** : c'est une pompe de gonfler les deux espaces annulaires pour éviter l'écrasement de tubing ou tubage.



Figure 2.7: Pentre pump. [4]

- **Cabine de contrôle** : la place où le superviseur contrôle le débit d'injection, la pression de tête, de fond et d'annulaire...etc.

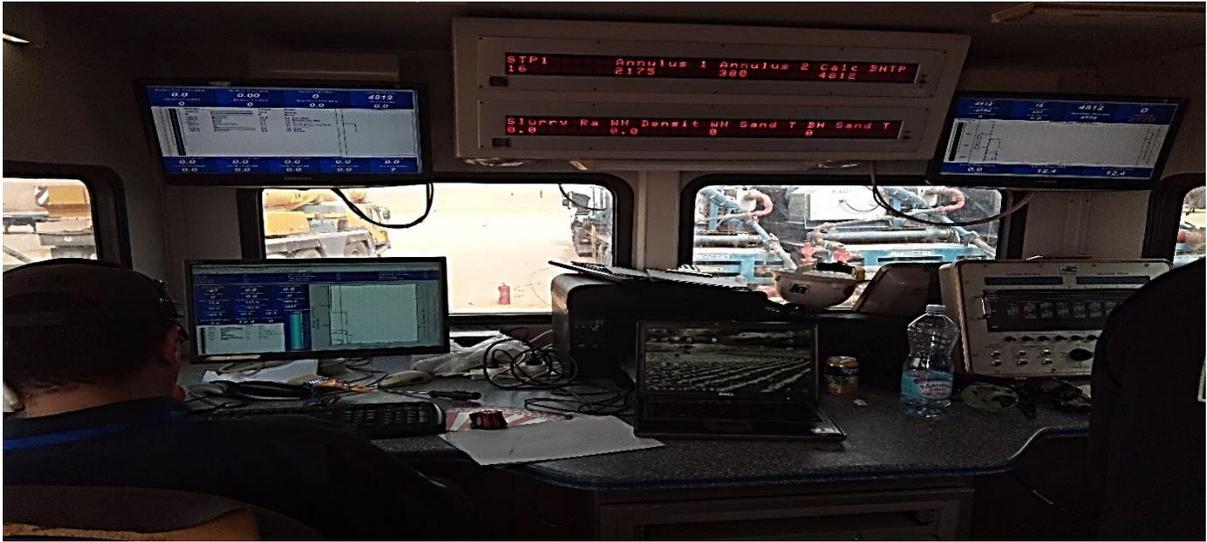


Figure 2.8: Cabine de contrôle. [4]

- **Wellhead isolation Tool (Outil d'isolation de tête de puits (Tree-saver ou WIT))**

C'est un dispositif qui permet à la tête de puits de résister à des pressions élevées. Il est utilisé pour éviter le changement de la tête de puits qui ne peut pas supporter des pressions critiques. Il sert à protéger la tête des puits à :

- des pressions élevées ;
- l'effet abrasif et corrosif des fluides et des agents additifs. L'accordement de cet outil se fait sans tuer le puits.

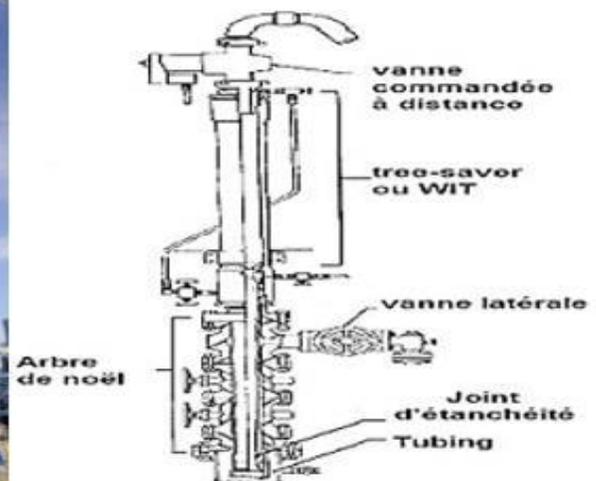


Figure 2.9: Wellhead isolation tool (Outil d'isolation de tête de puits) [4]

2.2.1.2- Déroulement de l'opération de fracturation et le programme de pompage

2.2.1.2.1- Déroulement de la fracturation

La fracturation conventionnelle se déroule suivant les mêmes étapes que la méthode Hiway la seule différence est dans le programme de pompage, le déroulement de l'opération est comme suite :

- **Break down test (test d'injectivité)**

Ce test est la première opération à réaliser, il consiste à l'injection d'un fluide tel que l'eau traitée, la saumure gélifiée ou non gélifié en régime de fracturation ayant pour but de :

- Vérifier si la formation absorbe le fluide.
- Déterminer le gradient de fracturation et par la suite la pression de pompage.
- Vérifier le comportement des équipements du puits:
 - ✓ Qualité de la cimentation.
 - ✓ Comportement des équipements de fond. [3]

- **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. [13]

- **Test de mini-frac (data frac)**

Le Mini frac est un ensemble de tests consécutifs effectués sur la formation qui permet d'amorcer et créer une **fracture non soutenue** pendant une durée de temps suffisante de manière à permettre par leurs analyse, de fournir les informations nécessaires sur les conditions régnantes au fond du puits, pour élaborer le design de notre opération de fracturation telles que:

- La pression de fermeture de la fracture;
- L'instantaneous Shut In Pressure (ISIP);
- La pression nette (P net) et le gradient de fracturation;
- Les pertes de charges
- Le coefficient de filtration
- L'efficacité du fluide
- La géométrie de la fracture, le modèle de propagation. [13]

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.
- **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 (environ 5 à 10 min) comme le montre la **figure 2.10**. Cette injection doit être accompagnée d'un enregistrement continu de la pression, et on obtient une courbe de la forme suivante: [1]

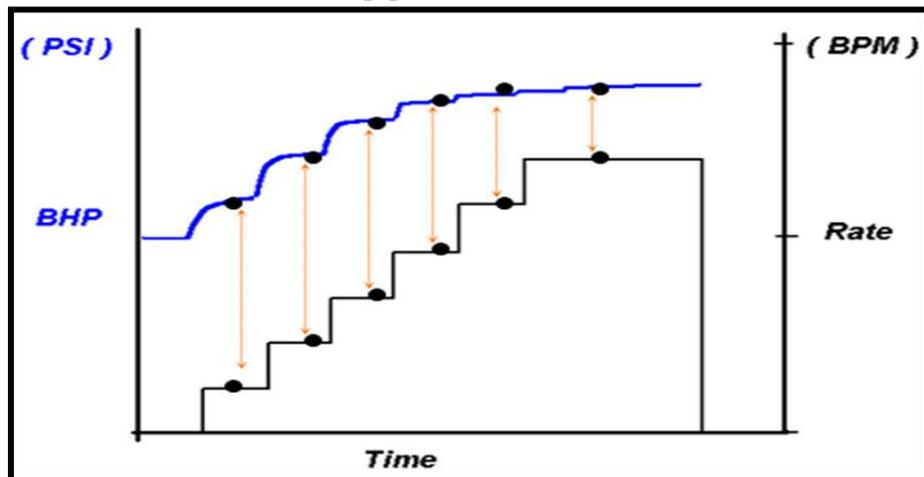


Figure 2.10: teste Step rate [1]

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:

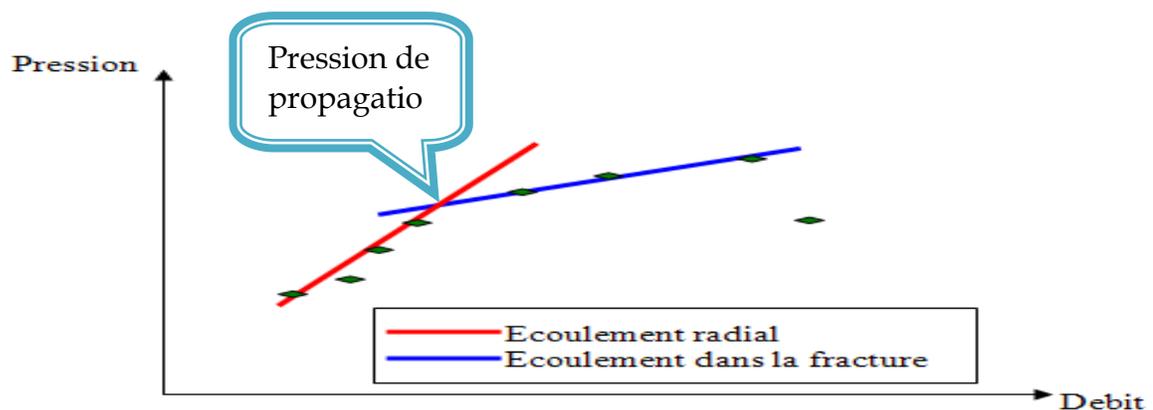


Figure 2.11: Variation de la pression en fonction de débit pendant le step rate test et estimation de la pression de propagation [1]

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. [1]

- **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. [13]

La figure ci-dessous montre l'influence du débit de flow back sur la réponse de pression, les trois courbes représentent les réponses de pression pour faible, idéal et haut débit. Le débit correct est habituellement $1/6$ au $1/4$ du dernier débit d'injection.

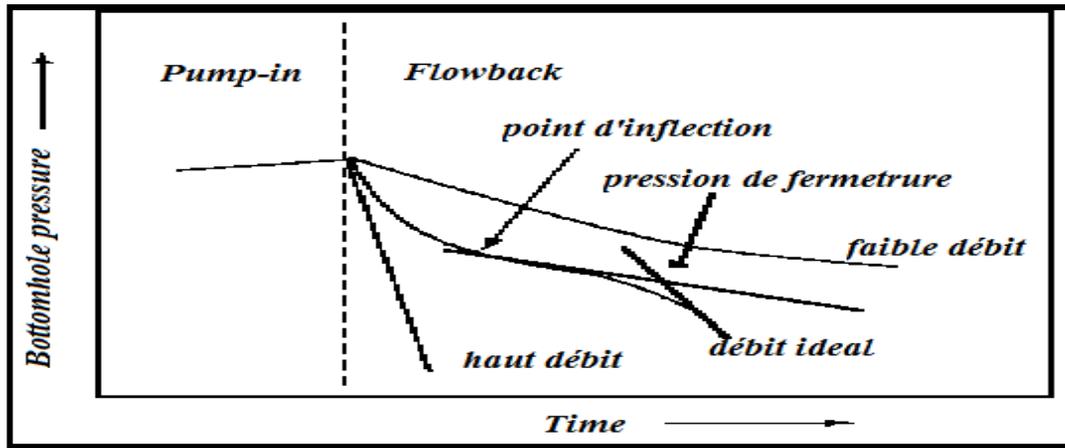


Figure 2.12: Pump in flow back test [1]

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. (Voir l'annexe 01 : figure 1) [13]

La restriction au voisinage du puits doit forcer la pression de fond à être inférieure à la pression de fermeture pendant le flow back, si ce dernier ne continue pas longtemps au-delà du point d'inflexion, la stabilité de la pression répondue peut fournir une meilleure estimation de la pression de fermeture. [1]

- **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. [15]

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

$$\eta = \frac{V_f}{V_i} = \frac{V_i - V_{Lp}}{V_i} = 1 - \frac{V_{Lp}}{V_i} \dots\dots (2.1)$$

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

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.

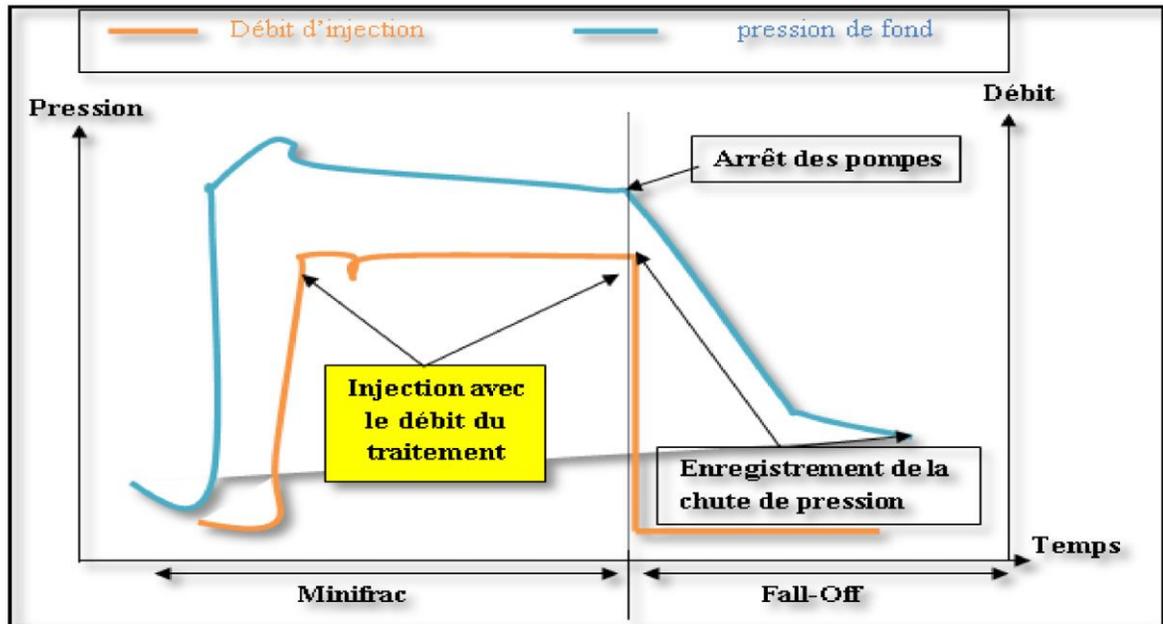


Figure 2.13: Pressure décline test après shut-in [15]

La pression de fermeture P_c est obtenue à partir d'un plot de pression en fonction de la racine carrée du temps. Le point d'inflexion de la courbe correspond à la pression de fermeture de la fracture.

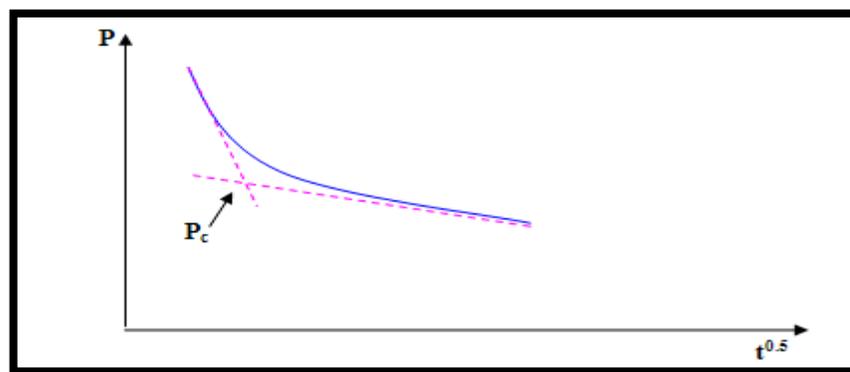


Figure 2.14: La pression de fermeture à base de shut-in test [15]

La figure suivante illustre les paramètres les plus importants quand peut déterminer à partir l'analyse du déclin de pression.

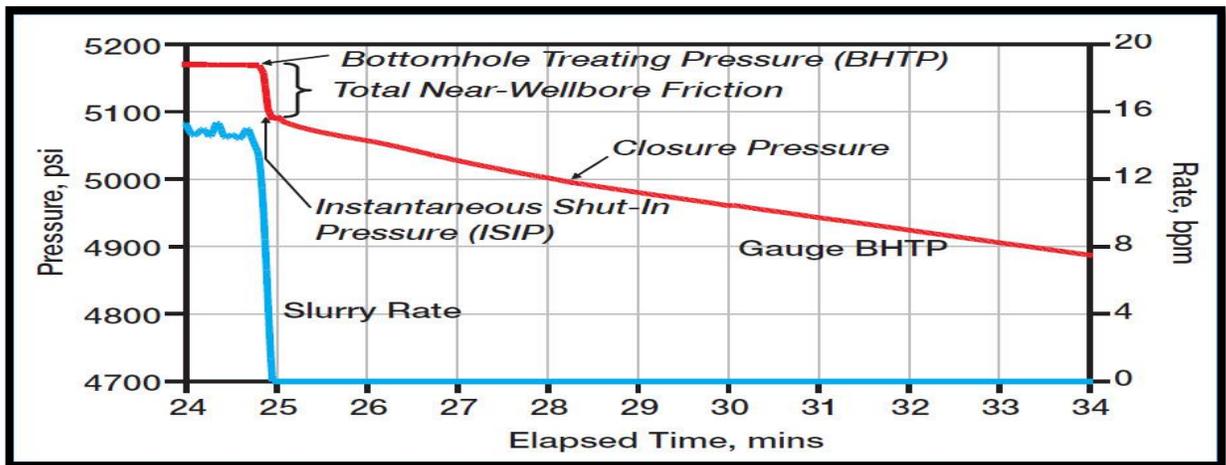


Figure 2.15: Exemple du courbe déclin de pression [3]

- **Traitement de l'opération de fracturation**

Comme suite:

- Injection d'un pad : c'est un fluide de fracturation généralement du gel réticulé non chargé en agent de soutènement, injecté en tête de puits dans le but d'initier et de développer une fracture en lui donnant une largeur permettant le passage des billes.
- Injection du slurry : est un mélange de gel réticulé agent de soutènement avec des additifs (breakers et retardateurs) ce mélange est utilisé pour maintenir la fracture, pour la méthode Hiway il y a une addition des fibres qui rendent le fluide plus stable.

- **Contrôle pendant l'opération de fracturation**

Il est nécessaire d'assurer le bon déroulement de traitement à chaque instant comme le programme d'injection prévu. De ce fait on contrôle les différents paramètres pendant le traitement :

- La pression en tête de puits
- Volume total du fluide injecté
- Concentration du fluide en proppant

- **Dégorgement de puits après le traitement**

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

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

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

En réalité, il est souhaitable de dégorgier le puits en augmentant progressivement le débit, de façon à éviter les variations brutales des contraintes effectives dans la formation et à sauvegarder la tenue des agents de soutènement dans la fracture. [3]

2.2.1.2.2- Programme de pompage

Le programme de pompage de la méthode HiWAY est basé sur un programme conventionnel la principale différence est que le proppant est livré en impulsions courtes pendant le traitement, chaque étape a une concertation de proppant donné, il peut y avoir un certain nombre de impulsions. Il existe deux types d'impulsions :

Impulsion de proppant (dirty) et impulsion de fluide propre (clean). Deux impulsions adjacentes « une impulsion de proppant et une de fluide propre » forment un cycle. Les impulsions sont caractérisées par une concentration (qui est en rapport avec l'étape à laquelle ils appartiennent) et la durée. La dernière étape d'un traitement par HiWAY nécessite l'addition continue d'un agent de soutènement tel qu'il serait effectué dans un traitement conventionnel. Le but de cette étape, appelée l'étape de queue (tail-in stage), est d'assurer une connexion stable, uniforme et fiable entre la fracture canalisée et le puits. Il est important de concevoir un tail-in stage assez court pour l'empêcher d'avoir un impact négatif significatif sur la conductivité globale de fracture. (Voir l'annexe 02 : figure 2 et figure 3) [13]

2.2.1.3- Lab test

2.2.1.3.1- L'analyse de l'eau

L'analyse de l'eau effectué au niveau du laboratoire montre si cette eau répond aux exigences du gel de fracturation utilisé d'après la salinité cette dernière est déterminé a partir de la composition de l'eau «nombre de cations et d'anions ». [5]

2.2.1.3.2- Spécifications des fluides HiWAY

La concentration d'additifs dans un gel linéaire peut affecter sa stabilité et sa performance. C'est pourquoi le comportement d'un liquide de fracturation avec l'excès correspondant d'additifs doit être testé ainsi que les procédures courantes d'QA et de QC du fluide. Il est recommandé de tester la concentration la plus élevée d'additifs correspondant à l'étape de concentration la plus élevée du proppant. [13]

- **Chargement des polymères**

Pour éliminer ou réduire au minimum la décantation des impulsions de proppant à l'intérieur de la fracture, il est nécessaire de maintenir une viscosité suffisante du fluide. L'ajout

de fibres est obligatoire pour les traitements HiWAY, car il réduit considérablement la décantation. Cependant, la viscosité des fluides devrait également être assez élevée. [13]

La viscosité du fluide dans un traitement HiWAY ne doit pas être inférieure à 100 cP à 170 s⁻¹ à la température de fond pendant le pompage et la fermeture de la fracture. Dans certains cas, en particulier pour les longues périodes de fracture, il peut être bénéfique pour augmenter la viscosité minimale du fluide à 300 cP au 170 s⁻¹.

Cela peut nécessiter une augmentation de la charge de polymère par rapport au traitement conventionnel. En raison de l'amélioration du processus de dégorgement des fractures dans un traitement HiWAY, l'augmentation de la charge de polymère n'est pas susceptible d'affecter la performance finale de la fracture. En général, la charge de polymère dans un traitement HiWAY ne doit pas être inférieure à celle utilisée dans un traitement conventionnel.

Les recommandations susmentionnées sont assez générales. Une analyse détaillée devrait être effectuée pour chaque cas spécifique, étayée par des informations tirées du manuel correspondant du polymère et des résultats des essais de viscosité à haute pression à haute température (HPHT). [13]

- **Breaker 'briseur'**

Afin d'éviter la décantation, il faut optimiser le programme des briseurs 'breaker'. Le critère d'optimisation est que le gel ne doit pas se dégrader complètement tant que la fracture n'est pas fermée. En raison de l'impact possible de la fibre sur la stabilité du fluide, il faut optimiser le programme des breakers pour le fluide chargé de fibres. En aucun cas, le temps de vie du fluide ne doit être inférieur au temps de pompage du fluide plus le temps de fermeture de la fracture, ou il peut y avoir décantation prématurée de proppant. [5]

- **Agent de retard 'Delay agent'**

Il est important pour un traitement HiWAY que les liaisons croisées 'cross-linking' se produisent avant que le fluide n'atteigne les perforations. Par conséquent, le délai de l'impulsion propre ne doit pas être supérieur à la moitié du temps nécessaire pour que le fluide pompé atteigne les perforations. [5]

- **Essai de fluides**

- La procédure d'AQ et de CQ est la même que pour un traitement conventionnel.
- La procédure d'AQ et de CQ pour le fluide crosslinked exige des tests supplémentaires en raison de la formulation différente du gel dans une impulsion propre et une impulsion de proppant.

Les éléments suivants sont obligatoires pour la procédure d'essai des fluides. [5]

❖ Essai de fluide de fracturation à la BHST

Le fluide de fracturation doit être testé à la BHST. Seules le pad et les premières impulsions de proppant sont exposés à la BHST. De façon générale, l'exigence minimale de viscosité du liquide doit respecter les pratiques exemplaires et les exigences des clients, ou les deux. Il est fortement recommandé d'effectuer des tests de base fluides sans breaker et des essais de breaker en présence des fibres à des concentrations conçues. [5]

❖ Essais du fluide de fracturation à partir des impulsions de proppant

Le fluide dans les impulsions de proppant est soumis à des températures inférieures à la BHST. Des tests à plusieurs **températures** sont recommandés : par exemple, à des températures qui correspondent au milieu du traitement, et à la dernière étape de proppant

Il est recommandé de :

- ✓ d'effectuer des essais de rupture 'breaker test' d'un fluide à partir d'une impulsion de proppant et d'une impulsion propre.

De plus, des essais de base (sans breaker) pour un fluide provenant d'une impulsion de proppant devraient également être effectués. [5]

- ✓ Effectuer des essais de breaker en présence des fibres à des concentrations conçues.

NB :

- Les critères de réussite au test est la capacité du fluide à démontrer une viscosité suffisante dans les conditions d'essai données pendant la durée du pompage et de la fermeture de la fracture.
- Un tableau contient résumé des essais recommandés. (**Voir l'annexe 01 : tableau 1**)

• Critères de sélection du proppant :

Lors de la sélection du proppant pour un critère de sélection du proppant :

- Il n'y a pas de limitation ou de restrictions sur le type de proppant utilisé dans les traitements HiWAY (à l'exception de l'étape de **queue 'tail-in'**); cependant, il y a quelques points importants à examiner. Lors de la sélection du proppant pour un traitement HiWAY, il est important de comprendre la différence essentielle entre le traitement HiWAY et le traitement conventionnel. La conductivité dans une fracture HiWAY est régie par la conductivité des canaux, et (presque) ne dépend pas des propriétés du proppants. Par conséquent, il n'y a aucun avantage à utiliser des matériaux de haute qualité en céramique ou de grandes mailles 'meshs'.

- Pour l'étape de queue 'tail in' : les considérations qui précèdent ne s'appliquent qu'à la partie principale du HiWAY, où le proppant n'est utilisé que comme matériau pour empêcher les parois de fracture de se fermer autour des canaux ouverts. L'objectif de la dernière étape du traitement ' l'étape de queue' est de créer un chemin conducteur entre la fracture et le puits. La conductivité de l'étape de queue dépend de proppant, et donc le proppant utilisé dans cette étape doit être sélectionné en utilisant les principes conventionnels de sélection de proppant.

- **L'importance des fibres pour assurer la stabilité de la structure:**

Les expériences en l'laboratoire et les essais sur le terrain ont démontré que la fibre ajouté dans les impulsions de proppant est important dans la technologie HiWAY, car :

- ✓ Il améliore les propriétés de transport de proppant.
- ✓ Réduit le risque de dispersion de proppant
- ✓ Diminue considérablement la vitesse de sédimentation / décantation. [13]

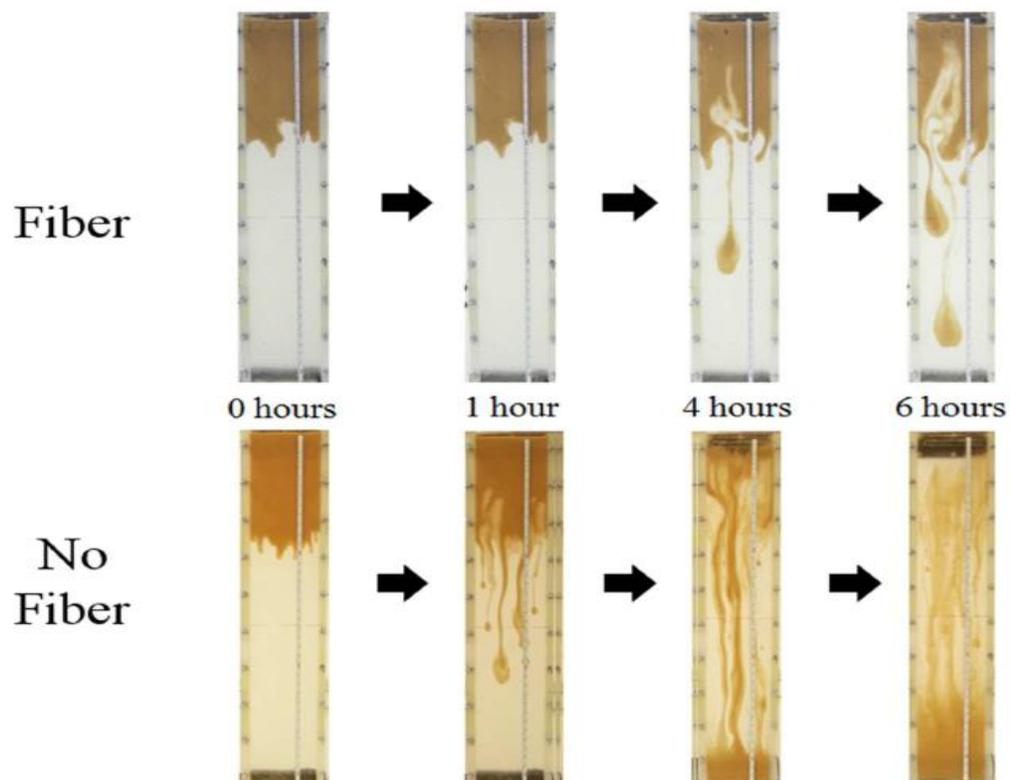


Figure 2.16: Expérience de test de décantation avec et sans fibre. [13]

2.2.2- L'aspect technique

Pour comparer entre la fracturation conventionnelle et la méthode HiWAY, il est important de parler de la différence de la productivité en général et de la conductivité de la fracture en particulier.

2.2.2.1- Conductivité adimensionnelle de la fracture

La conductivité adimensionnelle de la fracture est représentée par le rapport :

X_f : Extension de la fracture.

W_f : Épaisseur de la fracture.

K : La perméabilité de la formation.

K_f : La perméabilité de la fracture.

$$F_{CD} = \frac{K_f W_f}{K X_f} \dots\dots (2.2) [9]$$

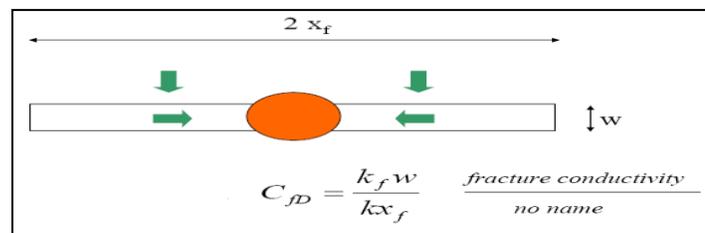


Figure 2.17: Représentation de la conductivité adimensionnelle de la fracture. [9]

2.2.2.2- La longueur de la fracture (X_f)

C'est la distance entre le puits et le point situé au bout de la fracture, donc elle peut être la longueur ou la demi-longueur d'une fracture suivant que ce dernier est un ou deux ailes symétriques. [9]

2.2.2.3- La productivité du puits

La méthode actuelle HiWAY consiste à utiliser la conception conventionnelle de la fracturation comme base, puis à répartir chaque étape de pompage de proppant en un certain nombre de périodes alternées de suspension et de fluide propre, pour créer des canaux à haute conductivité à l'intérieur de la fracture, qui sont soutenus par des piliers.

Avec la méthode Hiway, ce n'est pas seulement la conductivité accrue qui contribue à la productivité du puits. Il est possible de réaliser également l'avantage secondaire suivant de la technologie HiWAY. [14]

2.2.2.4- Augmentation effective de la demi-longueur de fracture

Le mode de pompage de la méthode Hiway permet de s'assurer que le fluide de fracturation atteint de longues distances. Les canaux ouverts créés à l'intérieur de la fracture augmentent périodes alternées de suspension et de fluide propre, pour créer des canaux à haute conductivité à l'intérieur de la fracture, qui sont soutenus par des piliers. [13]

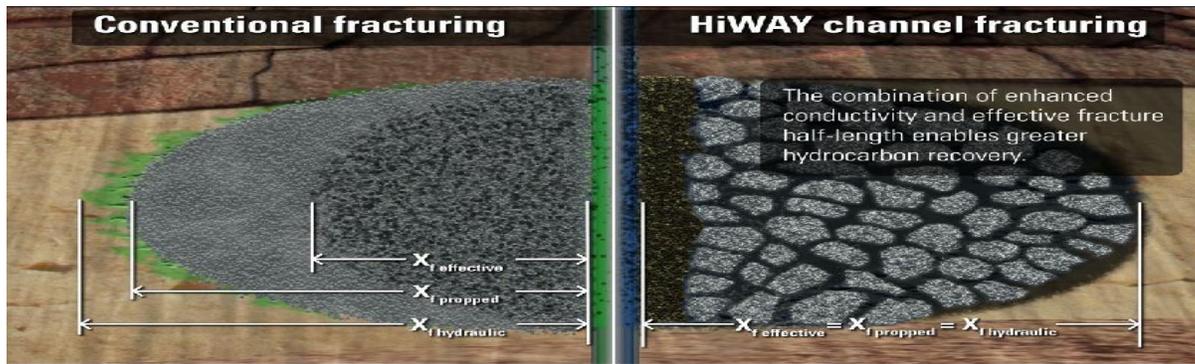


Figure 2.18: Demi –longueur effectif pour le HiWAY à gauche et pour la fracturation conventionnelle a droite. [14]

- **Diminution de la probabilité des screenout ‘de filtrage’**

Ceci est obtenu principalement en réduisant la concentration effective de l'agent de soutènement « le proppant » (rapport de la masse de proppant au volume du fluide pompé dans une étape de proppant) en pulsant le proppant. Des impulsions propres peuvent contribuer à empêcher l'accumulation de proppant dans la zone proche du puits de forage, ce qui pourrait entraîner un screenout. Un autre facteur contribuant à cela est la taille de maille inférieure de proppant qui peut être utilisé dans les traitements HiWAY sans compromettre les performances de fracture. [13]

- **Diminution de la probabilité de reflux de proppant ‘flowback’**

Dans une fracture HiWAY, le fluide de réservoir s'écoule, non pas à travers le pack de proppant (comme dans une fracture conventionnelle), mais à travers les canaux. Par conséquent, la force de traînée exercée par le fluide sur les proppants est réduite, ce qui à son tour réduit la probabilité de reflux de proppant. [13]

- **Amélioration des performances à long terme**

Les canaux ouverts, créés à l'intérieur d'une fracture Hiway, sont moins enclins à se boucher par migration à grande échelle ou fine ; par conséquent, ils sont capables de maintenir une conductivité plus élevée pendant des périodes plus longues. [13]

- **Diminution des ressources utilisées**

Pour comparer entre la fracturation conventionnelle et la méthode Hiway il faut parler sur le cumul de production ainsi que le fluide de fracturation et le volume de proppant utilisé dans les deux méthodes, il suffit donc de montrer ce exemple fait par Schlumberger qui montre une réduction de l'utilisation de proppant et amélioration de 26 % par rapport à la moyenne de 17 puits avec moins de ressources. (Voir l'annexe 01 : figure 4 et tableau 2) [14]

2.2.3-L'aspect économique

2.2.3.1- Coût de l'opération

Chaque opération pétrolière doit être munie d'un support économique qui fera objet d'étude concernant le rendement de cette opération.

Le montant d'exécution de l'opération est basé sur plusieurs facteurs tels que :

Les produits utilisés : coût du fluide de fracturation et de l'agent de soutènement et les fibres pour le HIWAY.

L'exécution de l'opération : coût des équipements et du personnel. [4]

Une évaluation économique consiste à prendre en compte la tarification de l'opération en question, ajoutant à cela tous travaux de préparation dont l'objet est de préparer le terrain pour sa mise en œuvre (travaux préliminaires) ainsi que ceux relatifs à la remise en état 'Post-job' ou déroulants comme conséquence directe afin de compléter le 'Job'.

2.2.3.2- Coût dû au manque de production (temps d'arrêt)

Le puits a été fermé au cours et après l'opération de fracturation hydraulique pour une durée. On calcule le coût dû à l'arrêt (manque) de production (CMP) pendant cette période telle que : [4]

$$\text{CMP} = \text{Vcumulé} * \text{Prix Unit}$$
$$\text{Vcumulé} = \text{Qavant frac} * \text{T arrêt}$$

Avec :

$T_{\text{arrêt}}$: Temps d'arrêt du puits.

Prix Unit: Prix de référence moyen d'un baril de brut algérien durant la période de l'opération.

2.2.3.3- Délai de récupération de la charge engendrée

On a un gain de débit ΔQ , en terme de cash-flow (CF), cela correspondra à :

$$\text{CF} = \Delta Q * \text{Prix Unit} \text{ (Par unité de temps)}$$

Ainsi, à base du gain calculé que le délai de récupération de l'investissement « POT : Pay Out Time (POT) » pourra être estimé par :

$$\text{POT} = \frac{\text{CG}}{\sum \text{CF}}$$

Sachant que le coût global d l'opération en question est :

$$\text{CG} = \text{CO} + \text{CMP}$$

La récupération de l'investissement a commencé à partir de la remise en production. [4]

2.2.3.4- Flux de trésorerie mensuels (Cash-flow)

$$\text{Cash-flow (\$)} = \text{Prix moyen du baril (\$)} \times \text{quantité de baril}$$

2.2.4- Les problèmes de la fracturation hydraulique

Malgré le progrès qu'a connu la technique de fracturation, sa réalisation sur chantier rencontre toujours des problèmes, dont on peut citer :

2.2.4.1- Effets de tortuosité et frictions aux perforations

Les perforations consistent en un certain nombre de petits trous, à travers lesquels un fluide hautement visqueux est pompé avec un débit très élevé.

Par conséquent, il est clair qu'il y a une chute de pression due aux frictions au niveau de ces perforations. Cependant, quatre choses agissent pour rendre cette chute de pression complexe et difficile à savoir :

- Le fluide pompé ne pénètre pas à travers toutes les perforations car la formation ne se casse qu'aux points les plus faibles et non pas sur tout l'intervalle perforé simultanément.
- Les perforations actives s'érodent et augmentent en diamètre tout au long du traitement car les proppants sont très abrasifs.
- Certaines perforations peuvent être bloquées ou partiellement bloquées suite aux différents endommagements. La tortuosité commence là où les perforations se terminent. Dans un cas idéal, il y aurait, une connexion lisse et large entre les perforations et le corps de la fracture ou des fractures. [6]

Cependant, des fois ce n'est pas le cas et le chemin d'écoulement est limité. Parfois, ce chemin d'écoulement peut être limité de telle sorte qu'il affecte significativement le traitement. En fait, la tortuosité est probablement la plus grande cause du screen-out

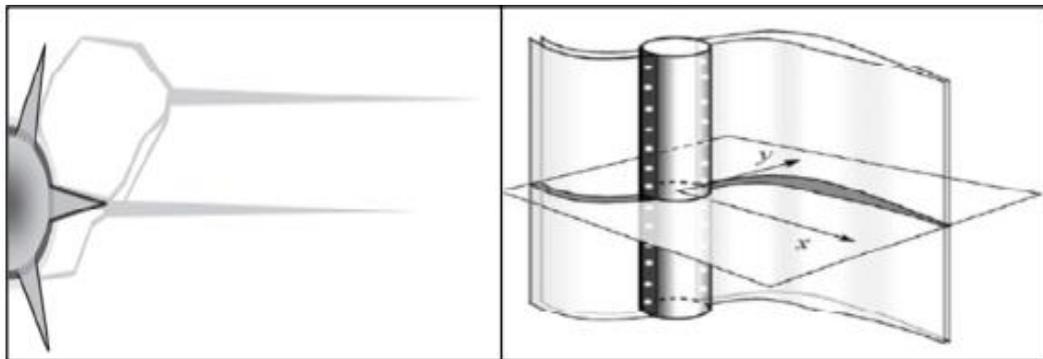


Figure 2.19: Illustration schématique des chemins d'écoulements rétrécis entre les perforations et la (les) fracture(s) elle(s)-même(s) qui causent la tortuosité.

2.2.4.2- Le Colmatage

Un traitement par fracturation conçu pour améliorer la productivité d'un réservoir, peut néanmoins être une source de colmatage de la formation. Cela peut être dû aux :

- Fluide de fracturation : il peut causer l'endommagement de la formation ou de la conductivité de la fracture par :
 - La formation d'émulsion avec le fluide de formation.
 - La haute viscosité qui cause un mauvais dégorgeement.
 - Les résidus laissés en place après dégradation du fluide.

Agents de soutènement : par l'écrasement du proppant dans la formation qui est dû au mauvais choix des agents de soutènement. (Voir l'annexe 01 : figure 5) [8]

2.2.4.3- Le Screen-Out

L'augmentation de la pression, à partir du moment où les billes arrivent au fond, est due aux différents Screen-Out dont on cite :

- Tip Screen-Out.
- Medium Screen-Out.
- Screen-Out à l'entrée. [10]

2.3- Conclusion

On conclue que sur les trois plans 'l'opérationnel, technique et l'économique' la différence entre la fracturation conventionnelle et la fracturation par la méthode Hiway est la suivante :

- La disposition des perforations (réduction de densité perforation dans le Hiway ce qu'il implique une réduction du coût de l'opération).
- La manière et le volume d'injection de proppant ou la quantité de proppant utilisée dans le Hiway est faible comparant à la fracturation conventionnelle.
- L'utilisation des fibres dans le Hiway crée des voies ouvertes à l'intérieur de la fracture permettant aux hydrocarbures de traverser les canaux stables plutôt que de traverser les proppant comme dans le cas conventionnelle. En effet, ceci optimise la connectivité entre le réservoir et le puits ayant pour conséquence la conductivité infinie de la fracture.
- Le dégorgeement du puits dans le Hiway est plus rapide après l'opération suite à la présence des canaux à haute conductivité, donc moins d'endommagements.
- Grâce au programme de pompage dans la méthode Hiway le risque de bouchage 'screenout' est très faible par rapport à la fracturation conventionnelle
- Une augmentation de la production à partir de la conductivité infinie de la fracture et d'une grande surface de contact effectif ' la demi-longueur effective est plus grande pour la fracture' grâce au programme de pompage dans la technique 'Hiway'. (Voir l'annexe 01 : figure 6) [13].

CHAPITRE 03

INTERPRETATION ET COMPARAISON DES RESULTATS

(ETUDE DE CAS)

3.1- Introduction

Notre présent travail vise à mettre en évidence l'efficacité de la fracturation hydraulique dite « conventionnelle » comparée à la méthode HiWAY tout en expliquant les différences entre les deux méthodes. Pour cela nous avons sélectionné plusieurs puits situés dans la région Tin Fouyé Tabankort (TFT) (wilaya d'Illizi).

TML3 et AMA81 ont été fracturés par la technique HiWAY, ces puits sélectionnés avec d'autres puits fracturés par des techniques conventionnelles comme TML5 et AMA72, nous guideront pour lever l'ambiguïté qui peut survenir lors de la décision de réaliser le travail de fracturation pour chaque puits.

La Région de Tin Fouyé Tabankort est située dans la partie Nord-Ouest du bassin d' Illizi, plus précisément à 300 km au Nord - Ouest d'In-Amenas, à 500 km au Sud - Est de Hassi – Messaoud et à 1400 Km au Sud-Est d'Alger

La Région de Tin Fouyé Tabankort recouvre une aire de 4000 km², et elle est composée de 13 périmètres (gisements) d'exploitation.

1. Tin Fouye Tabankort-----TFT.
2. Amassak Tirarimine-----AMA
3. Tin Fouyé Ouest-----TFW
4. Tin Fouyé Tabankort 100-----TFT100
5. Tin Fouyé Tabankort Est-----TFTE
6. Tamendjelt-----TAM
7. Tin Fouyé-----TFY
8. Tin Fouyé Nord-----TFN
9. Djoua-----DJW
10. Hassi Mazoula Nord-----HMZ
11. Hassi Mazoula Sud-----MZS
12. Hassi Mazoula B-----HMZB
13. Tifernine-----TFR

Le gisement de TFT se divise en deux réservoirs selon l'âge, l'un d'âge Dévonien et l'autre d'âge Ordovicien (IV-3), mais le réservoir principal dans la région est l'ordovicien qui est divisé en plusieurs unités, les plus importantes sont IV-3 et IV-2 qui sont caractérisés par de importants variations de faciès, d'épaisseur, de lithologie et de caractéristiques pétro physiques.

3.2- Valorisation des résultats entre TML3 ET TML5 (Réservoir Dévonien C3-I)

3.2.1- Puits TML3

3.2.1.1- Situation et présentation du puits TML3

Le puits TML3 est un puits producteur d'huile situé au champ de TIMELLALINE (TML) dans le périmètre d'exploitation TIN FOUYE WEST (TFW) de la région TIN FOUYE TABANKORT (TFT). Il se trouve à 510 m au Sud du puits TML5 et à 2100 m au sud du puits TML2 avec les coordonnées suivantes (U.T.M): (**figure 3.1**)

Tableau 3.1 : Les coordonnées UTM et géographiques du puits TML3.

U.T.M		Géographiques
X	350 451,27	M=07° 28' 25'' 67012 E
Y	3 139 672,38	L=28° 22' 37'' 50821 N

3.2.1.2- Situation et stratigraphie du puits TML3

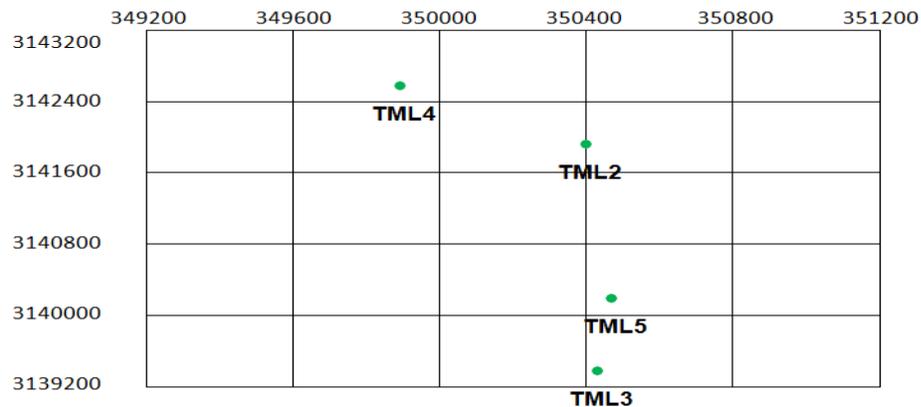


Figure 3.1: Situation géographique des puits TML3

Tableau 3.2 : Stratigraphie du puits TML3.

Age	Profondeur (m)	Etage	Lithologie	
Crétacé	150	Cénomaniens	Calcaire, argile, gypse	
	238	Albien	Sable, argile	
	273	Aptien	Argile, dolomie	
	448	Barrémien	Sable, argile	
	527	Néocomien+Malm	Sable, argile, lignite	
Jurassique	759	Dogger	Sable, argile, lignite	
	869	Lias	Sable, poussière de grès, poussière de calcaire	
Carbonifère	947	Viseen tournaisien	Argile	
Dévonien	1040	Réservoir F2	Grès	
	1326	Série argileuse	Argile, grès	
	1350	C3-I	Réservoir F6	Grès
	1372	C2-II		Argile, grès
	1372	C1-I		Grès
Gothlandien	1397	B2-IV-V	Argile, grès	

3.2.1.3- Paramètres du Réservoir

Tableau 3.3 : Les paramètres du réservoir dévonien du puits TML3.

Réservoir	Dévonien
Roche	Gréseuse
Module d'Young	1 à 3 Mpsi
Coefficient de Poisson	0,20 à 0,35
Production	Huile
Pression initiale	1911 psi
Pression moyenne actuelle	1220 psi
Température du fond	69 °C
Perméabilité moyenne	10 mD
Porosité moyenne	14,5 %
Pourcentage moyen d'argile	9,82 %
Côte du toit	1 327,3 m
Côte du mur	1 352 m
Profondeur totale mesurée du puits	1 398 m
Hauteur totale	25 m
Hauteur utile	19 m
Saturation initiale en eau	17,8 %
Contact huile/eau possible (WOC) 1	1 362 m

TML3 : le puits a été fracturé le 20 octobre 2014

- IL a été foré en mars 2007, complété par un tubing 2 "7/8, 6.5 lbm/ft, N80, il est équipé de 2 mandrins de gas lift à des profondeurs de 445 m et 878 m.

Son DST a donné 8 m³/j. En mars 2011 le puits a un débit de 16.1 m³/j, et en février 2013 le puits avait un débit de 6.4 m³/j, d'après les tests de mesures de débit ce qui signifie qu'il y a un problème dans le réservoir. Le puits nécessite une opération de fracturation.

- Le TML3 a choisi pour la nouvelle technique HiWAY.

La mesure du thermomètre n'a pas été réalisée pour les raisons suivantes :

- Le réservoir est confiné entre deux bancs épais d'argile.
- La cimentation est très bonne au-dessus et en dessous de la zone fracturée.
- Le plan le contact huile/eau est suffisamment loin du mur des perforations.

3.2.1.4- Evaluation et résultats de l'opération HiWAY

Les résultats de la fracture sont présentés sur : **figure 3.2, figure 3.3, tableau 3.4 et tableau 3.5.**

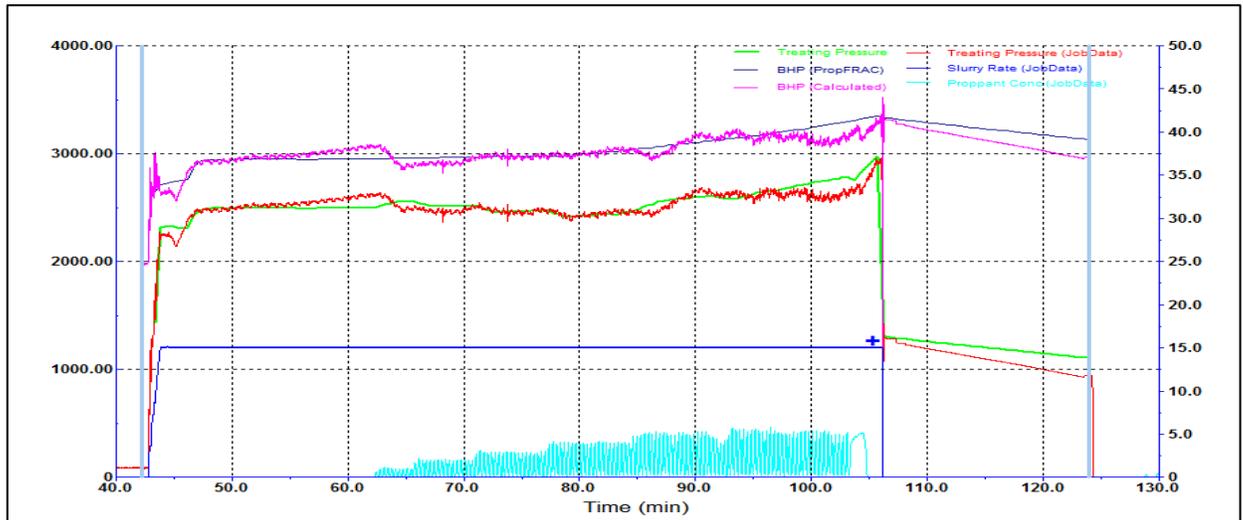


Figure 3.2: Enregistrement de l'opération Main frac pour le puits TML3.

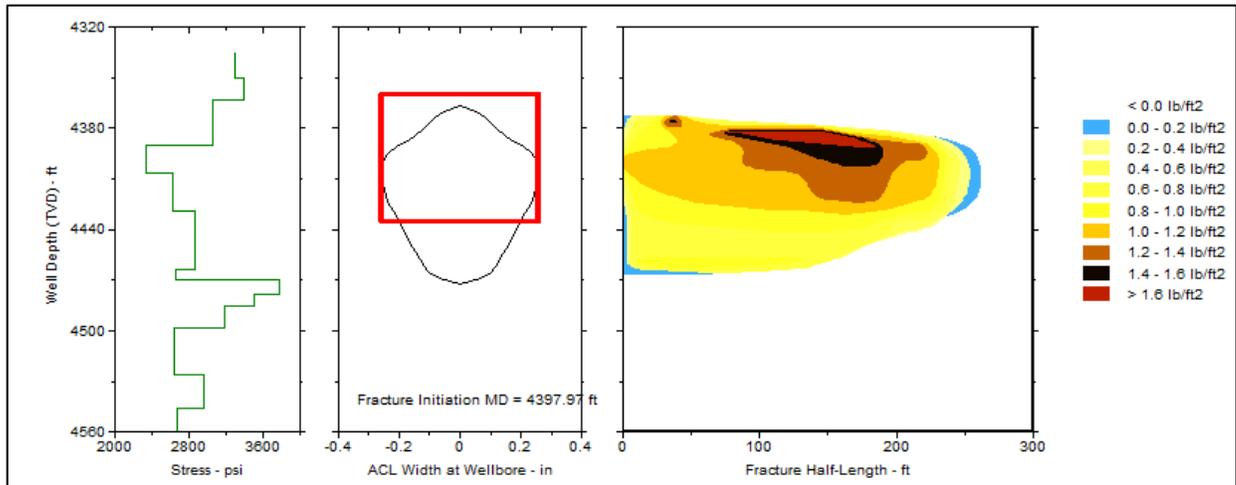


Figure 3.3: Plot de la distribution des proppants pour le puits TML3.

Tableau 3.4 : Principaux résultats du main-frac pour le puits TML3.

Technique de fracturation	HI-WAY
X_f (Demi longueur)[m]	81,0
H_f (Hauteur) [m]	31,1
E_f (Epaisseur) [in]	0.107

Pression nette [Psi]

1004

Tableau 3.5: Tableau récapitulatif de traitement principal de la fracturation HiWAY.

	Design (Simulé)	Ré-design	Exécution	
Volume et type de fluide linéaire	WF125 – 23.1	WF125 – 23.1	WF125 – 32.9	bbl
Volume et type de fluide réticulé	YF125HTD – 872	YF125HTD – 872	YF125HTD – 863.4	bbl
Volume total de Slurry	936.4	936.4	964.2	Bbl
Type de Proppant	20/40 ISP – 16/30 ISP	20/40 ISP – 16/30 ISP	20/40 ISP – 16/30 ISP	-
Proppant totale	28,587 – 18,124	28,587 – 18,124	28,648 - 17,721	lbs
Proppant totale dans Formation	45,662	45,662	45,320	lbs
PAD % (dirty)	31.2 (Conv)	31.2 (Conv)	30.2 (Conv)	%
Débit	15	15	15	bbl/min
Dernière concentration de proppant au fond	6	6	6	PPA
Pression Moyenne	2,820	2,820	2,630	Psi
Pression maximale	3,882	3,882	2,940	Psi
Pression nette	661	661	763	Psi
Efficacité	40.4	40.4	30.6	%
Demi-longueur soutenue	112.6	112.6	81	m
Hauteur au puits	31.8	31.8	32.1	m
Largeur de fracture	0.152	0.152	0.107	in
La perméabilité de la fracture	/	/	162297737	mD

3.2.1.5- Conductivité adimensionnelle de la fracture (FCD)

D'après le chapitre 2 :

On a : $K_f = 162297737$ mD.

$$Fcd = \frac{162297737 \times 0.107 \times 0.0254}{10 \times 81}$$

Chapitre 03 : interprétation et comparaison des résultats (étude de cas)

- Donc dans ce cas, la conductivité adimensionnelle de la fracture est : **Fcd= 544,5598666**.

3.2.1.6- Estimation du Skin après fracturation

D'après l'abaque représenté sur l'**annexe 02 : figure 1**, on détermine la valeur du skin en fonction de la conductivité adimensionnelle de la fracture.

Dans ce cas, avec: $X_f=81\text{m}$ et $r_w=3,5\text{in}=0,0889\text{m}$.

On trouve: **$S_f = -6,114692291$** .

$$S_f = 0.7 - \ln\left(\frac{X_f}{r_w}\right) = 0.7 - \ln\left(\frac{81}{0.0889}\right)$$

- La valeur négative du skin confirme la réussite de l'opération pour ce puits.

3.2.1.7- Mesures des débits du puits TML3 avant et après fracturation

Afin d'établir un rapport d'évaluation concernant l'apport quantitatif résultant de la fracturation hydraulique, il est recommandé de comparer les mesures des débits précédent l'opération sus citée en se référant à l'historique du puits pour les deux périodes à savoir : pré-frac et post-frac.

Tableau 3.6 : Historique de production du puits TML3.

	Date de mesure	Débit d'huile (m3/j)	Débit d'eau (m3/j)	Débit de gaz injecté (m3/j)
Avant fracturation	15/11/2009	8	0	5570
	01/12/2010	10.4	0	7830
	15/03/2011	16.1	0	7470
	07/10/2012	8.8	0	6440
	20/02/2013	6.4	0	4490
Après fracturation	10/11/2014	35.7	0	9595
	27/12/2014	35.7	0	9595

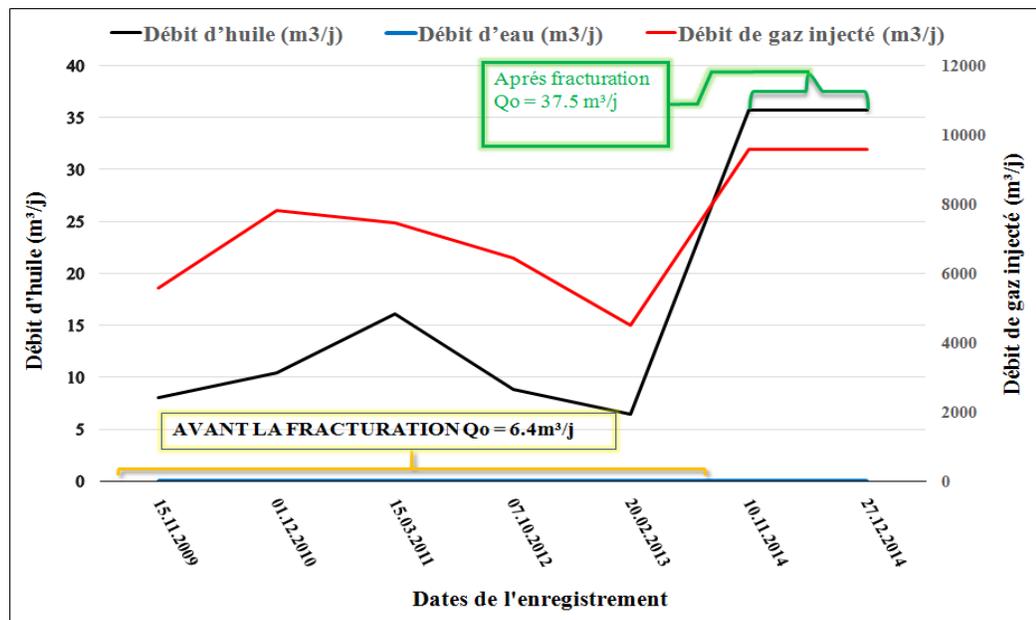


Figure 3.4: Evolution du débit d'huile sur séparateur, du débit d'eau produite et du débit de gaz injecté pour le puits TML3.

3.2.1.8- Evaluation quantitative de l'opération de mesure

Pour permettre une évaluation objective de l'opération ; on procède à une comparaison des résultats de mesures avant et après fracturation avec des paramètres d'exploitation communs.

Tableau 3.7 : Etat du puits TML3 avant et après fracturation.

Période de mesure	Avant fracturation 20/10/2014	Après fracturation 10/11/2014
Complétion	Tubing 6,50 Lbs/ft N80 D _{int} = 62 mm	Tubing 6,50 Lbs/ft N80 D _{int} = 62 mm
Débit d'huile à 15°C (m3/j)	6,40	35,70
Débit de gaz injecté (m3/j)	4490	9595

Interprétation :

De premier aperçu on remarque une nette amélioration du débit après fracturation du puits TML3, cette augmentation est de l'ordre de **Q=29,3 m3/j**. Sachant que la complétion du puits est restée la même après fracturation.

3.2.1.9- Evaluation économique du puits TML3

Le coût de l'opération de fracturation hydraulique du puits TML3 par la méthode HiWAY est le suivant : **Co=247174,6 \$**

Chapitre 03 : interprétation et comparaison des résultats (étude de cas)

- **Coût dû au manque de production (temps d'arrêt)**

Le puits a été fermé au cours et après l'opération de fracturation hydraulique pour une durée de 2 jours. D'après le chapitre 2 on calcule le coût du à l'arrêt (manque) de production (CMP) pendant cette période telle que :

$$V_{\text{cumulé}} = 6.4 * 2 = 12.8 \text{ m}^3 = 80,509578 \text{ bbl}$$

$$\text{CMP} = 80,509578 * 86.2 = 6940 \$$$

- **Délai de récupération de la charge engendrée**

La récupération de l'investissement a commencé à partir de la remise en production du puits à savoir : le 22/10/2014.

Les prix moyens du baril du brut algérien durant la période octobre-novembre 2014 sont donnés: (86.2\$, 80\$). On a un gain de débit $\Delta Q = 29.3 \text{ m}^3 = 184,291456 \text{ bbl/j}$. Alors :

$$CF_{\text{Oct}} = 184,291456 * 86.2 * 10 = 158859,235072 \$$$

$$CF_{\text{Nov}} = 184,291456 * 80 * 7 = 103203,21536 \$$$

$$\Sigma CF = 262062,450432 \$ > CG = CO + CMP = 254114,6 \$$$

- **Cash-flows mensuels : d'après les calculs précédent, POT= 17 jours.**

Tableau 3.8: Résumé de l'évaluation économique du puits TML3

Evaluation économique			
Données	Valeurs	Symboles	Unités
Débit d'huile avant fracturation	6,4	Qavantfrac	m ³ /j
Débit d'huile après fracturation	35,7	Qaprèsfrac	m ³ /j
Gain en débit d'huile	29,3	ΔQ	m ³ /j
Temps de fermeture	2	Tarrêt	JOURS
Prix de référence moyen du brut algérien (octobre, novembre 2014)	86,2 & 80 Respectivement		\$
Coût de l'opération de fracturation	247174,6 \$	Co	\$
Résultats	Valeurs	Symboles	Unités
Coût dû à l'arrêt de production	6 940	CMP	\$
Coût global de l'opération de fracturation	254114,6	CG	\$
Délai de récupération	17	POT	JOURS

3.2.2- Puits TML5

3.2.2.1- Situation et présentation du puits TML5

TML5 est un puits producteur d'huile situé aux champs de TIMELLALINE dans le périmètre TIN FOUYE WEST (Dévonien F6 unité C3-1). Le sondage est situé à 510 m au nord du puits TML 3 et à 1650 m au Sud du puits TML2 avec les coordonnées suivantes (U.T.M):

Tableau 3.9 : Les coordonnées UTM et géographiques du puits TML5

U.T.M		Géographiques
X	350 480,07	M=07° 28' 25'' 67012 E
Y	3 140 179,80	L=28° 22' 37'' 50821 N

3.2.2.2- Stratigraphie du puits TML5 :

Tableau 3.10 : Stratigraphie du puits TML5.

Age	Profondeur (m)	Etage	Lithologie	
Crétacé	182	Cénomaniens	Calcaire, argile, gypse	
	238	Albien	Sable, argile	
	276	Aptien	Argile, dolomie	
	445	Barrémien	Sable, argile	
	Jurassique	618	Néocomien+Malm	Sable, argile, lignite
810		Dogger	Sable, argile, lignite	
874		Lias	Sable, poussière de grès, poussière de calcaire	
Carbonifère		959	Viseen tourmaisien	Argile
	Dévonien	1048	Réservoir F2	Grès
1335		Série argileuse	Argile, grès	
1352		C3-I	Réservoir F6	Grès
1380		C2-II		Argile, grès
1380		C1-I		Grès
1400	B2-IV-V	Argile, grès		
Gothlandien				

3.2.2.3- Paramètres du Réservoir

Tableau 3.11 : Les paramètres du réservoir dévonien du puits TML5.

Réservoir	Dévonien
Roche	Gréseuse
Module d'Young	4 à 6 Mpsi
Pression initiale gisement Pi	130Kgf/cm ²
Température initiale gisement Ti	72°C
Coefficient de Poisson	0,20 à 0,35
Production	Huile
Pression initiale (puits)	1412 psi
Pression de bulle	22kgf/cm ²
Pression moyenne actuelle	1220 psi
Température du fond (puits)	68 °C
Perméabilité moyenne	5 à 10 mD
Porosité moyenne	10,97 %
Pourcentage moyen d'argile	13,26%
Côte du toit	1335 m
Côte du mur	1352 m
Hauteur totale	17m
Hauteur utile	14 m

- **TML 5** : Le puits a été fracturé le 28 octobre 2011.
- IL a été foré le 03 décembre 2009, il été complété avec un tubing 2''3/8. Il est équipé de 4 mandrins de gas lift à des profondeurs de 416,60m, 804,05m, 1095,61m et à 1194,08m. La tête du puits est avec une pression de service de 2000 psi.
- Son DST a montré qu'il n'y a pas de souffle à l'ouverture en débit. Descente coiled-tubing au fond (1355 m), arrivé en surface bouchon de fond (boue + eau) après un kick off (15 min), un arrivé très faible venue d'huile en surface (pression entre 30 et 80 psi) avec azote.
- Les résultats obtenus ont donné un débit d'huile = 0 m³/j avec une pression initial=1758 psi.
- D'après la carotte qui est compacte le puits nécessite une fracturation hydraulique ; La mesure du thermomètre n'a pas été réalisée pour les mêmes raisons de puits TML3.

3.2.2.4- Evaluation et résultats de l'opération conventionnelle

Les résultats de la fracture sont présentés sur : **figure 3.5, figure 3.6, tableau 3.12, tableau 3.13.**

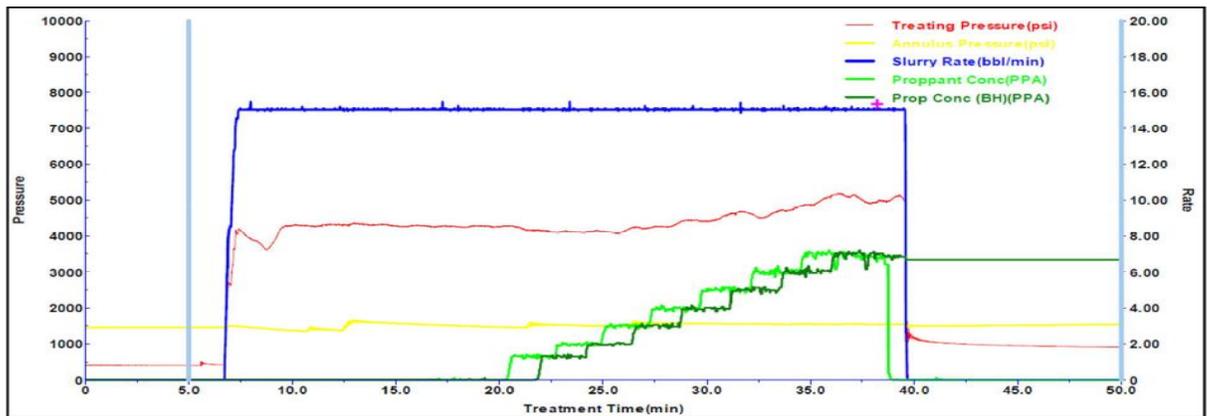


Figure 3.5: Enregistrement de l'opération Main frac pour le puits TML5.

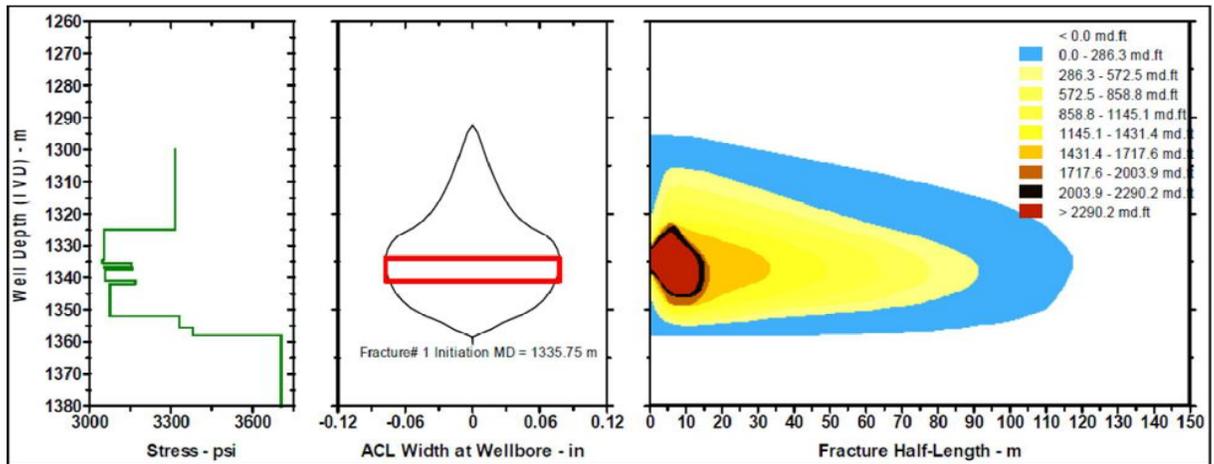


Figure 3.6: Plot de la distribution des proppants pour le puits TML5.

Tableau 3.12: Géométrie de la fracture

Technique de fracturation	CONVENTIONNELLE
Xf (Demi-longueur) [m]	88
Hf (Hauteur) [m]	68
Ef (épaisseur) [in]	0,03
Pression nette [Psi]	365

Tableau 3.13: Tableau récapitulatif de traitement principal de la fracturation conventionnelle TML5.

	Design (Simulé)	Ré-design	Exécution	
Volume et type de fluide linéaire	WF125 - 669	WF125 - 1.131	WF125 - 1.114	Gal
Volume et type de fluide réticulé	YF125HTD-15.100	YF125HTD-17.750	YF125HTD-17.764	Gal
Volume total de Slurry	16.913	19.462	19.463	Gal
Type et masse de Proppant	20/40 ISP-26.400 16/30 ISP-22.500	20/40ISP-35.100 16/30 ISP-6.000	20/40ISP-32.270 16/30ISP-9.208	Lbs
Proppant totale	48900	42700	41478	Lbs
Proppant totale dans la formation	47500	41300	4078	Lbs
PAD % (dirty)	29.6	40.8	41.3	%
Débit	15	15	15	bbbl/min
Dernière concentration de proppant au fond	8	7	7	PPA
Pression Moyenne	3500	3900	4092	Psi
Pression maximale	3823	4149	5197	Psi
Pression nette	701	436	365	Psi
Efficacité	40	40	50	%
Demi-longueur soutenue	62	73.4	88	M
Hauteur au puits	59.5	52.8	68	M
Largeur de fracture	0.061	0.053	0.03	In
La perméabilité de la fracture	/	/	1039370	mD

3.2.2.5- Conductivité adimensionnelle de la fracture (FCD)

D'après le chapitre 2 :

On a : $K_f = 1039370 \text{mD}$.

$$F_{cd} = \frac{1039370 \times 0.03 \times 0.0254}{10 \times 88}$$

➤ Donc dans ce cas, la conductivité adimensionnelle de la fracture est : **Fcd= 0.9**

3.2.2.6- Estimation du Skin après fracturation

D'après l'abaque représenté sur l'**annexe 02 : figure 2**, on détermine la valeur du skin en fonction de la conductivité adimensionnelle de la fracture.

Chapitre 03 : interprétation et comparaison des résultats (étude de cas)

Dans ce cas:

Avec: $X_f=88\text{m}$ et $r_w=2,25\text{in}=0,05715\text{m}$.

$$S_f = 1.6 - \ln\left(\frac{X_f}{r_w}\right) = 1.6 - \ln\left(\frac{88}{0.05715}\right)$$

On trouve: $S_f = -5.7394$

- La valeur négative du skin confirme la réussite de l'opération pour ce puits.

3.2.2.7- Mesures des débits du puits TML5 avant et après fracturation

Le (Tableau) est un récapitulatif des tests de mesures de débit opérés sur le puits TML5 :

Tableau 3.14 : Historique de production du puits TML5.

	Date de mesure	Débit d'huile (m3/j)	Débit d'eau (m3/j)	Débit de gaz injecté (m3/j)
Avant fracturation	Jour de DST	0	0	0
	06/11/2011	8	0	6210
Après fracturation	Novembre 2011	8	3.2	6020
	Décembre 2011	7.3	0.8	7140
	Janvier 2012	5.6	0.9	5110

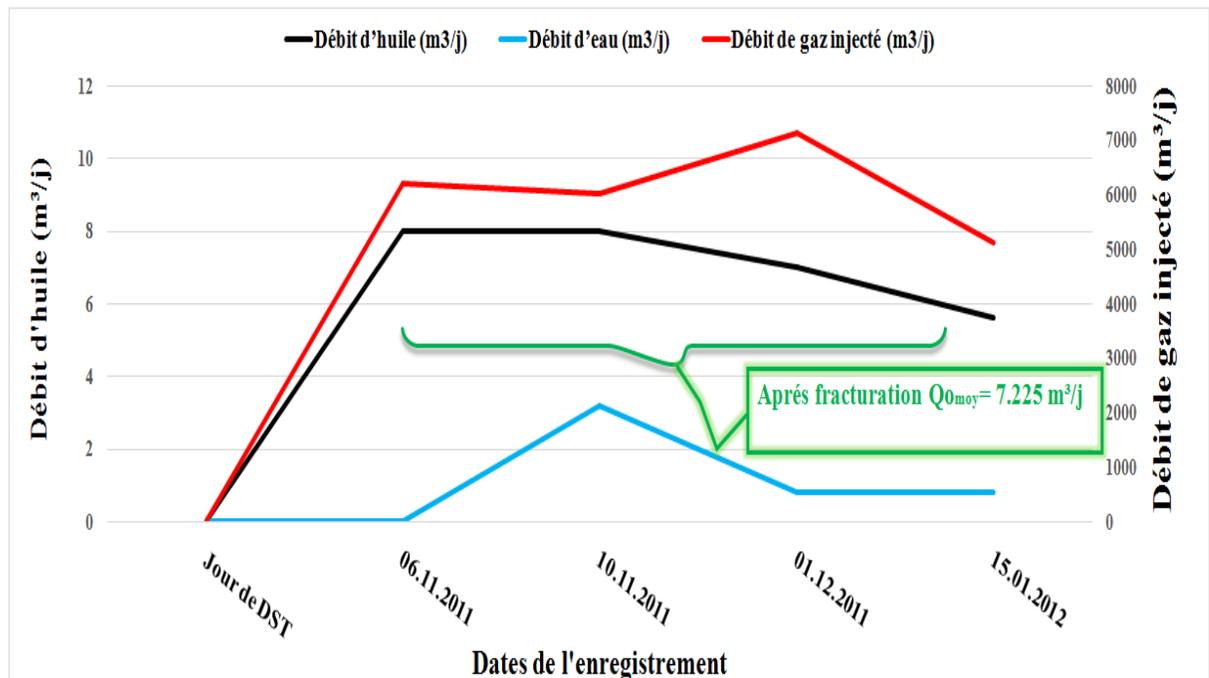


Figure 3.7: Evolution du débit d'huile sur séparateur, du débit d'eau produite et du débit de gaz injecté pour le puits TML5.

3.2.2.8- Evaluation quantitative de l'opération de mesure

Tableau 3.15: Etat du puits TML5 avant et après fracturation.

Période de mesure	Avant fracturation	Après fracturation
Complétion	Tubing 6,50 Lbs/ft N80 $D_{int} = 62 \text{ mm}$	Tubing 6,50 Lbs/ft N80 $D_{int} = 62 \text{ mm}$
Débit d'huile à 15°C (m3/j)	0	7.225
Débit de gaz injecté (m3/j)	0	7140

Interprétation :

Le puits TML5 qui n'a pas produit depuis son forage a donné un débit moyen d'huile de $Q_{omoy} = 7.225 \text{ m}^3/\text{j}$.

3.2.2.8- Evaluation économique du puits TML5

Le coût de l'opération de fracturation hydraulique du puits TML5 par la méthode conventionnelle est : $C_o = 299131,592\$$.

- **Coût dû au manque de production (temps d'arrêt)**

$V_{cumulé} = 0$ $CMP = 0 \$$

- **Délai de récupération de la charge engendrée**

La remise en production du puits à savoir : le 03/11/2011.

- Le prix moyen du baril du brut algérien 2011-2012 est donné: Novembre (112.38\$), Décembre (109.64\$) et Janvier (113,97\$). ET on a un gain de débit : $\Delta Q = 7.225 \text{ m}^3 = 45.44525 \text{ bbl/j}$. Alors :

$CF_{Nov} = 45,44525 * 112.38 * 28 = 142999,84$ $CF_{Dec} = 45,44525 * 109.64 * 31 = 154461,13$ $CF_{Jan} = 45,44525 * 113.97 * 1 = 5179,39$ $\Sigma CF = 302640,36\$ > CG = C_o + CMP = 299131.59\$$
--

- **Cash-flows mensuels**

D'après les calculs précédent, **POT = 60 jours**

Tableau 3.16: Résumé de l'évaluation économique du puits TML5

Evaluation économique			
Données	Valeurs	Symboles	Unités
Débit d'huile avant fracturation	0	Qavantfrac	m ³ /j
Débit d'huile après fracturation	7.225	Qaprèsfrac	m ³ /j
Gain en débit d'huile	7.225	ΔQ	m ³ /j
Temps de fermeture	6	Tarrêt	JOURS
Prix de référence moyen du brut algérien (novembre 2011, décembre 2011 et janvier 2012)	112.38 109.64 113.94	/	\$
Coût de l'opération de fracturation	299131.59	C _o	\$
Résultats	Valeurs	Symboles	Unités
Coût dû à l'arrêt de production (manque à produire)	0	CMP	\$
Coût global de l'opération de fracturation	299131.59	CG	\$
Délai de récupération	60	POT	JOURS

3.2.3- Comparaison de l'efficacité des deux méthodes de fracturation

3.2.3.1- Les paramètres essentiels permettant la comparaison

Tableau 3.17: Paramètres permettant la comparaison entre les deux méthodes de fracturation.

Données	Puits TML3 (HiWAY)	Puits TML5 (conventionnelle)
Perméabilité moyenne (k)	10 mD	
Porosité moyenne (Φ)	14,5 %	10,97
Argilosité moyenne (Vsh) %	9,82%	13,26 %
Formation productrice	Dévonien inférieur unité C3-I	
Profondeur du puits	1398 m	1 380 m
Hauteur utile	19 m	14 m
Mode d'activation	Gas-lift	
Distance entre les puits	541 m	

Chapitre 03 : interprétation et comparaison des résultats (étude de cas)

- **Analyse :**

Les deux puits en question sont distant de seulement 541 m ce qui représente une petite distance à l'échelle du réservoir, ils produisent tous les deux à partir de la même formation « Dévonien inférieur unité C3-I » ayant une perméabilité de 10 mD avec le même mode d'activation.

De l'analyse précédente, les deux puits TML3 et TML5 sont de bons candidats pour une étude comparative d'efficacité entre la méthode de fracturation hydraulique conventionnelle et la méthode HiWAY et les résultats de l'étude peuvent bien être pris en considération vu la similitude des paramètres des deux puits.

Tableau 3.18: Comparaison entre les deux méthodes de fracturation.

Données		Puits TML3 (HiWAY)	Puits TML5 (conventionnelle)
Volumes des fluides pompés	Gel linéaire (WF125)	2 788 gal	5 495 gal
	Gel réticulé (YF125HTD)	43 550 gal	21 900 gal
	Volume total	46 338 gal	27 395 gal
Masse des proppants utilisées	100 S	0 lb	1 000 lb
	InterProp 20/40	28 648 lb	35 100 lb
	InterProp 16/30	17 721 lb	5 950 lb
	Masse totale	46 369 lb	42 050 lb
Dimensions de la fracture après main-frac	Demi-longueur Xf	81 m	88 m
	Largeur Wf	0,107 in	0.03 in
	Hauteur Hf	32,1 m	30 m
Gaz: GOR (m ³ /m ³)		0	0
Gas inj (scm/m ³)		9595	6210
Coût de l'opération de fracturation (nette)		247174,6 \$	299131,15 \$
Débit avant fracturation		6,4 m3/j	0 m3/j
Débit après fracturation		35,7 m3/j	7.225 m3/j
Fermeture du puits		2 jours	6 jours
Délai de récupération		17 jours	60 jours

3.2.3.2- Interprétation des résultats

A partir du tableau précédent on constate ce qui suit :

- Le puits TML3 fracturé par la méthode HiWAY a consommé presque le double de la quantité du gel comparé au puits TML5 fracturé par la méthode conventionnelle. Cela peut s'expliquer par l'existence de fissures naturelles dans la partie du réservoir où le puits en question est implanté ce qui engendre la filtration de grandes quantités de gel à leur travers.
- Le puits TML3 a aussi consommé plus de proppants par rapport au puits TML5. La même explication donnée précédemment reste valable dans ce cas, car une quantité de proppants va passer dans les fissures pour les remplir.
- Les demi-longueurs et les hauteurs des fractures sont relativement proches pour les deux puits sachant que la demi-longueur participant effectivement à la production dans le cas d'une fracturation conventionnelle se réduit à la moitié de sa valeur estimée (ou calculée).
- L'épaisseur de la fracture créée dans le puits TML3 est presque quatre fois plus grande que celle de la fracture créée dans le puits TML5 car dans le cas de TML3 on a des piliers de proppants qui maintiennent la fracture pleinement ouverte contrairement au puits TML5 où les proppants remplissent toute la fracture.
- L'amélioration du débit pour le puits TML3 après fracturation est plus que quatre fois celle du débit du puits TML5. Cela est dû au fait que dans le cas de la fracturation par la méthode HiWAY, le fluide passe à travers les canaux à haute perméabilité conçus par les piliers de proppants contrairement à la fracturation conventionnelle où le fluide passe à travers les grains de proppants.
- Le prix d'une opération de fracturation conventionnelle de puits TML5 est d'environ 17% de plus supérieur à celui d'une opération de fracturation HiWAY de puits TML3, malgré que la méthode HiWAY utilise en plus du gel et du proppant des fibres avec des caractéristiques spéciales et qui sont très chères.
 - Le délai de récupération du coût nette de l'opération de fracturation hydraulique pour le puits TML5 est 60 jours et celui de puits TML3 est 17 jours alors que le prix du baril pris en considération pour le calcul du délai de récupération pour le puits TML5 est plus élevé de 28.88\$ par rapport à la moyenne des prix considérés pour le calcul de POT pour TML3.

3.3. Valorisation des résultats entre AMA72 et AMA81 (Réservoir Ordovicien IV-3)

3.3.1- Situation et présentation du puits AMA72 et AMA81

Les deux puits sont des puits producteur d'huile situés au champ d'Amassak dans la région TFT.

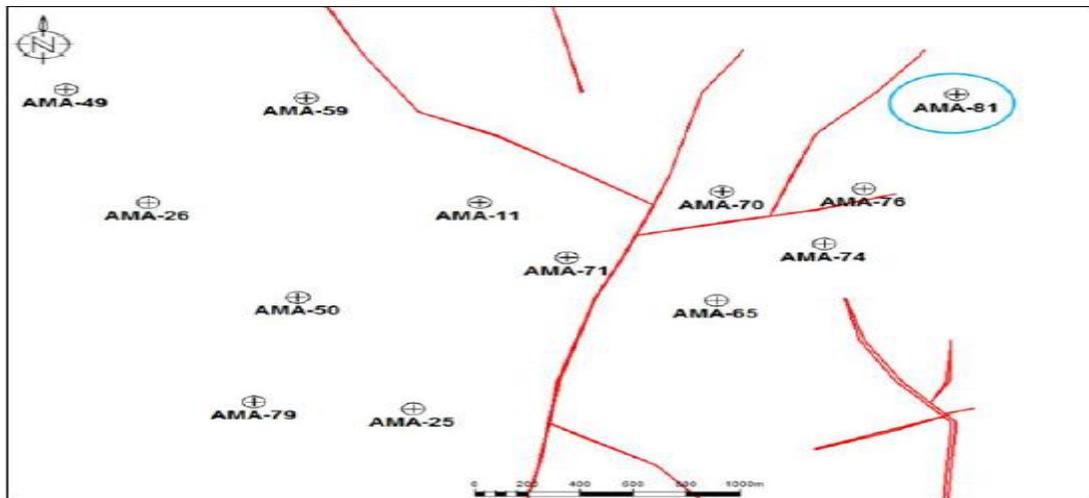


Figure 3.8: Situation géographique du puits AMA81.

Tableau 3.19 : Les coordonnées UTM du puits AMA72 et AMA81.

Puits	U.T.M	
AMA72	X	323949,99
	Y	3 181299,98
AMA81	X	332 549,985
	Y	3 165 287,023

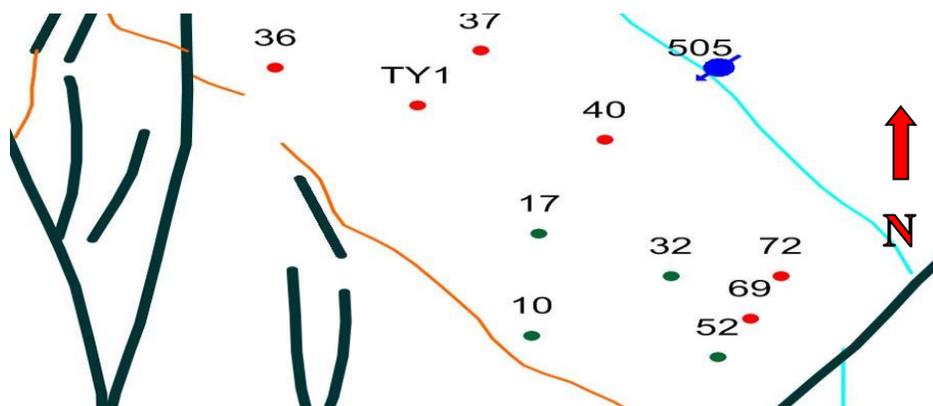


Figure 3.9: Situation géographique du puits AMA72.

3.3.2- Stratigraphie du puits AMA72 et AMA81

L'annexe 02 : figure 3 illustre la Stratigraphie du puits AMA72 et AMA81.

3.3.3- Paramètres du Réservoir

Tableau 3.20 : Les paramètres du réservoir ordovicien du puits AMA72 et AMA81.

Paramètres	AMA72	AMA81
Date de forage	Jan 2018	Mai 2019
Réservoir	Ordovicien IV-3	Ordovicien IV-3
Production	Huile	Huile
Roche	Gréseuse	Gréseuse
Température du fond (puits)	69 °C	73.5 °C
Saturation d'eau	42,39 %	17,52%
Porosité moyenne	5,02%	5,37 %
Pourcentage moyen d'argile	11,71%	6,81%
Côte du toit	1979m	2018.5 m
Côte du mur	1996m	2025m
Hauteur utile	11,5 m	6,5 m
Intervalle de perforation	2017-2023m	2019-2025m
Tubing	Tubing 2" 7/8 6,4#/ft N80 Internal Yield : 10 570 psi	

AMA72 : le puits a été fracturé le 07 octobre 2019. (Fracturation conventionnelle)

- Un essai en trou ouvert a été réalisé dans l'intervalle (2011-2041 m) d'écoulement:
Qoil: 131,5m³/j, Qgaz: 54240 m³/j; GOR: 412m³/m, WC: 0; sur des selfs de 32/64 pouces.
- Le dernier test de puits a été effectué en novembre 2009, a donné : Qoil : 8,6 m³/j.
- Un traitement de fracturation est conçu pour créer une fracture à haute conductivité afin d'améliorer la productivité du puits.

AMA81 : le puits a été fracturé le 15 septembre 2019.(Fracturation HiWAY)

- Il n'a pas été mis en production donc un Clean out + kick off a été effectué et le puits n'a pas démarré sur torche.
- Un test d'injectivité effectué le 29/08/2019 est négatif (zéro injectivité), donc le puits a été ré-perforé dans le même intervalle il a démarré et a évacué un bouchon d'huile sur torche.
- Situation du puits : Fermé 'le puits nécessite une fracturation'.
- Un thermolog a été effectué pour montrer la propagation de la géométrie du frac (refroidissement principal) dans l'intervalle de 2020-2033m et un refroidissement total de 2005-2033m

3.3.4- Evaluation et résultats des deux opérations (voir l'annexe 02 : figure 4, 5, 6, 7 et tableau 1)

Tableau 3.21: Comparaison entre les deux méthodes de fracturation.

I. Estimation du skin après fracturation				
Données		AMA72	AMA81	Unité
Demi-longueur de la fracture (Xf)		32.05	96.7	m
Rayon du puits (rw)		7	7	in
Conductivité adimensionnelle (FCD)		1.41	97.5	/
Facteur du skin (Sf)		-4.49	-5.61	/
II- Evaluation quantitative				
Volumes des fluides pompés	Gel linéaire	(WF125) 4363.80	(WF130) 2263.80	gal
	Gel réticulé	9244.2 (YF125HTD)	15569.4 (YF130)	gal
Volume total		13608	17833.2	gal
Masse des proppants utilisées	InterProp 20/40	14600	5564	lb
	InterProp 16/30	13361	20595	lb
Masse totale		27961	26159	lb
Dimensions de la fracture après main-frac	Demi-longueur Xf	45.7	96.7	m
	Largeur Wf	0,054	0.35	in
	Hauteur Hf	48.8	69.1	m
III. Evaluation économique				
Débit d'huile avant fracturation (Qavant frac)		8.6	0	m ³ /j
Débit d'huile après fracturation (Qaprèsfrac)		80	108.3	m ³ /j
Gain en débit d'huile (Q)		71.4	108.3	m ³ /j
Gain moyen après une année		58.8	79.55	m ³ /j
Gaz: GOR avant frac		1929,1	1458,6	m ³ /m ³
Gaz: GOR après frac		1 306,4	568	m ³ /m ³
Temps de fermeture (Tarrêt)		2	11	Jours
Prix de référence moyen du brut Algérien		79.58 oct 2018	62.36 sep 2019	\$
Coût de l'opération de fracturation (CO)		516118,69	602950,11	\$
Coût dû à l'arrêt de production (CMP)		8609.6	0	\$
Coût global de l'opération de fracturation (CG)		524728.29	602950.11	\$
Délai de récupération (POT)		15	15	jour

3.3.5- Interprétation des résultats

A partir du tableau précédent on constate ce qui suit :

- Le puits AMA81 fracturé par la méthode HiWAY a consommé une quantité du gel plus que le puits AMA72 fracturé par la méthode conventionnelle. Cela peut s'expliquer par la propagation de la fracture.
- Le puits AMA81 a aussi consommé plus de proppants par rapport au puits AMA72. La même explication donnée précédemment reste valable dans ce cas, car une quantité de proppants doit remplir la fracture.
- Le coût de l'opération nette de fracturation du puits par la méthode Hiway est approximativement plus 15% que celui pour la réalisation d'une opération de fracturation par la méthode conventionnelle du fait que la méthode HiWAY utilise en plus du gel et du proppant des fibres avec des caractéristiques spéciales et qui sont très chères.
- La demi-longueur effective et la hauteur de la fracture du puits AMA81 sont approximativement le double de celui du puits AMA72 réalisé par la méthode conventionnelle.
- L'épaisseur de la fracture créée dans le puits AMA81 est presque six fois plus grande que celle de la fracture créée dans le puits AMA72 car dans le cas d'AMA81 on a des piliers de proppants qui maintiennent la fracture pleinement ouverte contrairement au puits AMA72 où les proppants remplissent toute la fracture.
- L'amélioration du débit pour le puits AMA81 après fracturation est plus grande que celle du débit du puits AMA72 (presque le double). Cela est dû au fait que dans le cas de la fracturation par la méthode Hiway, le fluide passe à travers les canaux à haute perméabilité conçus par les piliers de proppants contrairement à la fracturation conventionnelle où le fluide passe à travers les grains de proppants. Voyant le gain d'huile après une année de la fracturation on peut dire que l'amélioration de la récupération d'huile est a long terme. (L'amélioration par la méthode Hiway de 25% plus que la fracturation conventionnelle).
- Le délai de récupération du coût nette de l'opération de fracturation hydraulique pour le puits AMA 81 est 15 jours et celui de puits AMA72 est 15 jours alors que le prix du baril pris en considération pour le calcul du délai de récupération pour le puits AMA72 est plus élevé de 17.22\$ par rapport à la moyenne des prix considérés pour le calcul de POT pour AMA81.

3.4- Conclusion

Dans ce chapitre nous avons étudiés les puits TML3 et AMA81 fracturés par la méthode Hiway et les puits TML5 ET AMA72 fracturés par la méthode conventionnelle. Les deux techniques augmentent la production de pétrole et réduisent le GOR. Et les résultats obtenus confirment le succès de l'opération de fracturation hydraulique et permettent de faire une comparaison significative entre les deux. méthodes.

CONCLUSION

ET RECOMMANDATIONS

Conclusion et recommandations

Notre travail vise à mettre en évidence l'efficacité de la fracturation hydraulique (conventionnel et Hiway). L'étude a été faite sur quatre puits TML5, AMA72 (méthode conventionnelle) et TML3, AMA81 (méthode HiWAY). Commencant par l'analyse de la faisabilité pour les quatre puits ; en mettant en évidence l'existence d'un déclin de production des puits.

Une évaluation quantitative et économique ont été réalisées sur l'apport des opérations de stimulation des deux puits, en faisant ressortir leurs apports sur le plan augmentation du débit de production et retour des frais des investissements réalisés pour les besoins des opérations. Pour finir, une comparaison entre les deux méthodes de fracturation a été faite pour montrer l'apport de production important du puits stimulé par la méthode HiWAY.

Cette étude d'évaluation nous a permis d'extraire quelques points très essentiels:

- La technique de fracturation conventionnelle est une technique efficace malgré l'apparition de techniques très avancées telles que développées par Schlumberger «HIWAY», il était très intéressant d'augmenter significativement la conductivité du réservoir (perméabilité). L'utilisation de fibres permet de consolider la structure des Proppants et de créer un drain à haute conductivité la fracturation interne.
- Les deux techniques ont réussi à passer la zone endommagée (près du puits de forage), de sorte que les deux techniques peuvent traiter, stimuler et augmenter la production de pétrole.
- Une bonne conductivité et skin négatif confirment le succès des opérations pour tous les puits.
- Ainsi ces deux techniques peuvent éliminer ou réduire les interventions sur les puits (Coild Tubing, Sunnbing...)
- Pour l'aspect économique, les deux techniques sont très coûteuses et surtout les techniques HiWAY, donc le bon choix de puits candidats nous permet de réduire les coûts tout en augmentant la production de pétrole et en réduisant le GOR (éviter vient le gaz ou l'eau).

Enfin, la fracturation conventionnelle est une technique très ancienne mais encore efficace, mais si elle se heurte de nos jours à une concurrente redoutable c'est La fracturation « Hiway » est une technique très attrayante, permettant d'augmenter de manière significative

la conductivité de réservoir donc la perméabilité. L'utilisation des fibres aide à consolider la structure des proppants pendant le transport et à réduire le taux d'arrangement pendant la fermeture, laissant en fait des canaux à haute conductivité entre les polymères de proppants.

Recommandation :

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

1. 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. Cette opération devient très recommandée dans le cas de présence d'un fluide indésirable près du réservoir à stimuler, dans le cas d'une position assez proche du sabot du casing, ou celui de la présence d'une mauvaise cimentation.
2. Procéder à l'essai Step down Test afin de déterminer les frottements dominants aux abords du puits et prolonger les durées des tests pour bien détecter la nature des barrières.
3. La fracturation par la méthode HiWAY est recommandée au niveau du champ de TFT vue la satisfaction de pratiquement toutes les conditions nécessaires à son application et les nombreux avantages qu'elle procure (conductivité très élevée).
4. Mettre à la disposition des étudiants toutes les données nécessaires.

Références Bibliographiques

1. Adachi J. Simulation informatique des fractures hydrauliques // Journal international de la mécanique des roches et des sciences minières. 2007.
 2. Clark, J. B. 1949. Un processus hydraulique pour augmenter la productivité des puits. J Pet Technol 1 (1). SPE-949001-G. <https://doi.org/10.2118/949001-G>.
 3. E. Detournay, R. Carbonell, “Fracture-Mechanics Analysis of the Breakdown Process in Minifracture or Leakoff Test”, Paper SPE 288076, 1997.
 4. Data Bank: DP-Sonatrach.
 5. Gallegos, T.J. et B.A. Varela (2015). Distributions hydrauliques de fracturation et fluides de traitement, additifs, adjuvants et volumes d'eau appliqués aux puits forés aux États-Unis de 1947 à 2010. U.S. Geological Survey.
 6. Gidley, J. L., Holditch, S. A., Nierode, D. E. et al. 1989. Progrès récents de la fracturation hydraulique, vol. 12. Richardson, Texas: Série de monographies, SPE.
 7. Gidley, J.L., Holditch, S.A., Nierode, D.E. et coll. 1989. Un aperçu de la fracturation hydraulique. Dans les progrès récents de la fracturation hydraulique, 12. Chap. 1, 1-38. Richardson, Texas: Série de monographies, SPE.
 8. King, George. E, Wildt, P et O'Connell, E. 2003. Comparaison de la fiabilité d'achèvement du contrôle du sable et du taux de défaillance avec une base de données de plusieurs milliers de puits. Présenté à la conférence et exposition techniques annuelles SPE, 5–8 octobre. SPE-84262-MS. <https://doi.org/10.2118/84262-MS>.
 9. King, George E (2012), Hydraulic fracturing 101 (PDF), SPE 152596
 10. King, G. E. 2012. Fracturation hydraulique 101: Ce que chaque représentant, environnementaliste, régulateur, journaliste, investisseur, chercheur universitaire, voisin et ingénieur devrait savoir sur le risque de fracturation hydraulique. J Pet Technol 64 (4). SPE-0412-0034-JPT. <https://doi.org/10.2118/0412-0034-JPT>.
 11. Mayerhofer, M. J., Richardson, M. F., Walker, R. N. et al. 1997. Proppants? Nous n'avons besoin d'aucun argumentaire. Présenté à la conférence et exposition techniques annuelles SPE, San Antonio, Texas, États-Unis, du 5 au 8 octobre. SPE-38611-MS. <https://doi.org/10.2118/38611-MS>.
 12. Montgomery, C. T. et Smith, M. B. 2010. Fracturation hydraulique: histoire d'une technologie durable. J Pet Technol 62 (12) 26–41. SPE-1210-0026-JPT. <https://doi.org/10.2118/1210-0026-JPT>.
-

Références bibliographiques

13. Oleg Medvedev, Alexander Mikhaylov, Anatoly Medvedev, Alexander Titkov
HiWAY Engineering Guidelines, Center Technologie Novosibirsk, 13-Sep-2017
14. WWW.slb.com/Hiway:flow-chanel Service de fracturation hydraulique
15. Zillur Rahim et al, Saudi Aramco, SPE 183725- Optimisation des technologies
potentielles de puits qui affectent l'efficacité de la fracturation hydraulique. 01 March
2018.



Annexe 01:

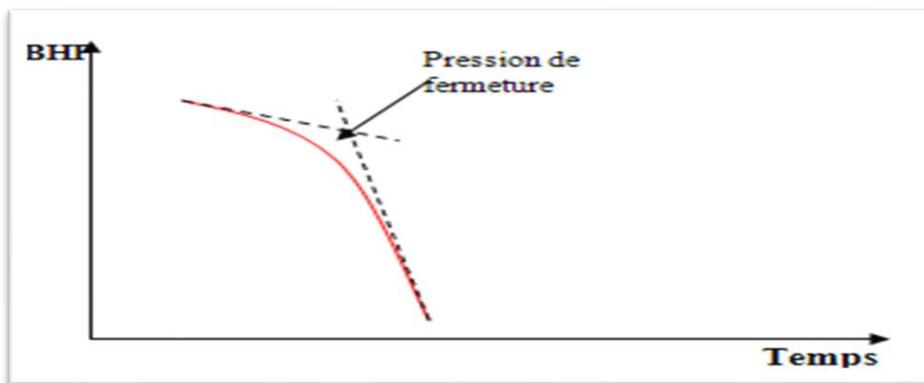


Figure 1: Estimation de pression de fermeture

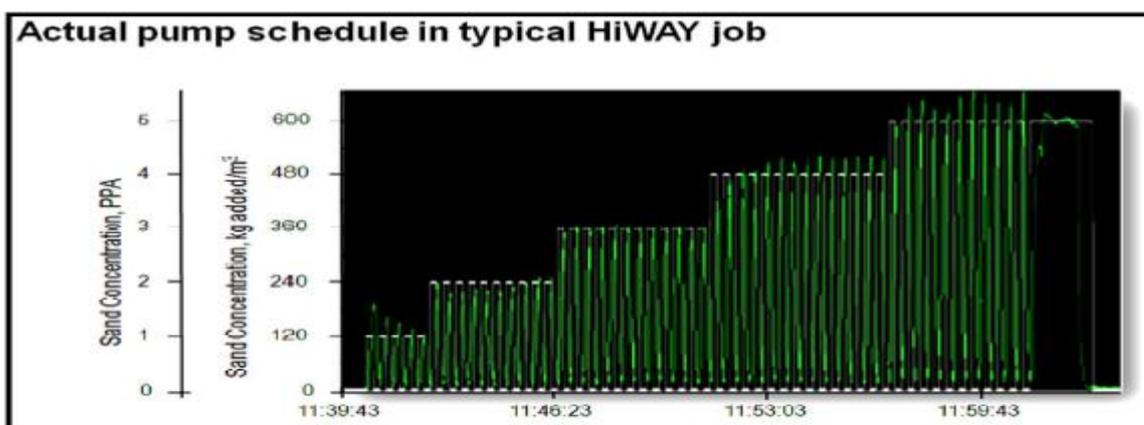


Figure 2: Représentation schématique du programme de pompage pour la méthode Hiway (schéma réel).

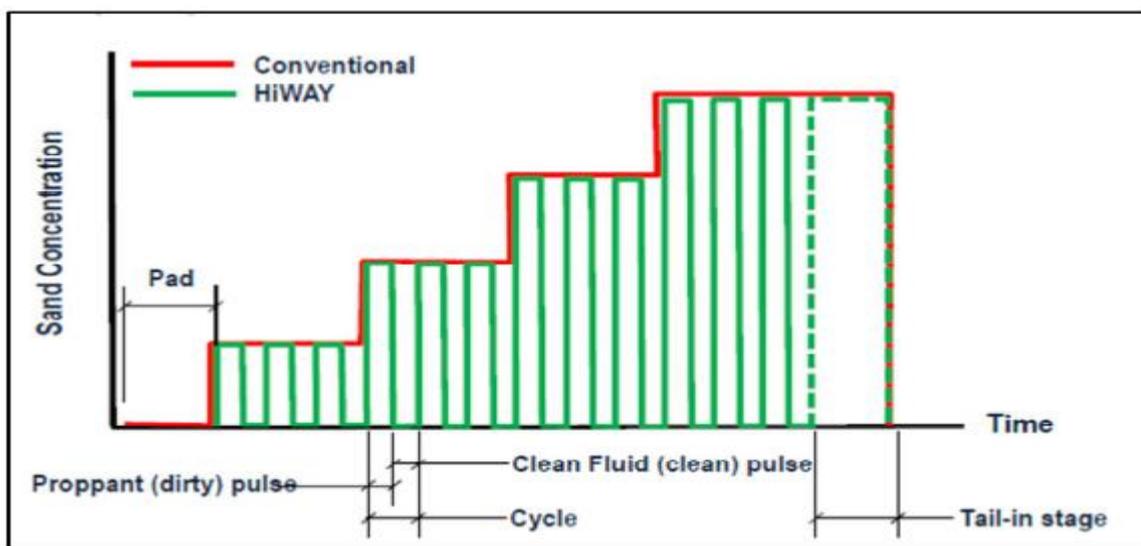


Figure 3: Représentation schématique du programme de pompage pour la méthode Hiway et conventionnel (schéma théorique).

Tableau 1 : Essais requis d'assurance qualité QA et de contrôle de la qualité des liquides QC 'Hiway'

Formulation de fluide	Test de viscosité	BHST 'Bottom hole static temperature'	Température moyenne	Température basse
Impulsion proper	Sans breaker	Oui	Recommandé	Recommandé
	Breaker + fibre	Oui	Oui	Oui
Impulsion de proppant	Sans breaker	N'est pas applicable	Recommandé	Recommandé
	Breaker + fibre	N'est pas applicable	Oui	Oui

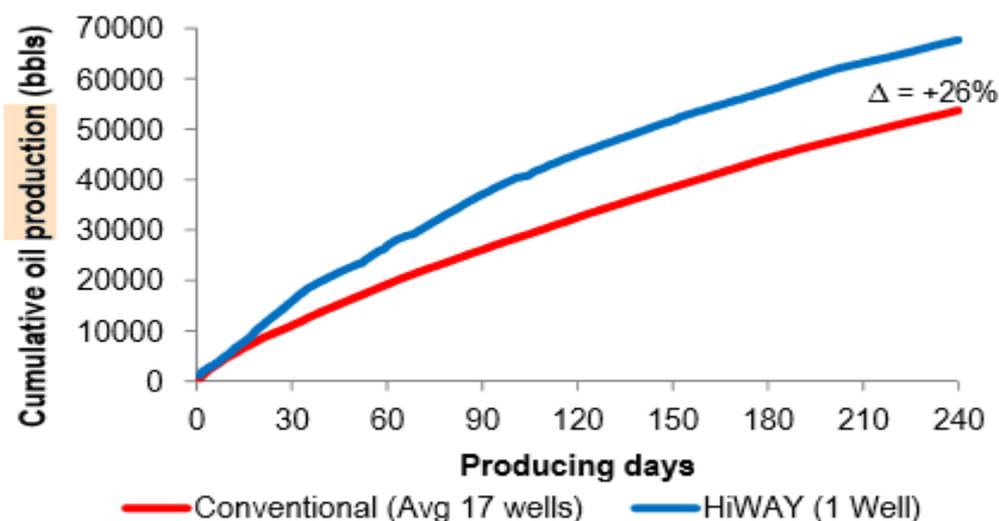


Figure 4 : Exemple de cumul de production

Tableau 2 : exemple de cumul de production

Fracturing Technique	Average Completion Data per Well			Cumulative Oil Production (bbls)
	Lateral Length, ft	Fracturing Fluid, bbl	Proppant, lbm	240 days
HiWAY (1 well)	9598	21,723	819,220	67,706
Conventional (17 wells)	9293	25,665	1,745,167	53,748
Difference	+3.3%	-15%	-53%	+26 %

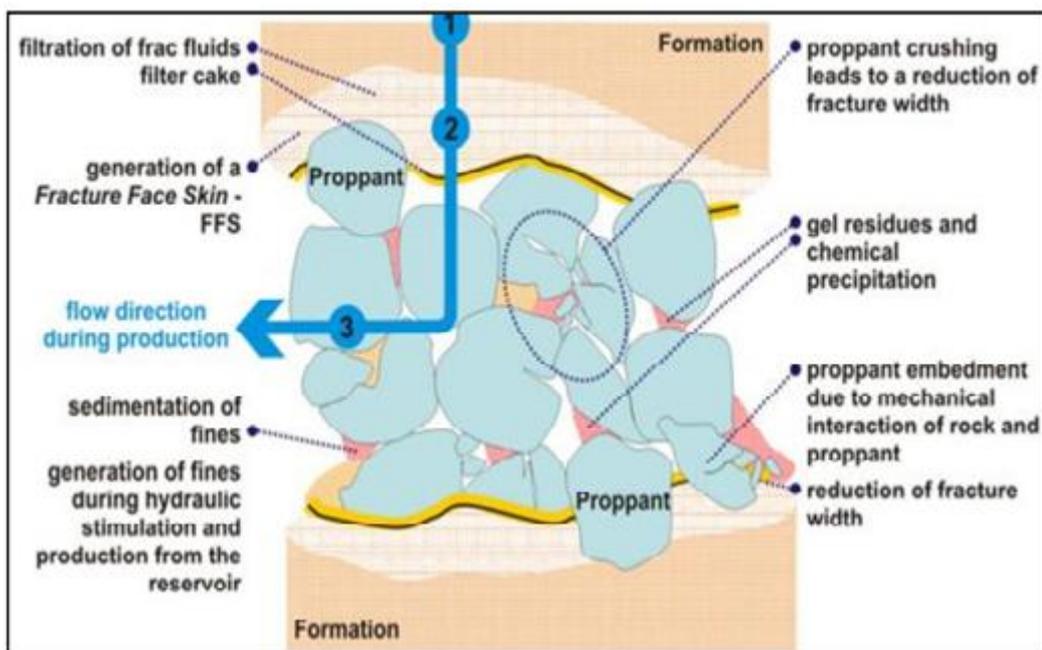


Figure 5 : Mécanismes altérant la conductivité des proppants dans la fracture.

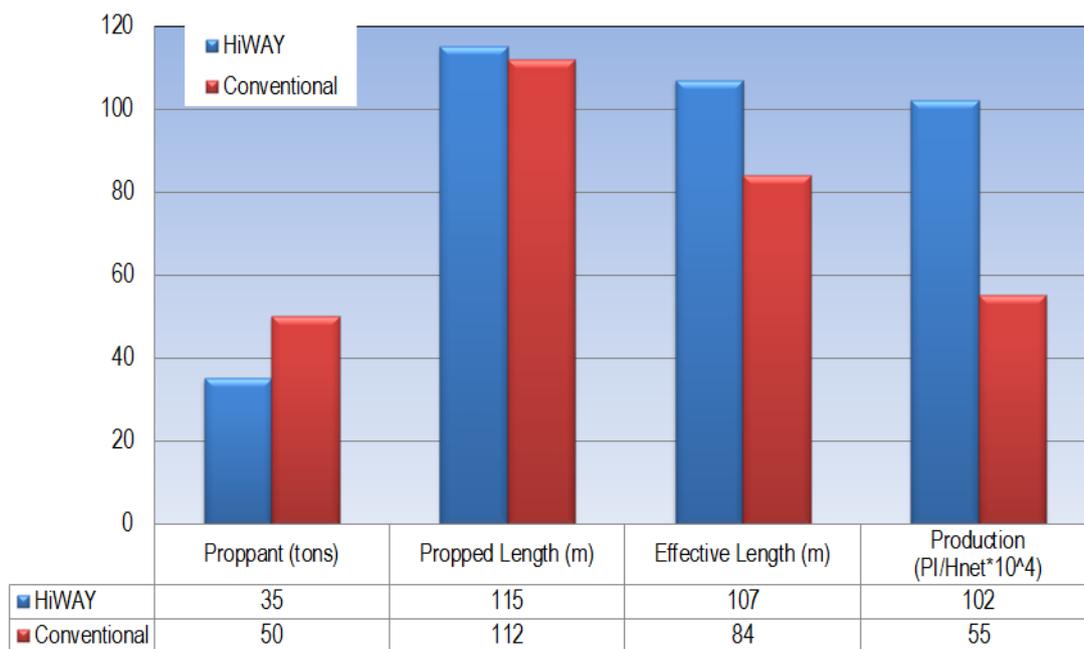


Figure 6 : Exemple pour comparer entre la méthode conventionnelle et la méthode Hiway

Annexe 02 :

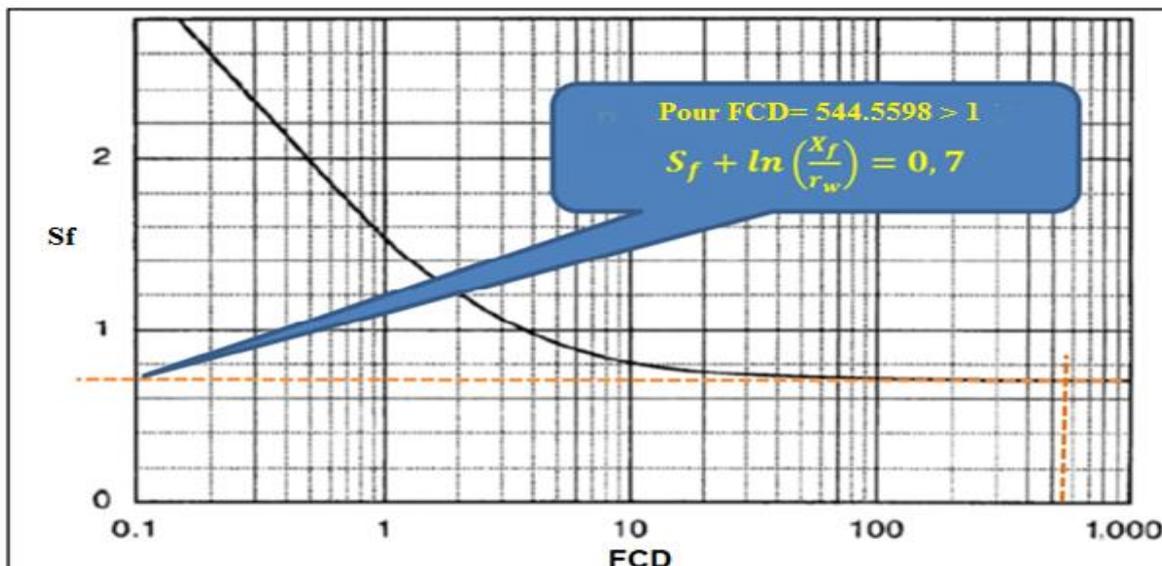


Figure 1 : Abaque représentant le facteur du skin (S_f) en fonction de la conductivité adimensionnelle de la fracture (FCD) pour le puits TML3.

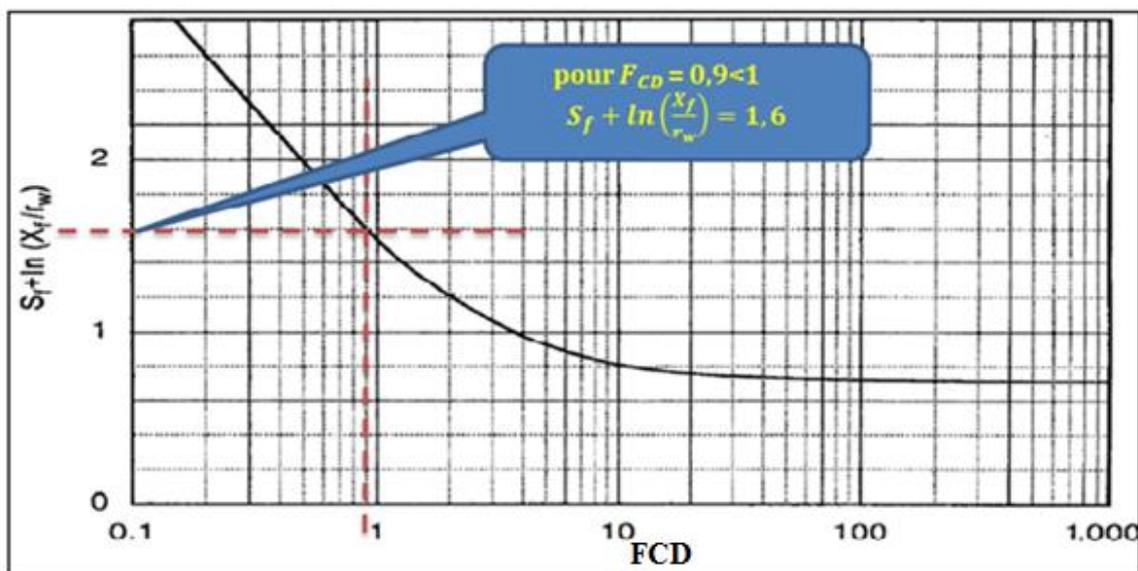


Figure 2 : Abaque représentant le facteur du skin (S_f) en fonction de la conductivité adimensionnelle de la fracture (FCD) pour le puits TML5

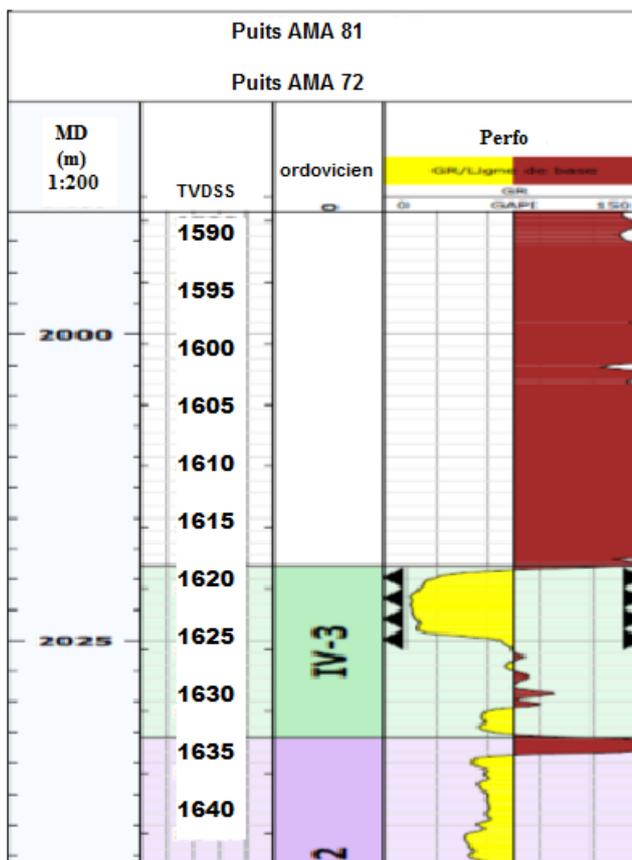


Figure 3 : Log utilisées pour différencier la zone de formation.

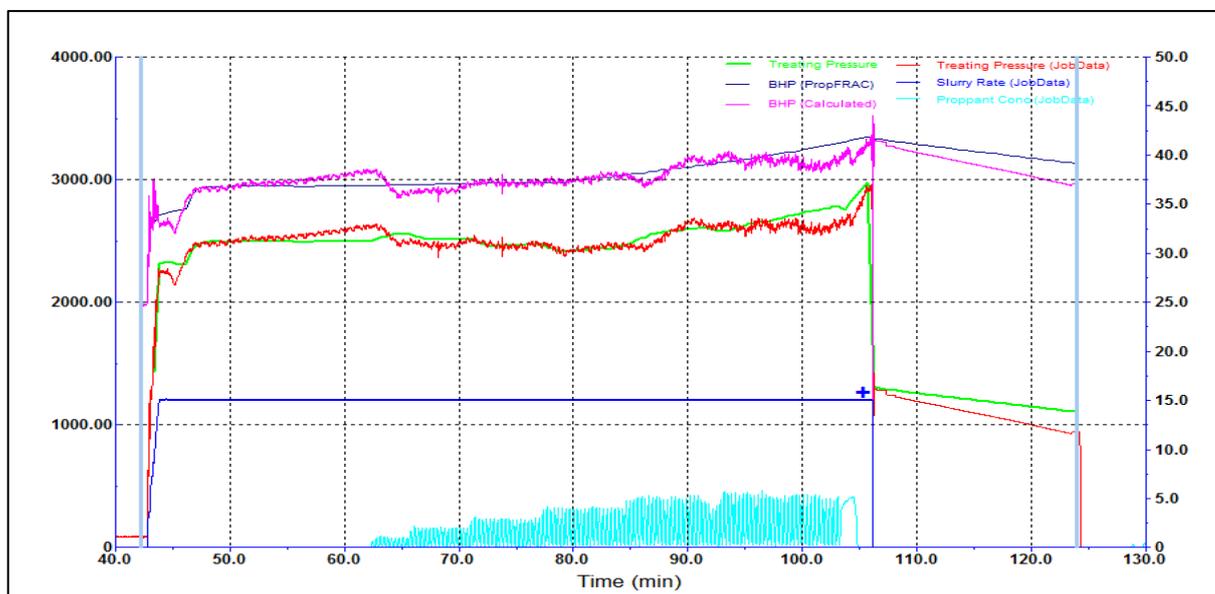


Figure 4 : Enregistrement de l'opération Main frac pour le puits AMA72

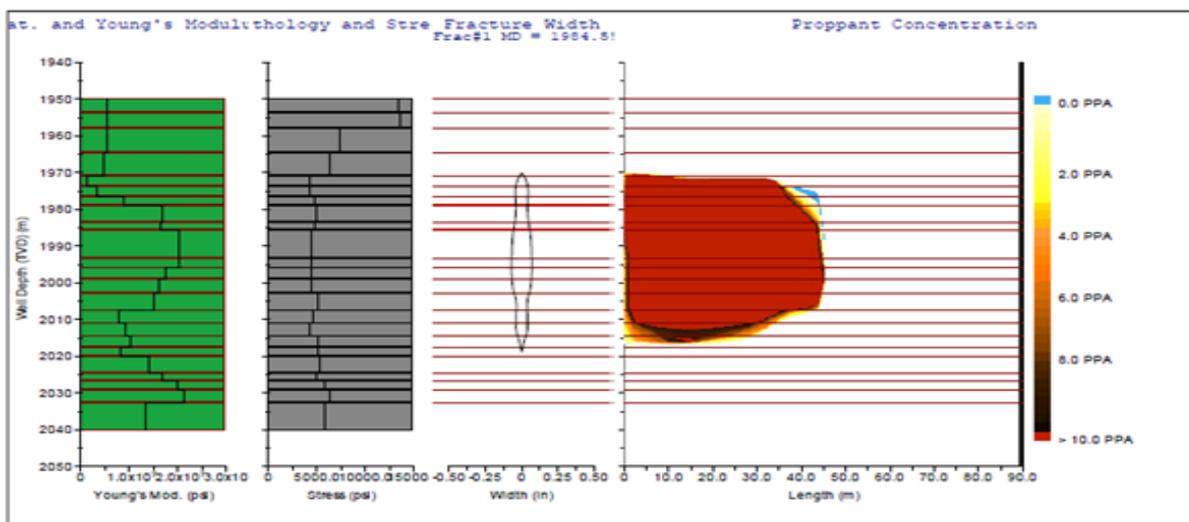


Figure 5 : Plot de la distribution des proppants pour le puits AMA72.

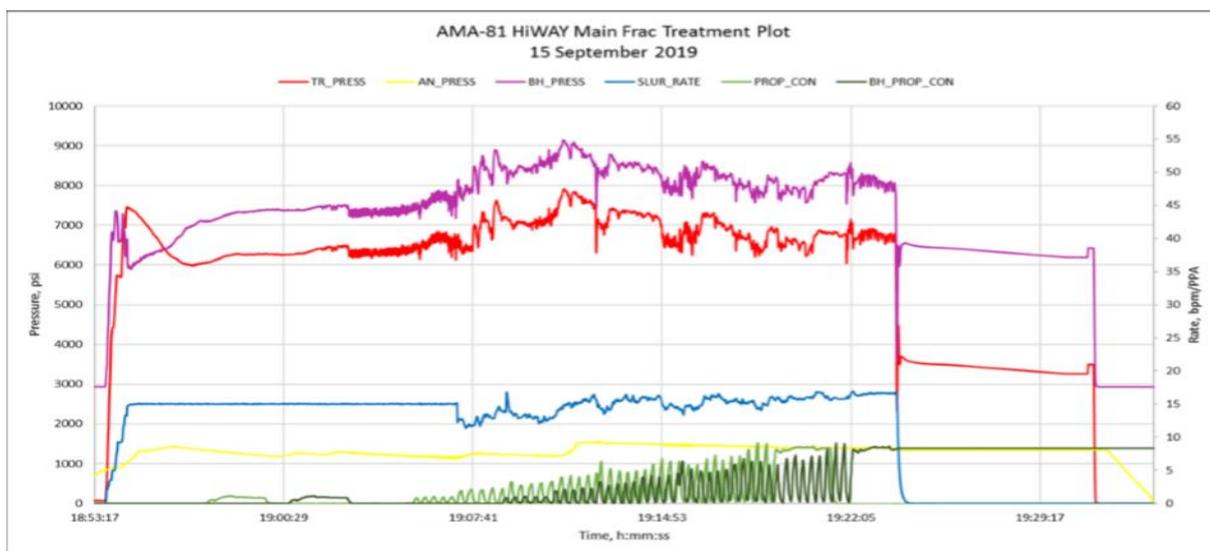


Figure 6 : Enregistrement de l'opération Main frac pour le puits AMA81.

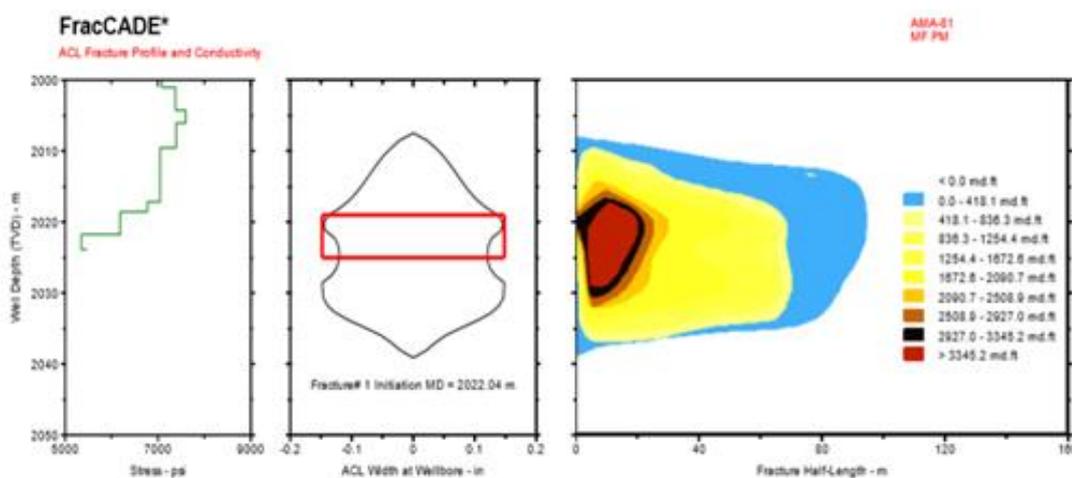


Figure 7 : Plot de la distribution des proppants pour le puits AMA81.

Tableau 1 : Tableau récapitulatif de traitement principal de la fracturation conventionnelle et HiWAY AMA72 et AMA81.

	AMA81	AMA72	
Données	Exécution		Unité
Volume et type de fluide linéaire	53.9-WF130	WF125 – 103.9	bbl
Volume et type de fluide réticulé	370.7-YF130	YF125HTD – 220.1	bbl
Volume total de Slurry	447.1	346.7	Bbl
Type de Proppant	20/40ISP 16/30ISP	20/40 ISP 16/30 ISP	-
Proppant totale	26159	27,961	lbs
Proppant totale dans Formation	25159	26,549.8	lbs
PAD % (dirty)	39.6	26,0	%
Débit	15	14,3	bbl/min
Dernière concentration de proppant au fond	8	8.3	PPA
Pression Moyenne	6665	3,900	Psi
Pression maximale	7861	6,223	Psi
Pression nette	1421	252	Psi
Efficacité	37	22	%
Demi-longueur soutenue	96.7	32,05	m
Hauteur au puits	69.1	31,14	m
Largeur de fracture	0.35	0,14	in
Fcd efficace	1856190	190800,12	/