

N° Série : 52/2022

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnelle

Présenté Par :

BADDOU Med Adnane, MAZARI Nabil, MIHOUBI Hocine

-THÈME-

**ETUDE COMPARATIVE ENTRE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE
HIWAYET LA FRACTURATION HYDRAULIQUE
CONVENTIONNELLESUR LE CHAMPHMD.
CAS D'ETUDE : ZONE HTF(2019-2021)**

Soutenu(e) le : 05/06 /2022 devant la commission d'examen

Jury:

Président :	Mr. DADEN Abdelghafour	MCA	Univ. Ouargla
Rapporteur :	Mr. MILOUDI Mustapha	MAA	Univ. Ouargla
Examineur :	Mr. KADRI Ahmed Yacine	MAA	Univ. Ouargla

Résumé

Notre présent travail est un étude comparatif entre la fracturation hydraulique conventionnelle et la fracturation hydraulique avec technologie **Hiway** dans la zone hassi tarfa ;Ou la différence existe sur la manière d'injection un mélange de fluide chargé des proppants, fibres et le mélange de fluide non chargé de façon alternative aussi rapidement que possible.

Pour cela nous avons discuté de l'aspect opérationnel, aspect technique et économique, tout en expliquant les différences entre lesdeux méthodes.

- La méthode de fracturation conventionnelle dans le puits HTF 25 le cas ressui.
- La méthode de fracturation HiWAY dans le puit HTF 20 le cas non ressui.

Motsclés:fracturationHiWAY,fracturationconventionnelle, l'indice de productivité, perméabilité,proppants,fibre

ملخص

تضمن التكسير التقليدي حقن مائع التكسير عند ضغط أكبر من ضغط مائع الصخر لتكوين شقوق أو تصدعات. بمجرد توقف الضخ ، تترك الفتحات وبالتالي تخلق نفاذية جيدة ، مما يحسن استرداد الهيدروكربونات عن طريق زيادة الإنتاجية أو مؤشر الحقن. بالإضافة إلى تقنية تكسير جديدة. هذا هو التكسير " هايواي " الأخير ، والذي يهدف إلى إنشاء استنزاف جيد مقارنة بالتكسير التقليدي .المبدأ الأساسي هو نفس المبدأ التقليدي ، والفرق موجود في طريقة حقن مواد الدعامة ويتم إضافة مادة أخرى ، وهي الألياف. يتم حقن خليط المائع المشحون (مواد داعمة ، ألياف) والمخلوط غير المملوء بالتناوب بأسرع ما يمكن لتعزيز بلمرة مواد الدعامة ، وبالتالي إنشاء مسارات عالية التوصيل بين مجموعات البوليمر. عملنا الحالي عبارة عن دراسة مقارنة بين التكسير الهيدروليكي وتقنية هاي واي في منطقة حاسي طرفة. لهذا ناقشنا الجانب التشغيلي والفني والاقتصادي مع توضيح الاختلافات بين الطريقتين.

- طريقة التكسير التقليدي نجحت في **HTF 20**.

- طريقة التكسير هايواي لم تنجح في **HTF 25**.

الكلمات المفتاحية: التكسير هايواي ، التكسير التقليدي ، مؤشر الإنتاجية ، النفاذية ، الدعائم ، الألياف

Remerciement

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. MILOU DIMustapha 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 HMD Mr. MEHI FER

Bachir le superviseur opérations, pour sa disponibilité, ses conseils et sa patience.

Nos remerciements vont aussi à tous le personnel de la région HMD qui ont contribué au succès de notre stage et qui ont aidés lors de la rédaction de ce mémoire en particulier Mrs. BENKAHLA Chaouki, AISSAOUI Abdelkader

Un grand merci également à notre chers amis Zaki tSeifeddine

Cheouikha 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 des hydrocarbures 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.

Dédicace

À 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 offerts sans condition pour leur confiance sans faille, Merci infiniment

à M. Atrès

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.

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

À Ma petite famille pour leurs

encouragements permanents au long de mon parcours universitaire.

À mes amies qui m'ont supporté durant ces dernières années.

À toute personne m'ayant aidé de près ou de loin à HMD pendant notre stage pratique En particulier monsieur Bachir MEHIFER le superviseur opérations à HMD et monsieur Chaouki

BENKAHLA.

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

Mr B. Adnane

Dédicace

Je dédie Ce travail

A mes proches , Sans qui je ne serai pas là aujourd'hui. Tout ce que j'ai accompli dans ma vie, c'est grâce à vous, à votre soutien, votre amour et vos sacrifices. Merci infiniment....

*A mes frères et mes sœurs
À mes proches et tout les amis .*

Au superviseur opérations Mr. MEHIFER Bachir et notre encadreur MILOUDI Mostafa qui m'a guidé à réaliser ce travail pour son suivi, ses remarques et pour le temps qu'il m'a accordé malgré ses occupations.

A tous mes amis partout chacune à son nom

Je vous dédie ce travail avec tous mes vœux de bonheur, de santé et de réussite.

Mr M.Nabil

Dédicace

Je dédie Ce travail

A mes proches , Sans qui je ne serai pas là aujourd'hui. Tout ce que j'ai accompli dans ma vie, c'est grâce à vous, à votre soutien, votre amour et vos sacrifices. Merci infiniment....

*A mes frères et mes sœurs
À mes proches et tous les amis .*

Au superviseur opérations Mr. MEHIFER Bachir et notre encadreur MILOUDI Mostafa qui m'a guidé à réaliser ce travail pour son suivi, ses remarques et pour le temps qu'il m'a accordé malgré ses occupations.

A tous mes amis partout chacune à son nom

Je vous dédie ce travail avec tous mes vœux de bonheur, de santé et de réussite.

MrM.Hocine

Listedesfigures

Figure	Titre	page
FigureI.1	Créationdes fracturesparun fluidesoushaute pression	1
FigureI.2	pressiondepropagationdelafracture	2
FigureI.3	contraintesexercées	4
FigureI.4	Ladéformationélastique	5
FigureI.5	Larigiditéd'unmatériau	5
FigureI.6	Les déformations	6
FigureI.7	Lescontraintes principalesetorientation dela fracture	9
FigureI.8	lagéométriendelafracture	11
FigureI.9	Evolutiondelapressionaucours d'unefracturation	12
FigureI.10	disposition despropantsparlatechniquedeHiway	17
FigureII.1	Plan desited'uneopérationdefracturationhydraulique	22
FigureII.2	testeSteprate	25
FigureII.3	Variationdelapressionenfonctiondedébitpendantlestestestestet estimation de la pression de propagation	25
FigureII.4	Pumpinflowbacktest	27
FigureII.5	Pressuredéclinetestaprèsshut-in	28
FigureII.6	Lapressiondefermetureàbasedeshut-intest	28
FigureII.7	Exempleducourbedéclindepression	29
FigureII.8	Expériencedetestdedécantationavecetsansfibre	33
FigureII.9	Représentationde laconductivitéadimensionnelledelafracture	34
FigureII.10	Demi-longueureffectifpourleHiWAYàgaucheetpourla fracturation conventionnelle a droite	35
FigureII.11	Illustrationschématiquedescheminsd'écoulementsrétrécisentrperforations et la (les) fracture(s) elle(s)-même(s) qui ausent la tortuosité	37
FigureIII.1	Situation Géographique Des Puits HTF25	41
FigureIII.2	EnregistrementDeL'opérationMainFracPourLePuitsHTF25.	44
FigureIII.3	Plot De La Distribution Des Proppants Pour Le Puits HTF25	44
FigureIII.4	EvolutionDuDébitD'huileSurSéparateur,DuDébitD'eauProduiteEtDu Débit DeGazInjectePourLe Puits HTF25	47
FigureIII.5	Situation Géographique Des Puits HTF20	50
FigureIII.6	EnregistrementDeL'opérationMainFracPourLePuitsHTF20.	53
FigureIII.7	Plot De La Distribution Des Proppants Pour Le Puits HTF20	53
FigureIII.8	EvolutionDuDébitD'huileSurSéparateur,EtGOR produit PourLe Puits HTF20.	56

Liste des Tableaux

Listedestableaux

Figure	Titre	Page
Tableau III.1	LesCoordonnéesUTMEtGéographiquesDuPuits HTF25.	40
Tableau III.2	Stratigraphie DuPuits HTF25.	42
Tableau III.3	LesParamètresDuRéservoirOrdovicien (Quartzites de Hamra OrdovicienDuPuitsHTF25.	43
Tableau III.4	PrincipauxRésultats Du Main-FracPourLePuitsHTF25.	45
Tableau III.5	TableauRécapitulatifDeTraitementPrincipal DeLaFracturationConventionnelle DuPuitsHTF25.	45
Tableau III.6	HistoriqueDeProductionDuPuitsHTF25	47
Tableau III.7	EtatDuPuitsHTF25 AvantEtAprès Fracturation.	48
Tableau III.8	RésuméDeL'évaluationEconomiqueDuPuitsHTF25	49
Tableau III.9	LesCoordonnéesUTMEtGéographiquesDuPuits HTF20	50
Tableau III.10	Stratigraphie DuPuits HTF20.	51
Tableau III.11	LesParamètresDuRéservoirordovicien DuPuitsHTF20	52
Tableau III.12	PrincipauxRésultats Du Main-FracPourLePuitsHTF20	54
Tableau III.13	TableauRécapitulatifDeTraitementPrincipal DeLaFracturationHiWay du puit HTF20	54
Tableau III.14	HistoriqueDeProductionDuPuitsHTF20.	56
Tableau III.15	EtatDuPuitsHTF20 AvantEtAprèsFracturation.	57
Tableau III.16	RésuméDeL'évaluationEconomiqueDuPuits HTF20	58
Tableau III.17	Paramètrespermettantlacomparaisonentrelesdeuxméthodesdefracturation.	59
Tableau III.18	Comparaison entrelesdeuxméthodesdefracturation.	60

Nomenclature

Symbole	Signification	Unités
[C]agent	Concentration d'agent	lb/gallon
Bg	facteur volumétrique de gaz	m ³ /stdm ³
Bo	facteur volumétrique d'huile	m ³ /stdm ³
CF	Cash-flow	\$
CG	Coût global de l'opération de fracturation	\$
Cm	Compressibilité de la matrice	Psi
CMP	Coût du arrêt (manque) de production	\$
Co	Coût de l'opération de fracturation	\$
Cp(16/30, 20/40)	Concentration des proppants	lb/ft ²
Do,g,w	Densité d'huile, gaz, eau	/
D _{Perfos}	Diamètre des perforations	In
E'	Module de déformation plane	Psi
Ed	Module de Young dynamique	Psi
Es	Module de Young statique	Psi
FBHP	Friction au fond de puits	Psi
FCD	Conductivité adimensionnelle de la fracture	/
fT	Friction totale	Psi
Hbp	Hauteur de base de perforation	M
Hmp	Profondeur à mi-perforation	M
Hut	Hauteur utile	M
IP	Indice de productivité	bbf/D
K	Perméabilité de la formation	mD
Kf	Perméabilité de la fracture	mD
Km	Perméabilité moyenne	mD
Mp	masse de proppant	Lb
Pbd	Pression d'initiation de la fracture	Psi
Pc	pression de couche	Psi
Pext	Pression d'extension	Psi
Pf	Pression du fluide dans la fracture	Psi
PG	Pression gisement	Psi
Phyd	Pression hydrostatique	Psi
Pi	pression d'initiation	Psi
Piw	Pression de fond d'injection	Psi
PNet	Pression Nette	Psi

Nomenclature

POT	Délai de récupération de l'investissement	D
P_w	Pression de fermeture	Psi
P_w	Pression de fond à l'arrêt de pompage	Psi
Q_{omoy}	Débit moyen d'huile	m ³ /j
Q_p	Débit de pompage	m ³ /j
S_f	Skindela fracture	/
S_o	saturation en huile	%
S_w	saturation en eau	%
V	Volume injecté	gal, bbl
V_{cumulé}	Volume cumulé	gal, bbl
V_{f(t)}	volume de la fracture créée après l'arrêt de pompage	gal, bbl
V_{Ls}	Volume perdu dans la formation après l'arrêt de pompage	gal, bbl
V_{Pad}	volume du PAD	gal, bbl
V_{sh}	Volume d'argile	/
ΔQ	Gain en débit d'huile	m ³ /j
M_{gl}	Viscosité de gellinière	Cp
M_{gr}	Viscosité de gel réticulé	Cp
ρ_p	masse volumique du proppant	lb/ft ²
E_f	Epaisseur de la fracture	In
H_f	La hauteur de la fracture	M
K_{f_{eff}}	Perméabilité effective de la fracture	mD
L_f	Longueur de la fracture	M
X_f	Extension de la fracture (la demi-longueur)	M
q_i	Débit d'injection	bbl/min
q_{lp}	Débit Leak-off à l'arrêt de pompage	bbl/min
r_p	Rapport de la surface perméable sur la surface de la fracture	Psi
v_{frac}	Volume de la fracture	gal, bbl
v_i	Volume injecté	gal, bbl
v_{lp}	Volume Leak-off à l'arrêt de pompage	gal, bbl
v_s	Coefficient de Poisson	/
Φ_{agent}	Porosité d'agent	%
Φ_m	Porosité moyenne du réservoir	%

Abréviations

Abréviation	Signification en anglais	Traduction française
BHLPP	BottomHoleLastPumpingPressure	Dernière Pression de traitement de fond
BHTP	BottomHoleTreatingPressure	Pression de traitement de fond
BSW	BasicSedimentWater	(teneureau)
GR(ISIP)	GradientISIP	Gradient de chute instantanée de pression
HHP	HydraustaticHorsePower	Puissance hydrostatique des pompes
ISIP	InstantaniusShutInPressure	Dernière Pression de traitement de surface
NWBF	NewWellBordFriction	Friction aux abords du puits
SLPP	SurfaceLastPumpingPressure	Dernière Pression de traitement de surface
STP	SurfaceTreatingPressure	Pression de traitement de surface
WHP	WellHeadPressure	Pression de tête de puits
WOC	WaterOil Contact	Contact huile/eau

Sommaire

Résumé

ملخص

Abstract

Remerciements

Dédicaces

Liste des figures

Listedestableaux

Nomenclature

Abréviation

Sommaire

Introductiongénérale

Chapitre01:lafracturationhydraulique

Introduction.....	1
I.1-La fracturation conventionnelle.....	1
I.2-Principe et domaine d'application.....	1
I.3-Description de l'opération.....	2
I.4-But de fracturation hydraulique.....	3
I.5-Description d'une fracture.....	9
I.6-Fluide de fracturation.....	13
I.7-Les agents desoutènements.....	14
I.8-Déroulement de l'opération de fracturation hydraulique.....	15
I.9-Traitement lui-même.....	15
I.10-Dégorgement depuits aprèsle traitement.....	16
I.11-La fracturation hiway.....	16
I.11.1-Créationdelaconductivité.....	17
I.11.2-Lesfibres.....	18
I.11.3- Comment les fibres empêchent L'arrangement de proppants.....	18
Conclusion.....	19

Chapitre02: Comparaison entre la méthode conventionnelle et la méthode HiWAY

II.1- Introduction.....	22
II.2-Comparaison entre la méthode conventionnelle et la méthode HiWAY.....	22
II.2.1-L'aspect opérationnel.....	22
II.2.2-L'aspect technique.....	34
II.2.3-L'aspect économique.....	35
II.2.4-Les problèmes de la fracturation hydraulique.....	36
II.3- Conclusion.....	38

Chapitre03: interprétation et comparaison des résultats (étude de cas)

III.1- Introduction.....	40
III.2-Valorisation des résultats entre HTF25 ET HTF20 (Réservoir Dévonien C3-I).....	40
III.2.1-description Puits HTF25.....	40
III.2.2-description Puits HTF20.....	50
III.3-Comparaison de l'efficacité des deux méthodes de fracturation.....	59
Conclusion et recommandations.....	63

bibliographiques**Références****Annexes**

Introduction générale

L'exploitation d'un gisement d'hydrocarbure conduit inévitablement à une diminution de la production des puits .ce phénomène est provoquée soit par une déplétion naturelle .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 de l'insuffisance de la pression de poussée de fluide de formation vers le surface, ou par un endommagement de la couche productrice, particulièrement aux abords du puits, 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**. [1]

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 une technique ancienne, utilisée pour la première fois en 1947, consistant à injecter à forte pression dans un puits un fluide à base d'eau et 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;Un drain hautement perméable, s'étendant le plus loin possible dans la formation, permettant de fissurer la roche. Ce procédé vise à compléter et à interconnecter les failles existant au sein de cette roche, afin de faciliter l'écoulement de la ressource produite. 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. [1]

Il existe de nombreuses techniques ou méthodes de fracturation hydraulique disponibles sur le marché.

Quelle est la méthode la plus efficace de notre champs d'étude ?

Parmi lesquelles nous mentionnons la fracturation conventionnelle (depuis 1947) [3]. 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 un mélange de fluide chargé des proppants, fibres et le mélange de fluide non chargé de façon alternative aussi rapidement que possible. De ce fait les polymères des proppants se forment créant ainsi une voie à haute conductivité. Les hydrocarbures traverseront désormais ces voies créées et non les proppants.

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. [5]

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.

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 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 HTF20, fracturé par la méthode HiWAY et HTF25, fracturé par la méthode conventionnelle.

Nous clôturons notre travail par une conclusion et des recommandations.

CHAPITRE 01

Généralité sur la fracturation hydraulique

INTRODUCTION

Depuis 1947, 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.

1.1- 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). [1]

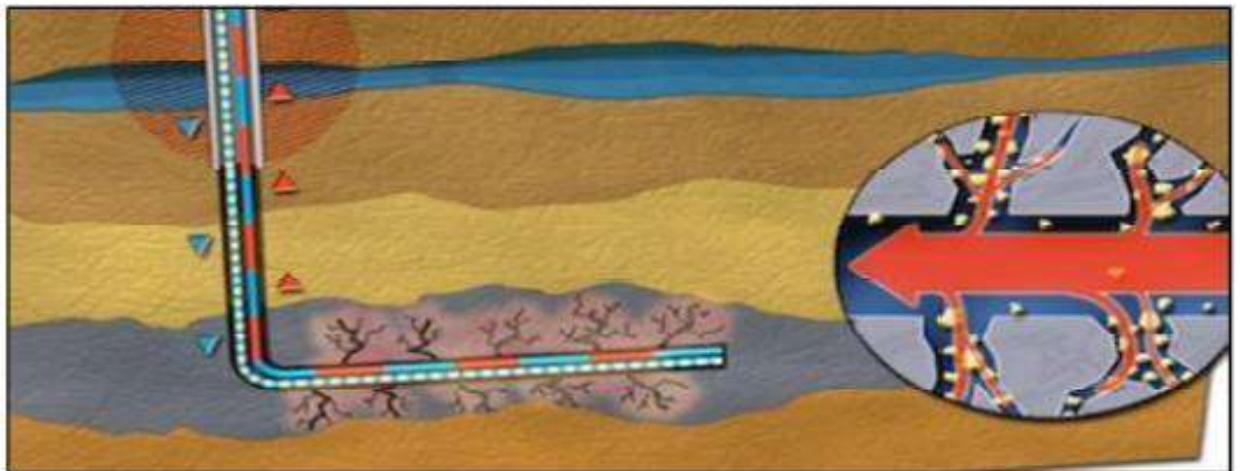


Fig1.1:Créationdesfracturesparunfluidesoushaute pression.[1]

I.2-PRINCIPEETDOMAINED'APPLICATION

La fracturation hydraulique consiste à injecter 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.

La fracturation hydraulique ne convient qu'aux formations suffisamment consolidées, grés et calcaire par opposition aux formations plastiques, argile, sable très peu consolidés. De plus elle est fortement déconseillée lorsqu'elle risque de favoriser la venue d'un fluide indésirable plus au moins proche présence d'une interface.

Dans les cas favorables on peut s'attendre à des gains de productivité de 3 à 4.

I.3-DESCRIPTION DE L'OPERATION

Il existe cinq étapes distinctes :

a- Initiation de la fracture

Lors de pompage du fluide dans le puits la pression augmente tant que le débit de pompage est supérieur à celui qui peut filtrer dans la formation, la fracture se ramifie par les contraintes de traction. Elle sera perpendiculaire à la contrainte de compression minimale en place avant le pompage.

La fracturation de la roche intervient à une pression appelée pression d'initiation de la fracture (P_i). Nous appellerons ΔP_i l'accroissement de la pression P_i dans le puits au-delà de la pression de couche (P_c).

$$\Delta P_i = P_i - P_c \dots\dots\dots \text{I.1.}[6]$$

b- Développement ou extension de la fracture

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

L'extension de la fracture s'effectue à une pression appelée pression d'extension (P_e), inférieure ou égale à la pression d'initiation, nous désignerons par ΔP_e l'accroissement de la pression P_e dans le puits au-delà de la pression de couche :

$$\Delta P_e = P_e - P_c \dots\dots\dots \text{I.2.}[6]$$

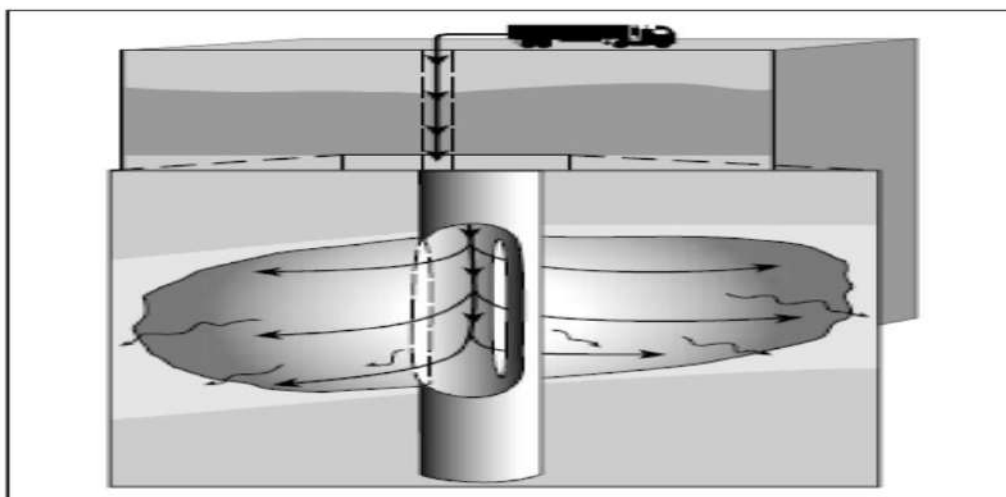


Fig.I.2: pression de propagation de la fracture.[6]

c- Maintien de l'ouverture de la fracture

○ Dans les formations carbonatées un fluide de fracturation contenant l'acide chlorhydrique assez concentré est utilisé. Cet acide ronge irrégulièrement les parois de la fracture ce qui laisse des canaux résiduels de très haute perméabilité lorsque la fracture se ferme suite à l'arrêt du pompage; c'est ce que l'on appelle «fracturation acide».

○ Dans les formations gréseuses, des agents de soutènement présentant une très bonne perméabilité (sable, billes de verres...) sont mélangés au fluide de fracturation (de haute viscosité) et sont entraînés dans la fracture par ce fluide ; ils empêchent la fracture de se fermer quand on arrête le pompage en fin du traitement. Les agents de soutènement sont pompés lorsque la fracture atteint des dimensions géométriques (épaisseur de la fracture particulièrement) suffisantes pour les laisser passer. [3]

d- Fermeture du puits

Arrêt du pompage et refoulement des fluides de fracturation dans le puits afin de permettre la récupération, tout en laissant l'agent de soutènement en place dans le réservoir.

e- Dégorgement et mise en production

Il faut évacuer au mieux non seulement le fluide de traitement contenu dans la fracture résiduelle mais encore le fluide qui a filtré dans la formation.

I.4-BUT DE FRACTURATION HYDRAULIQUE

La stimulation par fracturation hydraulique est une opération consistant à créer un drain perméable dans la roche réservoir. L'objectif est de :

- ✓ Modifier certaines propriétés pétrophysiques de la roche et augmenter la productivité et l'injectivité.
- ✓ Augmenter la vitesse de récupération grâce à l'amélioration de l'indice de productivité.
- ✓ Créer des by-passes entre le réservoir et le fond de puits donc une bonne conductivité dans laquelle les fluides s'écoulent vers le fond de puits.

I.4.1-Les contraintes

D'une façon générale, les formations sont soumises à différentes contraintes, qui sont associées à des états de contraintes en état de compression :

❖ État local des contraintes en profondeur

Il existe deux types de contraintes :

- ✓ Contraintes principales totales (δ_i).
- ✓ Contraintes principales effectives (σ_i).

Ces contraintes sont liées entre elles par la relation suivante :

$$\sigma_i = \Sigma_i - \alpha P \quad (i = 1, 2, 3) \dots \dots \dots \text{II.3 [3]}$$

$$\alpha = 1 - \frac{C_m}{C_b} \dots \dots \dots \text{II.4 [3]}$$

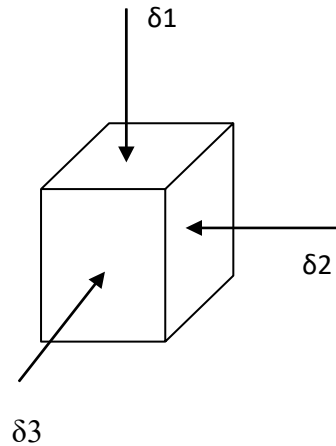


fig 1.3 : contraintes exercées

Avec:

P_c : Pression de couche.

C_m : Compressibilité de la matrice.

C_b : Compressibilité de la roche poreuse

α : constante de BIOT $(0 \leq \alpha \leq 1) \alpha \approx 1$

I.4.2-Propriétés mécaniques des roches

Les roches sont caractérisées par:

- ✓ Le module de Young (E).
- ✓ Le coefficient de Poisson (ν).
- ✓ Le module de cisaillement (G).

Il existe deux types de propriétés mécaniques des roches: statiques et dynamiques

A-Propriétés Statiques

a-Module de Young (E)

Tout corps soumis à une contrainte, se déforme sous l'effet de cette contrainte jusqu'à une certaine limite (caractéristique du matériau considéré),

Cette déformation est élastique c'est-à-dire que le

corps se reprend sa forme initiale lorsque la contrainte cesse.

Pour des contraintes faibles, la déformation est proportionnelle à la contrainte.

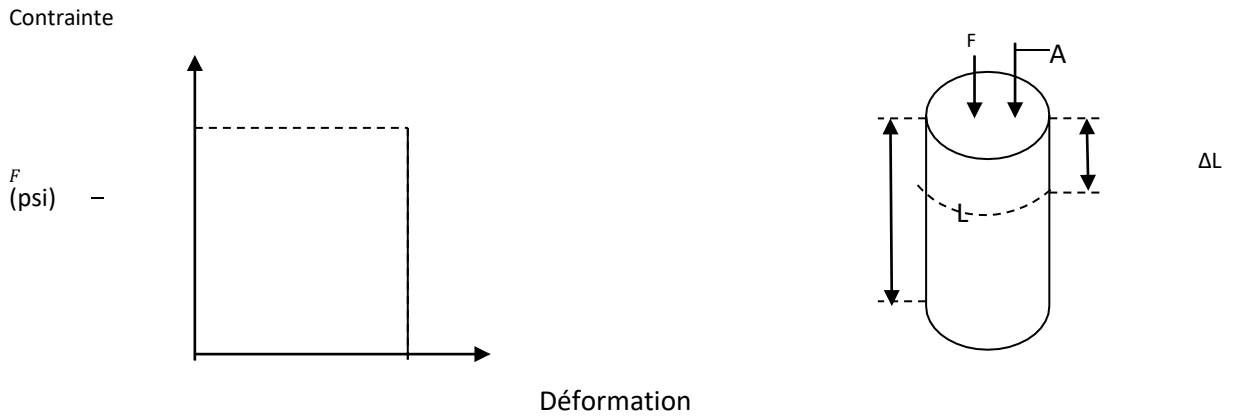


Fig.I.4: La déformation élastique [6]

La contrainte σ est définie comme étant la force appliquée par unité de surface:

$$\sigma = \frac{\text{force}}{\text{surface}} \dots\dots\dots (I.5). [7]$$

La déformation est définie comme la variation d'une dimension par rapport à la longueur initiale :

$$\Sigma = \frac{\Delta L}{L} = \frac{L_2 - L_1}{L_1} \text{ sans dimension} \dots\dots\dots (I.6) [7]$$

On peut définir la rigidité d'un corps de la manière suivante:

Un matériau est plus rigide qu'un autre, s'ils sont soumis à la même contrainte, il subit une déformation plus faible.

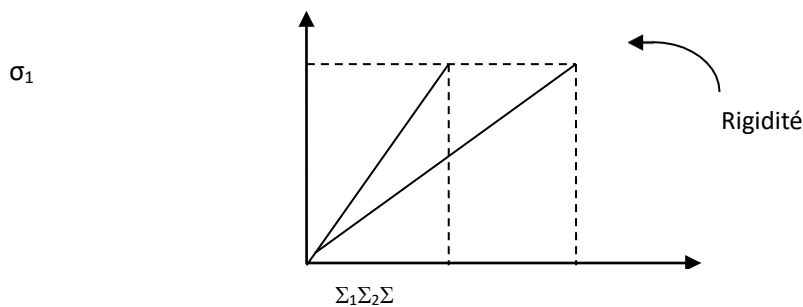


Fig.I.5: La rigidité d'un matériau.

La rigidité d'un matériau peut donc être caractérisée par la pente de la courbe $\sigma=f(\Sigma)$. La valeur de la pente est la caractéristique du corps considéré appelé **module de Young (E)**.

$$E = \frac{\sigma}{\Sigma} \dots \dots \dots (I.7)[7]$$

Le module de Young de la roche saturée en eau ou huile est en général inférieur au module de la roche sèche.

b- Coefficient de Poisson (v)

Coefficient sans dimension, défini comme étant le rapport entre la variation de la dimension latérale (changement de diamètre) et la variation de la dimension axiale ou longitudinale (changement de longueur), lorsqu'un échantillon est soumis à une compression.

$$v = - \frac{\left(\frac{\Delta d}{d}\right)}{\left(\frac{\Delta L}{L}\right)} \dots \dots \dots I.8[7]$$

Il varie pour les roches dans les limites 0.1 à 0.45.

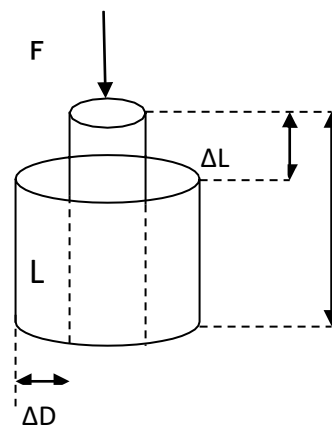


Fig.I.6: Les déformations. [7]

c- Coefficient de cisaillement (G):

Il est souvent pratiqué en modélisation, le module de cisaillement est noté (G).

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \dots\dots\dots \text{I.9[3]} \quad \text{avec}$$

E: module de Young.

ν : Coefficient de Poisson.

B-Propriétés dynamiques

Les valeurs des constantes élastiques obtenues par des techniques dynamiques sont en général plus élevées que ceux obtenus par des méthodes statiques. Cette différence est maintenant considérée comme étant due principalement à l'amplitude de la déformation, avec les mesures dynamiques de très faible amplitude représentant le réel.

Le seul outil qui répond aux propriétés élastiques de la formation est le sonique. Les deux types d'ondes d'intérêt pour l'estimation des constantes élastiques d'un milieu sont des ondes de compression (ondes P) et des ondes de cisaillement (ondes S). L'outil sonique mesure la vitesse de propagation caractéristique des ondes P et S.

La propagation des ondes est un phénomène de petite souche avec une grande vitesse de déformation. Les formations rocheuses apparaissent plus rigides, en réponse à une onde élastique par rapport à un test mécanique des roches au laboratoire, où les couches beaucoup plus importantes sont appliquées à une vitesse de déformation inférieure.

La différence entre le coefficient de Poisson statique et dynamique n'est pas grande, à condition qu'aucun tassement ne se soit produit lors de l'essai en laboratoire. Ainsi, les valeurs déterminées pour le coefficient de Poisson sont habituellement valides.

Si le compactage se produit, un modèle purement élastique n'est plus valide. Les données pour le module de Young devraient être revues.

Dans un milieu isotrope, seules les deux constantes élastiques du module de cisaillement G et le rapport de Poisson ν sont indépendants. Elles sont liées à la vitesse de propagation d'une onde P U_p et celle d'une onde S U_s par

$$G = \rho_b u_s^2 \dots \dots \dots \text{I.10 [3]}$$

$$v = \frac{2u_s^2 - u_p^2}{2(u_s^2 - u_p^2)} \dots \dots \dots \text{I.11 [3]}$$

pdésignelamassevolumiqued'un échantillonderoche.

La vitesse de propagation peut être remplacée par le temps Δt, il prend une onde pour parcourir une distance fixe (par exemple, entre une source et un récepteur)

$$G = \rho_b \frac{d^2}{\Delta t_s^2} \dots \dots \dots \text{I.12[3]}$$

$$v = \frac{\frac{1}{2} \left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)^2 - 1}{\left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)^2 - 1} \dots \dots \dots \text{I.13 [3]}$$

Où Δt_s et Δt_c sont les temps de trajet des ondes S et de ondes P, respectivement, le module de Young E est lié aux deux constantes par

$$E = 2G(1 + \nu) \dots \dots \dots \text{I.14 [3]}$$

Plusieurs corrélations sont utilisées pour estimer les propriétés élastiques statiques à partir des propriétés d'élasticité dynamique. Les corrélations ont été établies en comparant les propriétés élastiques statiques aux propriétés élastiques dynamiques. La plupart des corrélations sont une variante de la statique comme suit:

$$static = (A \times dynamic^\alpha) + B \dots \dots \dots \text{I.15[7]}$$

Où static : est la propriété élastique statique et dynamique : est la propriété élastique dynamique correspondante. Les constantes A, B et α sont déterminées; α est généralement affecté d'une valeur de 1.

I.5-DESCRIPTION D'UNE FRACTURE

I.5.1- Forme et orientation de la fracture

a- Orientation de la fracture selon la profondeur

Les expériences ont montré que les fractures sont développées suivant les plans horizontaux ou verticaux. Pour des profondeurs inférieures à 600 mètres, il est possible d'obtenir les fractures dans les plans horizontaux. Pour des profondeurs supérieures à 600 mètres, le poids des sédiments fait que la fracture se développe uniquement dans les plans verticaux.

b- Contraintes principales et orientation de la fracture

Aux profondeurs supérieures à 1000 m (ou l'on peut négliger la résistance à la traction de la roche vis-à-vis des contraintes appliquées) l'orientation théorique des fractures serait définie très approximativement par les relations.

$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} > 1 \Rightarrow$ Fractures verticales —

$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} < 1 \Rightarrow$ Fractures horizontales —

σ_1 : Contrainte principale verticale

σ_2 et σ_3 : Contrainte principale horizontale

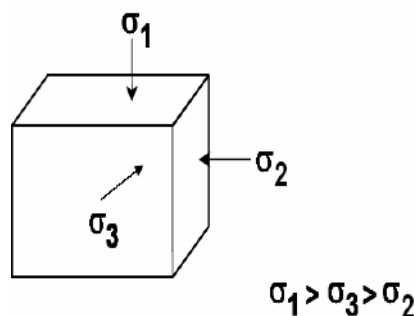


Fig.I.7: Les contraintes principales et orientation de la fracture [7]

I.5.2- Gradient de fracturation

a- pression de fracturation: est en fonction:

- De l'état de contraintes exercées sur le réservoir,
- Des conditions aux limites,
- De la mobilité du fluide injecté.

$$PF = P_w + P_h + P_f \dots \dots \dots I.16[7]$$

Avec: P_w : pression d'injection entête.

P_h : Pression hydrostatique.

P_f : Pertes de charge qui peuvent avoir deux composants:

- pertes de charges dans le tubing.

- pertes de charges au niveau des perforations et aux bords de puits.

b- gradient de fracturation: GF

Par définition, le gradient de fracturation est égal au rapport de pression de fracturation et la profondeur de la formation.

$$GF = \frac{PF}{H} \dots \dots \dots II. 17.[3]$$

H: la profondeur.

c- Valeurs du gradient de fracturation

Il est recommandé d'évaluer le gradient de fracturation en psi/ft.

En effet 1 psi/ft = 0.23 bar/m; représente approximativement le gradient de la contrainte géostatique due au poids de la terre.

☞ Le gradient de fracturation croît en générale très légèrement avec l'initiation de la fracturation.

☞ Il se maintient ensuite de manière constante et sensible, par rapport au développement de la fracture ; s'il y a un accroissement de gradient de fracturation au cours du traitement, ce qui est l'indice d'un débit de remplissage de la fracture.

Dans les roches communément exploitées, le gradient de fracturation varie de 0.55 psi/ft à 1 psi/ft.

On conclue généralement que le gradient de fracturation est supérieur à 1 psi/ft c'est-à-dire supérieur à la valeur moyenne de la contrainte géostatique, on développe une fracture horizontale. Les fractures verticales étaient associées à des gradients sensiblement plus faibles.

I.5.3- La géométrie de la fracture

Dans le cas d'une fracture verticale, on admet généralement:

- soit une fracture verticale symétrique par rapport au puits ($L_f = 2l$).
- soit une fracture totalement asymétrique par rapport au puits ($l_1 = L_f, l_2 = 0$).
- soit partielle asymétrique ($L_f = l_1 + l_2$).

I.5.3.1-La longueur de la fracture (X_f)

Elle 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 cette dernière y a une ou deux ailes asymétriques.

I.5.3.2-L'épaisseur de la fracture (W_f)

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

I.5.3.3-La hauteur de la fracture (H_f)

Elle est la distance suivant la verticale entre les deux points associés à une épaisseur

nulle. Tout cela concerne la fracture verticale, pour ce qui est de la fracture horizontale on aura la hauteur qui remplace l'épaisseur.

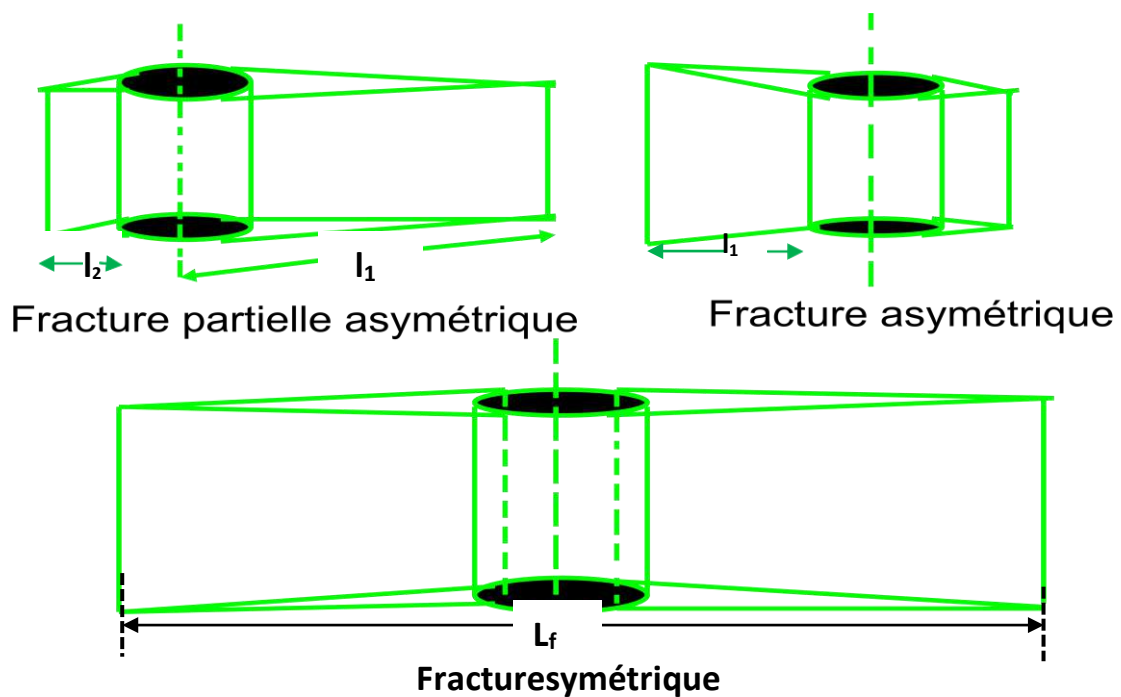


Fig.I.8: la géométrie de la fracture.

I.5.4-Conductivité adimensionnelle de la fracture

Elle est représentée par cette formule suivante:

$$F_{CD} = K_f \cdot W_f / K \cdot X_f \dots\dots\dots \text{II.19 [6]}$$

X_f : Extension de la fracture (la demi-longueur) W_f : Epaisseur de la fracture

K : Perméabilité de la formation K_f : Perméabilité de la fracture

Pour que la fracturation soit optimale, il suffit que $2 < F_{CD} < 10$

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

I.5.5-Evolution de la pression au cours du traitement

Quand on commence à pomper la pression monte jusqu'à un pic:

- Le pic est la pression d'initiation de la fracture
- On remarque après le pic une déclinaison suivie d'une quasi-stabilité de la pression qui est la pression de propagation
- Enfin il y a une chute de pression due à l'arrêt de pompage celle-ci est succédée d'une autre déclinaison qui indique la pression de fermeture.

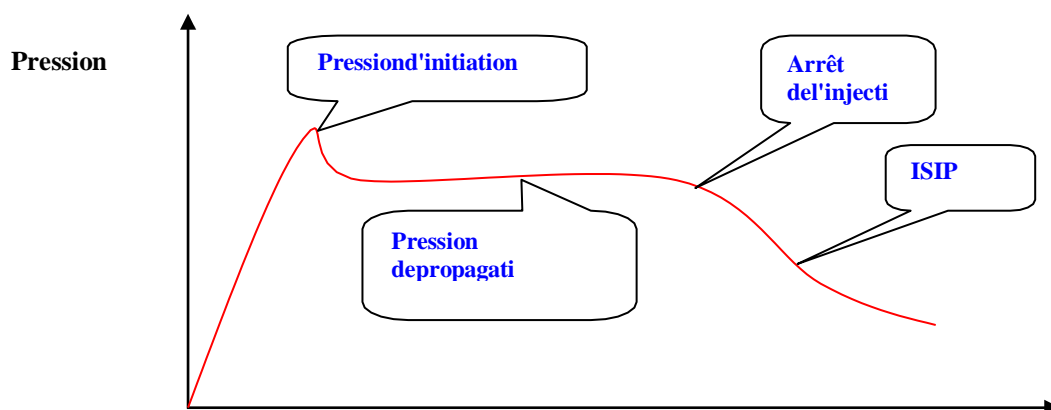


Fig.I.9: Evolution de la pression au cours d'une fracturation

I.6-FLUIDEDEFRACTURATION

I.6.1-Fluidesdefracturationhydraulique

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

L'eau est le fluide le plus utilisé en raison du fait qu'elle est peu coûteuse et abondante.

Lors d'opération de fracturation au moyen de fluides à base d'eau, on procède aux principaux essais de la compatibilité de l'eau avant d'entreprendre le procédé de fracturation.

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

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. Les fluides de grande viscosité comprennent :
- Les dispersion eau/huile.
- Les fluides à base d'eau, avec réticulant ou polymère.
- Les fluides à base d'huile.

Pour les fluides à base d'eau on distingue par ailleurs 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.

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 100Cp. Un gel linéaire à base d'eau est appelé : « water frac » abrégé WF, et les gels réticulés sont codés YFou « widefrac ».

Ces gels ont pour avantages :

- ✓ Un fluide peu coûteux.
 - ✓ Facilement disponible et transportable.
 - ✓ Ne pose pas de problèmes de sécurité (incendie, explosion, pollution,...)
 - ✓ Assez facilement traitable avec les additifs
- Les inconvénients sont :
- ✓ Sa densité est élevée, et par conséquent elle limite la puissance de pompage, et leur dégorgement peut être difficile.
 - ✓ L'augmentation de la saturation n'est due qu'à la filtration et réduit la perméabilité relative à l'huile. Donc il est important de faire attention à la qualité de l'eau.

I.6.2-QUALITES DEMANDEES AUX FLUIDES DE FRACTURATION

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

- ✓ Forte viscosité et faible filtration pour obtenir une bonne épaisseur et une bonne extension de la fracture et pour assurer une bonne mise en place des agents de soutènement.
- ✓ Capacité de transport d'agents de soutènement lourds et en proportion importante.
- ✓ Faible friction pour limiter la puissance de pompage nécessaire lors de l'injection
- ✓ Bonne compatibilité avec la roche et les fluides de formation, faible teneur en produits insolubles et création d'un minimum de produit de réaction insoluble pour ne pas endommager la formation.
- ✓ Facilement déplaçable par les hydrocarbures en place dans le gisement, faible viscosité (lors de dégorgement) et faible densité pour faciliter le dégorgement et la mise en production
- ✓ Adaptation aux températures rencontrées lors de l'opération à réaliser [7]

I.7-LES AGENTS DE SOUTÈNEMENTS

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

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

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

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

I.8-DEROULEMENT DE L'OPERATION DE FRACTURATION HYDRAULIQUE

Le traitement de fracturation hydraulique se déroule suivant ces étapes :

I.8.1-Test d'injectivité

Consistant à l'injection d'un fluide tel que : l'eau traitée, la saumure ou le brut en régime de fracturation pour :

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

I.8.2-Shadow Frac (minifrac ou data frac)

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

- ✓ La pression de fermeture
- ✓ Le coefficient de filtration
- ✓ L'efficacité du fluide
- ✓ La géométrie de la fracture
- ✓ Les pertes de charges.
- ✓ Tous ces paramètres permettent d'établir le programme de fracturation, c'est-à-dire déterminé :
- ✓ Les rampes de pompes de billes (agents de soutènement)
- ✓ Le débit et le volume du fluide injecté.

I.9-TRAITEMENT LUI MEME

Il se subdivise en trois étapes :

- ✓ 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 (gel réticulé plus agent de soutènement)
- ✓ La chasse du slurry restant dans le tubing avec un gel linéaire facile à dégorger.

I.9.1-Contrôle pendant l'opération de fracturation

Il est nécessaire de s'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
- ✓ Le volume total du fluide injecté
- ✓ La concentration du fluide en proppants

I.10-DEGORGEMENT DE PUITS APRES 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 du 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.

I.10.1-Comment dégorgier le puits

Le point de vue des opérateurs sur le débit de dégorgement est partagé:

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 neuve des agents de soutènement dans la fracture.

I.10.2-Durée du dégorgement

Il est toujours illusoire de vouloir éliminer pendant le dégorgement, la totalité des fluides injectés

.

Les mesures de BSW (pourcentage d'eau) permettent de préciser la durée de dégorgement: on s'arrête par exemple lorsque $BSW \leq 5\%$.

I.11-La fracturation HIWAY

La fracturation hydraulique « Hiway » est une nouvelle technique commercialisée en 2010. Elle a augmenté de manière significative la conductivité de la fracture réalisée et 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.

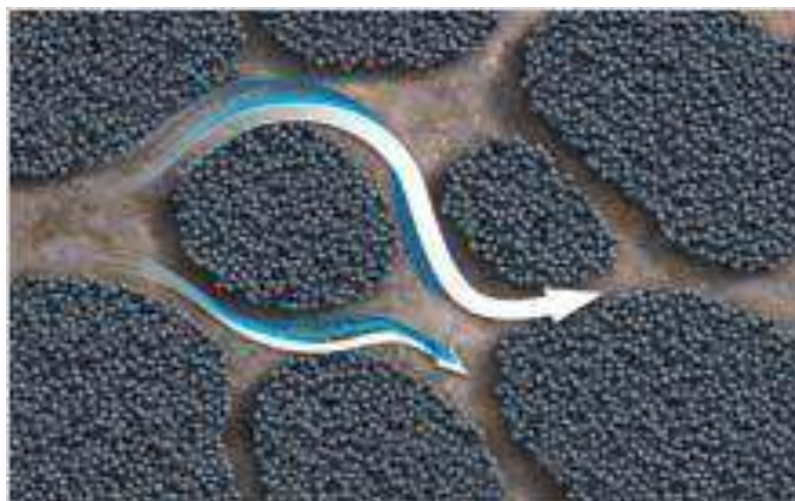
II.11.1-Création de la conductivité

Contrairement à la conventionnelle, le «Hiway» crée des canaux d'écoulements, les hydrocarbures traversent les voies créées par les faisceaux des proppants au lieu de traverser les pores formés par les proppants. La stabilité des canaux d'écoulements est maintenue en utilisant une fibre industrielle mélangée avec le fluide plus les proppants. Ce mélange est injecté après la propagation de la fracture pour former des structures de polymères et se protéger jusqu'à ce que la fracture se ferme.

L'injection des proppants ne se fait pas comme celle de la fracturation conventionnelle. Lorsque la fracture atteint une géométrie importante permettant le passage des proppants, on mélange les fibres avec le fluide et on ajoute les proppants, on injecte ces derniers sous forme d'impulsion c'est-à-dire en programme le blinder de telle façon à injecter les proppants en alternative, on injecte un mélange de fluide avec proppants suivi par un fluide sans proppants, et ainsi de suite aussi rapidement que possible.

Contrairement au programme conventionnel de pompage, dans lequel les proppants sont ajoutés homogènement avec des augmentations par accroissement de concentration de proppants, dans la nouvelle technique, les proppants sont ajoutés dans les impulsions courtes.

Les impulsions de proppants créeront les faisceaux de proppants. Les impulsions propres (ou les impulsions sans proppants) favoriseront les canaux de la formation et le matériel fibreux aide à consolider la structure de proppants pendant le transport et à réduire le taux d'arrangement pendant la fermeture de la fracture, ce qui laisse enfin de compte les voies à haute perméabilité.



FigI.10: disposition des proppants par la technique de Hiway [5]

I.11.2-LES FIBRES

Des fibres ont été employées dans l'industrie depuis l'antiquité. Les Egyptiens

antiques avaient l'habitude de la paille et le crin pour renforcer des briques de boue. Jadis, les maisons chinoises et japonaises mettent en évidence la natte de paille pour fournir de support structural cependant, jusqu'à ce que les fibres synthétiques soient devenues commercialement disponibles pendant le début du 20^{ème} siècle, des applications commerciales ont été limitées par les propriétés de fibre.

De nos jours, une grande variété de fibres manufacturées est disponible, la plupart du temps fait à partir des polymères, métaux, ou carbone. Ces fibres ont des propriétés qui révolutionnent beaucoup d'industries, en particulier, génie civil, médecine, habillement et transport. L'industrie de pétrole et de gaz, particulièrement les secteurs de service de pompage, tire bénéfice également de nouveaux matériaux fibreux.

Dans les années 90 Schlumberger a présenté CemNET, le ciment de fibre, qui a utilisé les fibres pour empêcher la perte de circulation lors de cimentation primaire à travers une zone. Des fibres sont également employées pour empêcher le flowback de proppants, un problème sérieux lié à la fracturation hydraulique si les proppants sortent d'une fracture hydraulique vers le casing, la productivité diminue, et les dommages de casing, et les équipements de tête du puits peuvent résulter. Pompé ainsi que les proppants dans un fluide de frac, les fibres forment un réseau qui stabilise les paquets de proppants pour maintenir intégrité, les fibres doivent être suffisamment stables pour rester en place pendant la vie productive du puits.

Les chercheurs de Schlumberger ont découvert en plus de stabiliser les groupes de proppants, les fibres augmentent les possibilités de transport des proppants par les fluides de frac.

I.11.3-Comment les fibres empêchent l'arrangement de proppants

Quand les fibres ne sont pas présentes, la vitesse à laquelle les particules tombent par un fluide est directement proportionnelle à la dimension particulaire et à la densité, et inversement proportionnel à la viscosité du fluide. Pendant la sédimentation, une frontière distincte se forme entre le lit de particules et le fluide se trouvant en haut. En présence de fluide chargé des fibres, la loi ne s'applique plus. Les fibres interfèrent les particules, gênant physiquement leur voyage de haut en bas. Dans ce cas la sédimentation ne se forme pas d'où l'absence de la frontière, au lieu de cela, le mélange de proppants et fibres compresse

lentement, laissant peu de fluide derrière. Ce type de comportement s'appelle la sédimentation de Kynch. L'avantage pratique de la sédimentation de Kynch est que la viscosité liquide joue un rôle beaucoup plus petit dans la détermination de la vitesse d'arrangement de particule.

Les expériences prouvent que, à une viscosité donnée de fluide base, les fibres réduisent la vitesse d'arrangement des agents de soutènement.

Les fibres appropriées pour le transport de proppants doivent avoir la combinaison correcte de la stabilité de longueur, de diamètre, de flexibilité et de température. Il doit être facile de les disperser dans une boue, et doivent être capable de passer par l'équipement de pompage, les tubulaires et les perforations sans se casser ou colmater les perfos. Les fibres ne peuvent pas séparer des proppants pendant le placement. Après le placement, les fibres doivent être stables jusqu'à ce que la fracture se ferme.

L'utilisation du matériel fibreux par la technique Hiway montre une petite dispersion de proppants lors d'impulsion. Il se peut que la forme globale de l'impulsion soit préservée.

La concentration maximale de proppants diminue légèrement et la largeur d'impulsion augmente légèrement avec l'augmentation de la distance à voyagé comme prévu. Les fibres dégraderont avec le temps et le fluide propre coulera soutenir, en laissant les lingots de proppants avec des canaux entre eux qui fournissent un haut chemin conducteur pour l'écoulement des hydrocarbures. La conductivité de tels canaux est très élevée, il est très difficile pour le gel ininterrompu ou d'autres substances particulières pour réduire de manière significative la conductivité des canaux. Même dans le plus mauvais scénario de cas (vu tous les mécanismes traditionnels de dommages de conductivité).

La recherche a prouvé que la dispersion d'impulsion et l'arrangement de charge statique peuvent être réduits au minimum en employant le matériel fibreux dans fluide. Sans fibre, les impulsions peuvent complètement disperser pendant leur transport et arranger pendant la fermeture de fracture ayant pour résultat la largeur étroite de fracture avec la basse conductivité.

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 et donc la récupération, par conséquent une bonne participation à la production globale. Cependant les avantages sont considérables par comparaison aux inconvénients, on peut souligner ceux-ci, l'augmentation de temps de récupération grâce à l'amélioration de l'indice de productivité, la modification des certaines propriétés pétrophysiques de la roche.

La fracturation conventionnelle est une vieille technique de stimulation qui a fait ses preuves depuis 1947 jusqu'à 2010, si elle se heurte aujourd'hui à une concurrente redoutable, ceci prouve que ses limites sont presque atteintes et que le développement technologique est à son comble. 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 pétrole au plus maximal possible où la fameuse nouvelle technique de stimulation «Hiway».

Chapitre 2
Comparaison entre la
méthode
conventionnelle et la
méthode HiWAY

II.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.

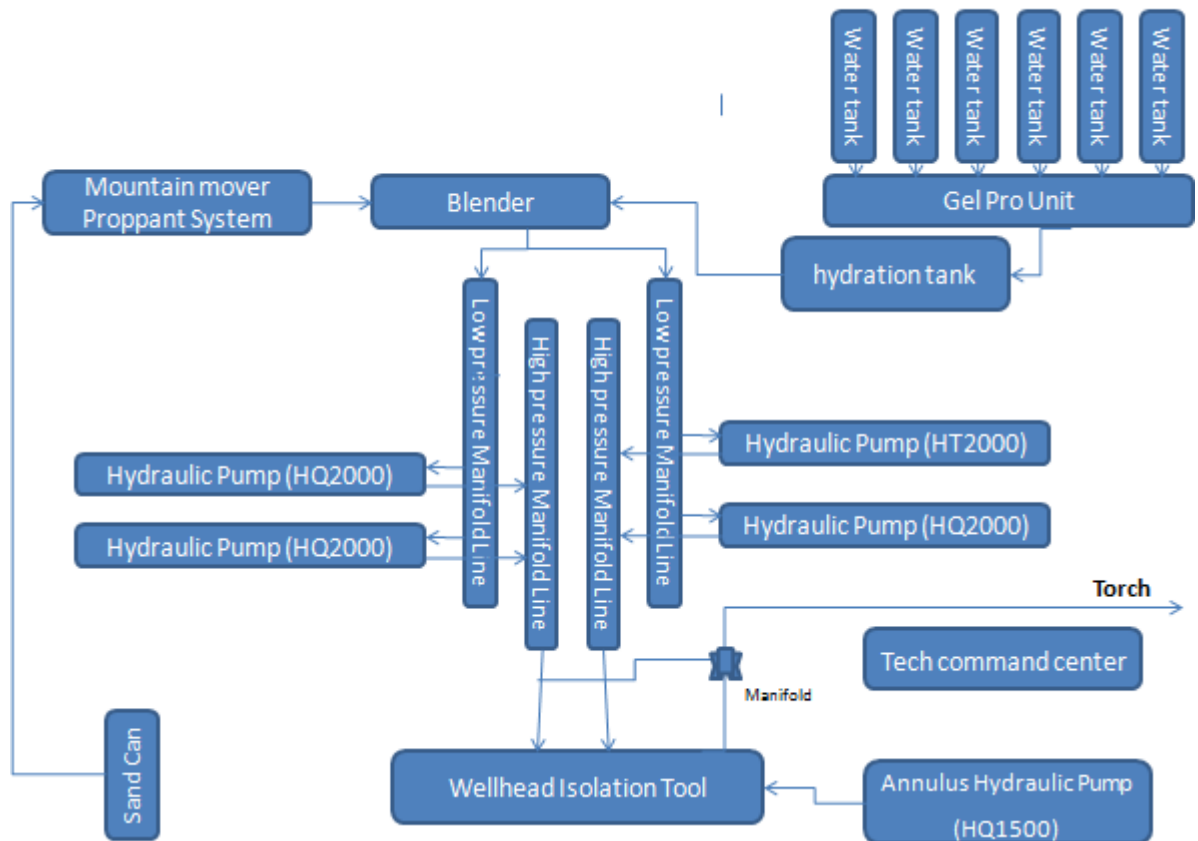
II.2-Comparaison entre la méthode conventionnelle et la méthode HiWAY

II.2.1- L'aspect opérationnel

II.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. [8]

Plan du site



FigII.1:plandesited'uneopérationdefracturationhydraulique[8]

- **Frac tank (réservoir d'eau):** pour stocker l'eau traité utilisé pour la préparation de gel de la fracturation. (voir le figure1 dans annexe)
- **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). (voir le figure2 dans annexe)
- **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. (voir le figure3 dans annexe)
- **Pompe triplex:** c'est un appareil de pompage de fluide de fracturation à haute pression qui peut atteindre 20000 Psi. (voir le figure4 dans annexe)
- **Manifold :** est un ensemble de vannes qui collecte des mixtures et peut résister à des pressions de 20000 Psi pour un débit de 75 bbl/mn. (voir le figure5 dans annexe)
- **Pentre pump (Pompe Pentre) :** c'est une pompe de gonfler les deux espaces **annulaires** pour éviter l'écrasement de tubing ou tubage. (voir le figure6 dans annexe)
- **Cabine de contrôle:** la place où le superviseur contrôle le débit d'injection, la pression de tête, de fond et d'annulaire... etc. (voir le figure7 dans annexe)
-
- **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. (voir le figure8 dans annexe)
-

II.2.1.2-Déroulement de l'opération de fracturation et le programme de pompage

II.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 :

- **Breakdown 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 gélifiée 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. [7]

- **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. [4]

- **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 leur 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 (Pnet) 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. [4]

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

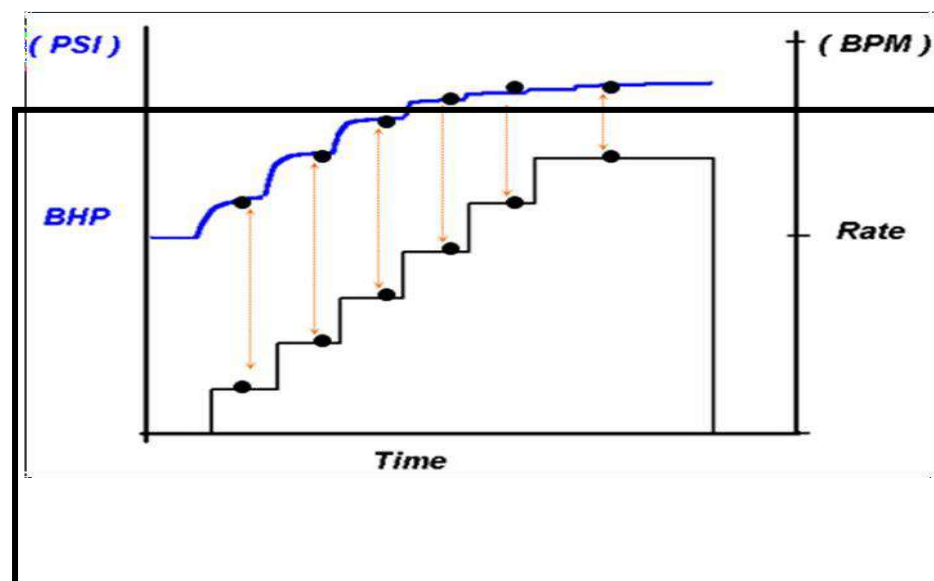
- Step rate test (Test de débit par incrément).

- PumpinFlowbacktest(Testdepompageetde retour).
- Pressuredéclinetest.

- **StepRateTest(Testdedébitparincrément):**

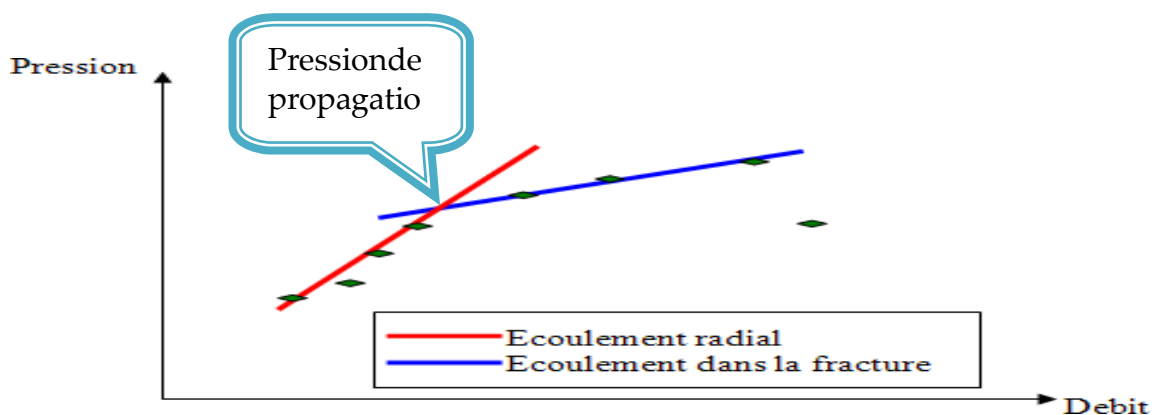
Ce test est mené uniquement pour estimer la pression d'extension ou de propagation de la fracture par l'injection à faible débit le fluide de base (eau traitée), puis à l'augmenter progressivement par incrément, ces débits sont maintenus à chaque étape pendant un temps suffisant jusqu'à la stabilisation de la pression (environ 5 à 10 min) comme le montre la.

Cette injection doit être accompagnée d'un enregistrement continu de la pression, et on obtient une courbe de la forme suivante: [1]



FigII.2: teste Steprate [6]

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:



FigII.3: Variation de la pression en fonction de débit pendant le step rate test et estimation de la pression de propagation [6]

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]

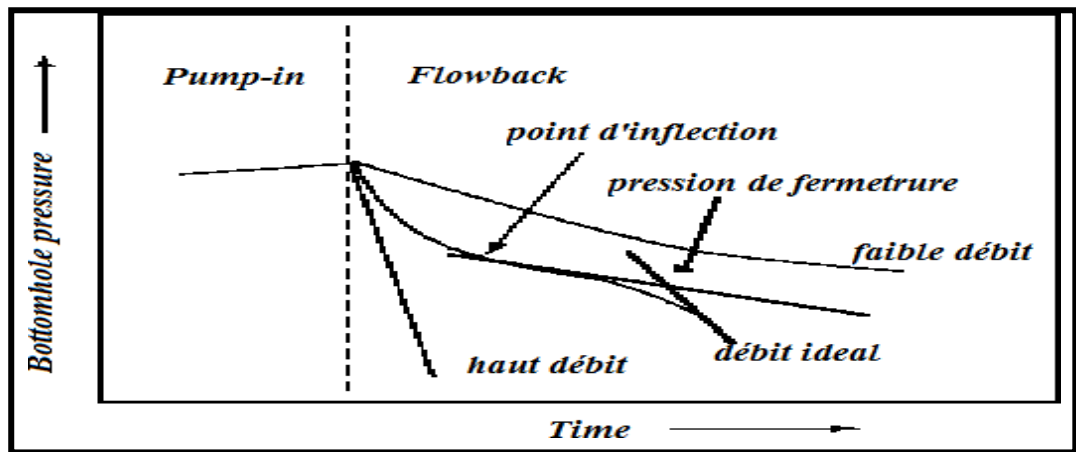
• **Pump In Flow back test (PIFB)**

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. [4]

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.



FigII.4:Pumpinflowbacktest[6]

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) [4]

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. [6]

• **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. [9]

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

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

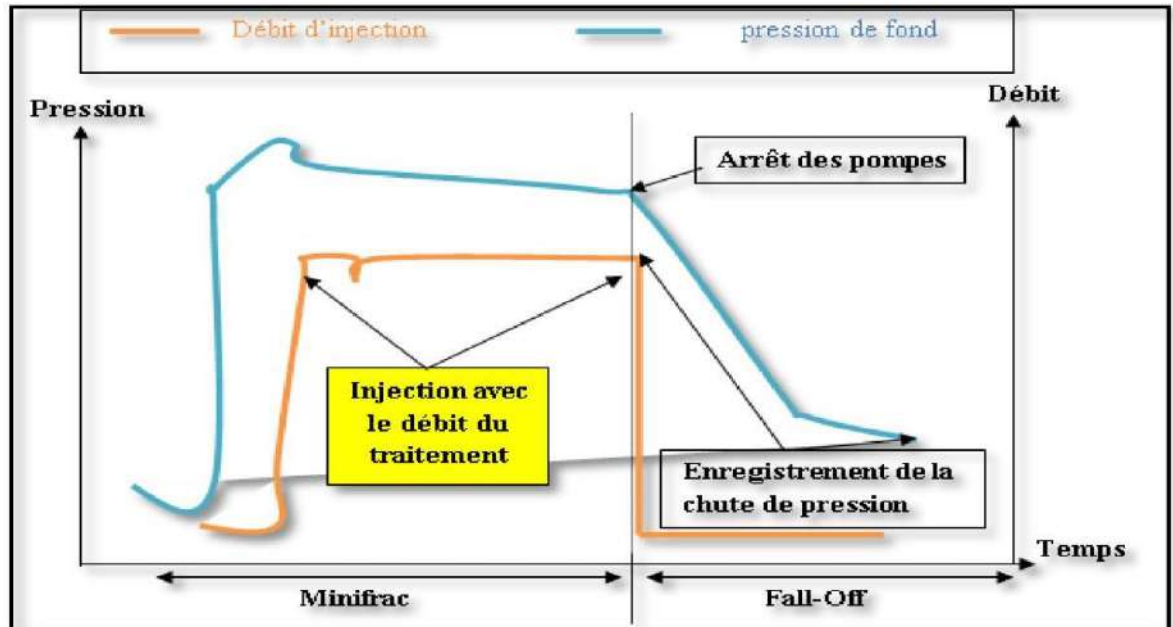
V_f : Volume de la fracture.

V_i : Volume total du fluide injecté dans la fracture.

V_{Lp} : Volume du fluide filtré.

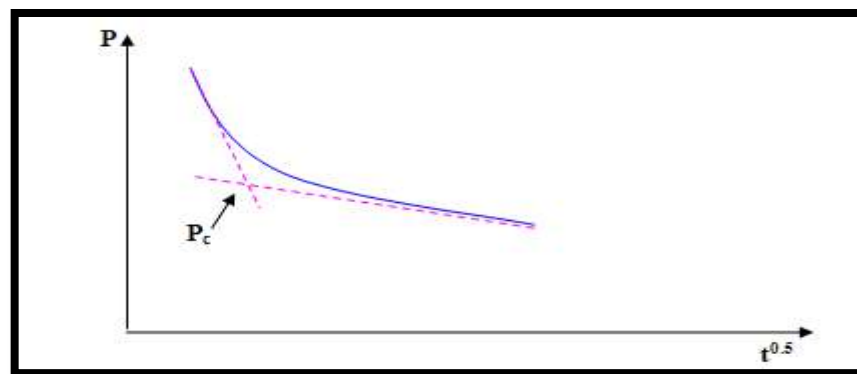
- La filtration du fluide;
- La géométrie de la fracture (largeur et longueur);
- La pression de fermeture P_c

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.



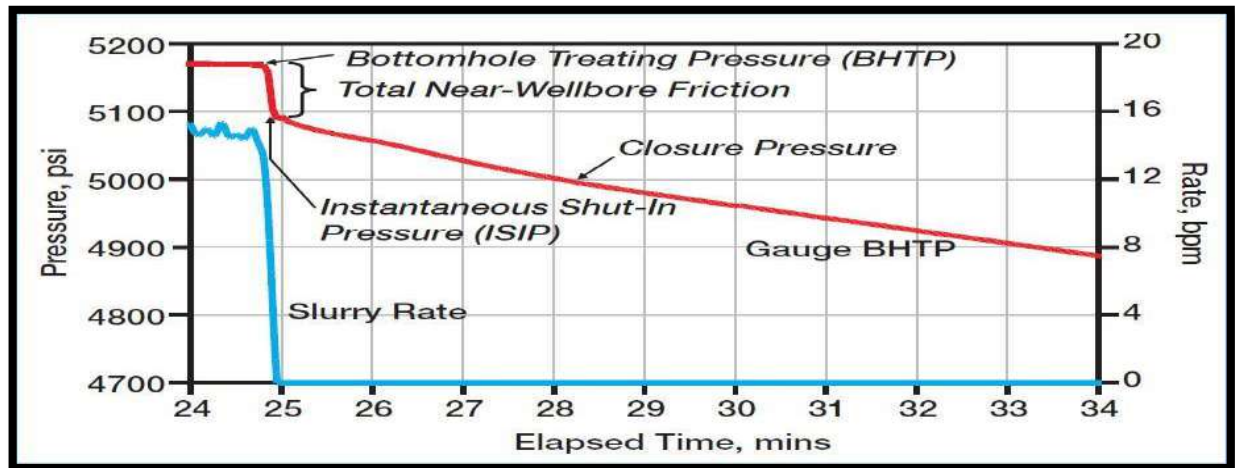
FigII.5: Pressure déclin test après shut-in[9]

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.



FigII.6: La pression de fermeture à base de shut-in test[9]

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



FigII.7:Exempleducourbedéclindepresseion[7]

- **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 dégorger 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. [7]

II.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 concentration de proppant donnée, 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) [4]

2.2.1.3-Labtest

2.2.1.3.1-L'analyse de l'eau

L'analyse de l'eau effectuée au niveau du laboratoire montre si cette eau répond aux exigences du gel de fracturation utilisé d'après la salinité cette dernière est déterminée à partir de la composition de l'eau « nombre de cations et d'anions ». [10]

2.2.1.3.2-Spécifications des fluides HiWAY

La concentration d'additifs dans un gellinéaire 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. [4]

- **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. [4]

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. [10]

- **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. [10]

- **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'essais de fluides. [10]

❖ 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. [10]

❖ 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. [10]

✓ 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:

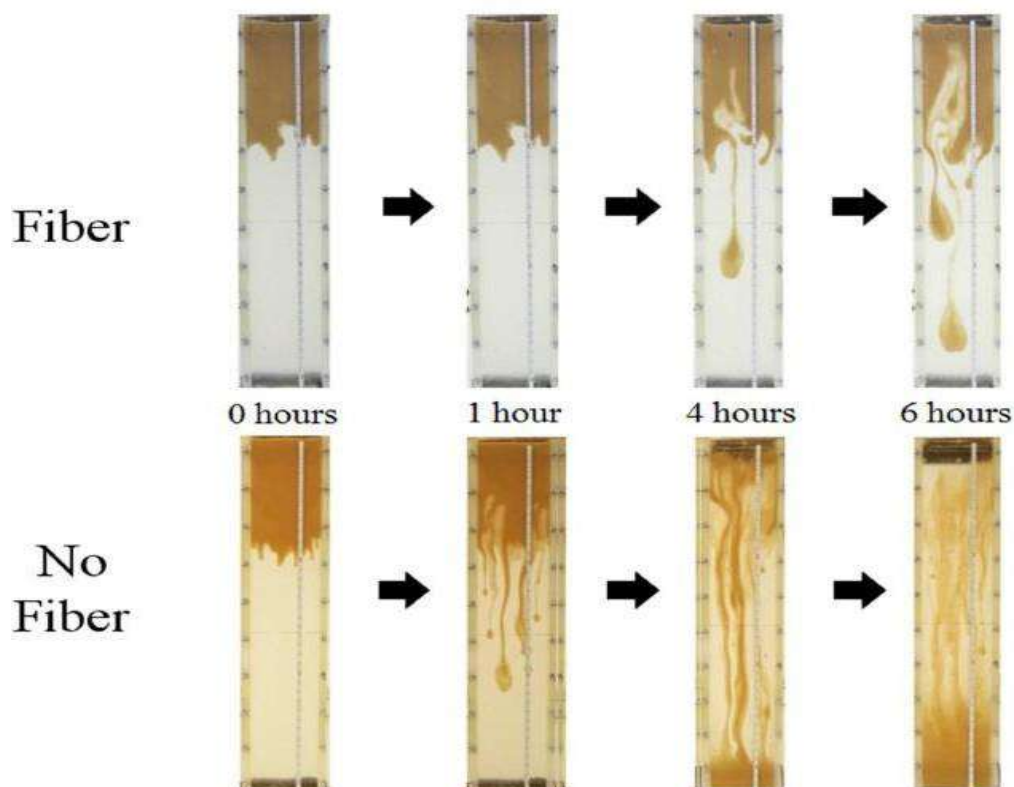
○ Il n'y a pas de limitation ou de restrictions sur le type de proppant utilisé dans les traitements HiWAY (à l'exception de l'étape de **queue 'tail-in'**); cependant, il y a quelques points importants à examiner. Lors de la sélection du proppant pour un traitement HiWAY, il est important de comprendre 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 ajoutée 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. [4]



FigII.8:Expériencedetestdedécantationavecetsansfibre.[4]

II.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.

II.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_f : Épaisseur de la fracture.

K : La perméabilité de la formation.

k_f : La perméabilité de la fracture.

$$F_{CD} = \frac{K_f W_f}{K X_f} \dots\dots (2.2) \quad [11]$$

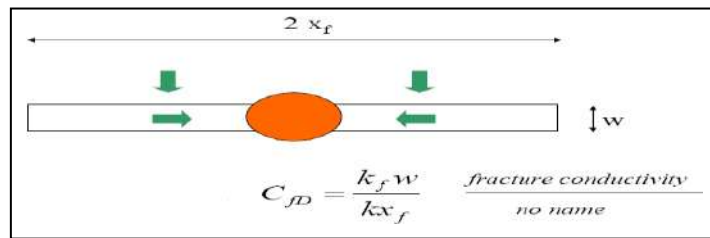


Fig II.9: Représentation de la conductivité adimensionnelle de la fracture. [11]

II.2.2.2- La longueur de la fracture (Xf)

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. [11]

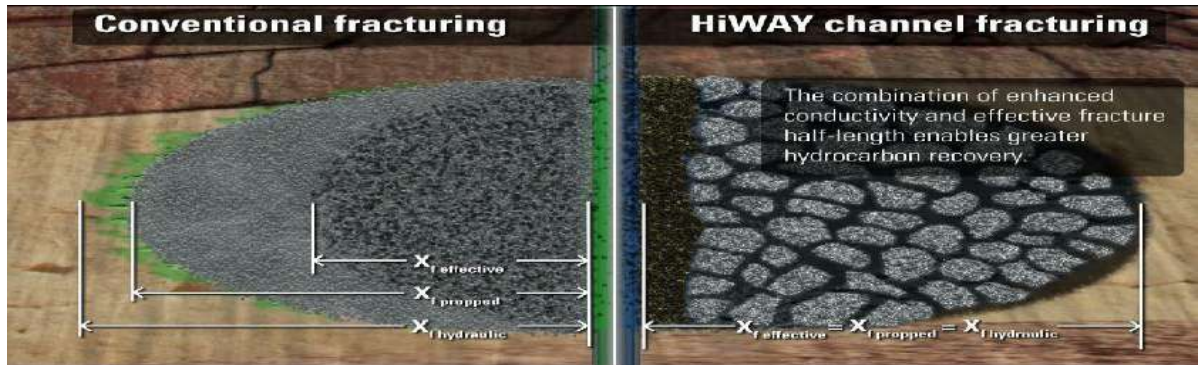
II.2.2.3- La productivité du puits

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. [12]

II.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. [4]



FigII.10: Demi-longueur effective pour le HiWAY à gauche et pour la fracturation conventionnelle à droite. [12]

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 l'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. [8]

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'.

II.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 du à l'arrêt (manque) de production (CMP) pendant cette période telle que : [4]

$$\begin{aligned} \text{CMP} &= \text{Vcumulé} * \text{PrixUnit} \\ \text{Vcumulé} &= \text{Qavant frac} * \text{Tarrêt} \end{aligned}$$

Avec:

Tarrêt: Temps d'arrêt du puits.

PrixUnit: 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 , entermedecash-flow(CF), celacorrespondraà:

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

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

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

Sachant que le coût global de 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. [8]

$$\text{Cash-flow}(\$) = \text{Prixmoyendubaril}(\$) \times \text{quantitédebaril}$$

II.2.3.4- Flux de trésorerie mensuels (Cash-flow)

II.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 :

II.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.

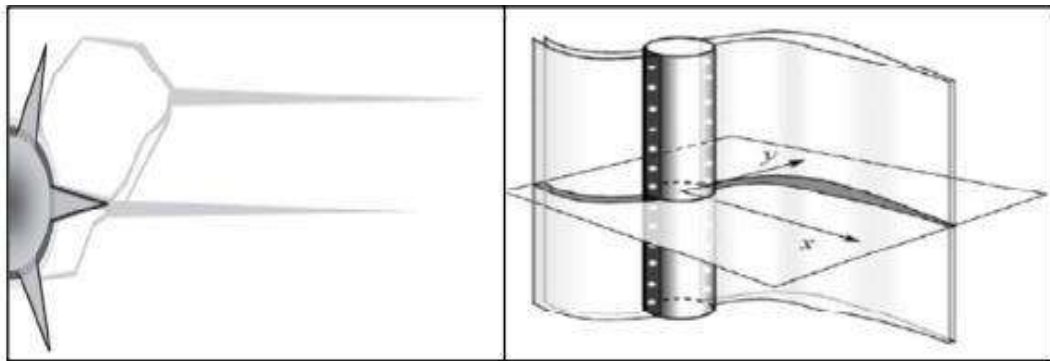
Par conséquent, il est clair qu'il y a une chute de pression due aux frictions au niveau de ces perforations. Cependant, quatre choses agissent pour rendre cette chute de pression complexe et difficile à savoir :

- a) 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.

b) Les perforations actives s'érodent et augmentent en diamètre tout au long du traitement car les proppants sont très abrasifs.

c) 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. [5]

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



FigII.11: Illustrations schématisées des chemins d'écoulements rétrécis entre les perforations et la (les) fracture(s) elle(s)-même(s) qui causent la tortuosité.

II.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 :

➤ Fluides 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 dégorgement.
- 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.

II.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]

II.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 de 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 proppants comme dans le cas conventionnel. En effet, ceci optimise la connectivité entre le réservoir et le puits ayant pour conséquence la conductivité infinie de la fracture.
- Le dégorgement 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'. [4].

INTERPRETATION ET COMPARAISON DES RESULTATS (ETUDE DE CAS)

III.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 deux puits situés dans la région (hassi messaoud) .

HTF20 nt été fracturés par la technique HiWAY, ces puits sélectionnés avec d'autre puits fracturés par des techniques conventionnelles comme HTF25 , nous guideront pour lever l'ambiguïté qui peut survenir lors de la décision de réaliser le travail de fracturation pour chaque puits.

III.2- Valorisation Des Résultats Entre HTF25 ET HTF20 (Réservoir Ordovicien)

III.2-Puits HTF25 :

III.2.1.1-Situation Et Présentation Du Puits HTF25

Le HTF25 est un nouveau puits producteur d'huile réalisé dans le cadre de développement du gisement de Hassi Tarfa. Ce puits a comme objectif l'exploitation du réservoir Ordovicien (QH6 – QH5 – QH4 – QH3-QH2-QH1). Le puits HTF25 est implanté dans la partie Nord du gisement de Hassi Tarfa. Il est à une distance de 761 m à l'Est de HTFN5, à 748 m au Nord de HTFN10: (figure 3.1)

Tableau III.1: Les Coordonnées UTM Et Géographiques Du Puits HTF25.

	U.T.M	Géographiques
X	792256.10	6°04'18.35119''E
Y	3471874.92	31°20'49.34033''N

III.2.1.2- Situation Et Stratigraphie Du Puits HTF25

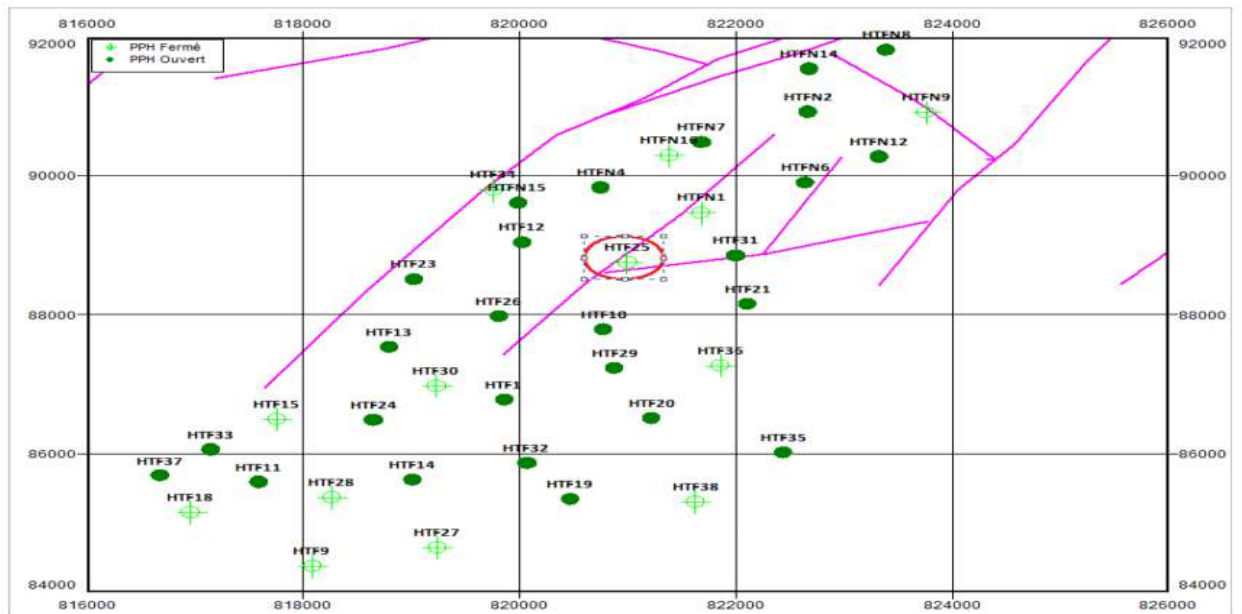


Fig III.1: Situation Géographique Des Puits HTF25

Tableau III.2 : Stratigraphie Du Puits HTF25.

Formations	Prévisions	Epais	Cotes Sondeurs		Cotes Electriques	
			Top	Epais	Top	Epais
Mio-Pliocene	7	175	0	194	0	185
Eocen	182	115	194	114	185	115
Sen. Carb.	297	100	308	95	300	100
Sen. Anhy.	397	215	403	205	400	208
Sen. Sal.	612	135	608	137	608	128
Turonian	747	123	745	119	736	127
Cenomanian	870	187	864	184	863	196
Albian	1 057	328	1 048	335	1 059	324
Aptian	1 385	26	1 383	24	1 383	29
Barremian	1 411	287	1 407	287	1 412	279
Neocomian	1 698	215	1 694	187	1 691	194
Malm	1 913	225	1 881	236	1 885	231
Dogg. Arg.	2 138	228	2 117	219	2 116	219
Dogg. Lag	2 366	79	2 336	91	2 335	92
LD1	2 445	48	2 427	45	2 427	41
LS1	2 493	110	2 472	124	2 468	123
LD2	2 603	60	2 596	56	2 591	60
LS2	2 663	57	2 652	57	2 651	58
Horison B	2 720	27	2 709	28	2 709	29
TS1+TS2	2 747	252	2 737	256	2 738	255
TS3	2999	195	2 993	200	2 993	193
G10	3194	**	3 193	88	3 186	94
Eruptif triasic	**	**	3 281	**	3 280	44
DH (GO)	3 300	6	**	**	3 324	7
(QEH)	3 333	115	3 325	111	3 331	111
Grés d'El Atchane	3 451	35	3 436	24	3 442	34
Argile d'El Gassi	3 475	23	3 460	25p	3 476	**
Fond	3 495		3 485		3 483	
OWC Ordovicien	3 450					

III.2.1.3-Paramètres Du Réservoir

Tableau III.3: Les Paramètres Du Réservoir Ordovicien (Quartzites de Hamra Ordovicien Du Puits HTF25.

Réservoir	Ordovicien (QH)
Roche	Compact Quarzitic Sandstones
Moduled'Young	7 Mpsi
CoefficientdePoisson	0.2
Production	Huile
Pressioninitiale	414 ,89 kg/cm²
Pressionmoyenneactuelle	275 kg/cm²
Températuredu fond	120 C°
Perméabilitémoyenne	0,5
Porositémoyenne	7,3 %
Pourcentagemoyen d'argile	16,9 %
Côtedutoit	3326
Côte dumur	3442
Profondeurtotalemesurédupuits	3478 m
Hauteurtotale	85,031 m
Hauteurutile	67,048 m
Saturationinitialeen eau	20,2 %
Contacthuile/eaupossible(WOC)1	3450

HTF25: Puits foret et complété en 27/07/2016, complétion 4"½. Openhole le DST effectuée en open hole le 25/07/2016 a donné 9,9 m³/h huile avec un IP de 0,09 , KH 160 md.m, une PG de 413,89 kg/cm² et un Skin négatif - 0,48.

Le Puits a été mis en production le 19/10/2016 avec, un débit de production huile +/- 4m³/h maintenu au cours des quatre années qui suivent jusqu'à la descente de la crépine lors d'une opération WORKOVER, depuis le puits n'a pas pu reprendre son potentiel pour cette raison il a été décidé de fracturer le puits.

Le HTF25 a choisi pour une opération de fracturation hydraulique skin bay pass

La mesure du thermolog réalisée dans l'intervalle de 3300m à 3410m il y a une variation de température (refroidissement)

III.2.1.4-Evaluation et résultats de l'opération conventionnelle.

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

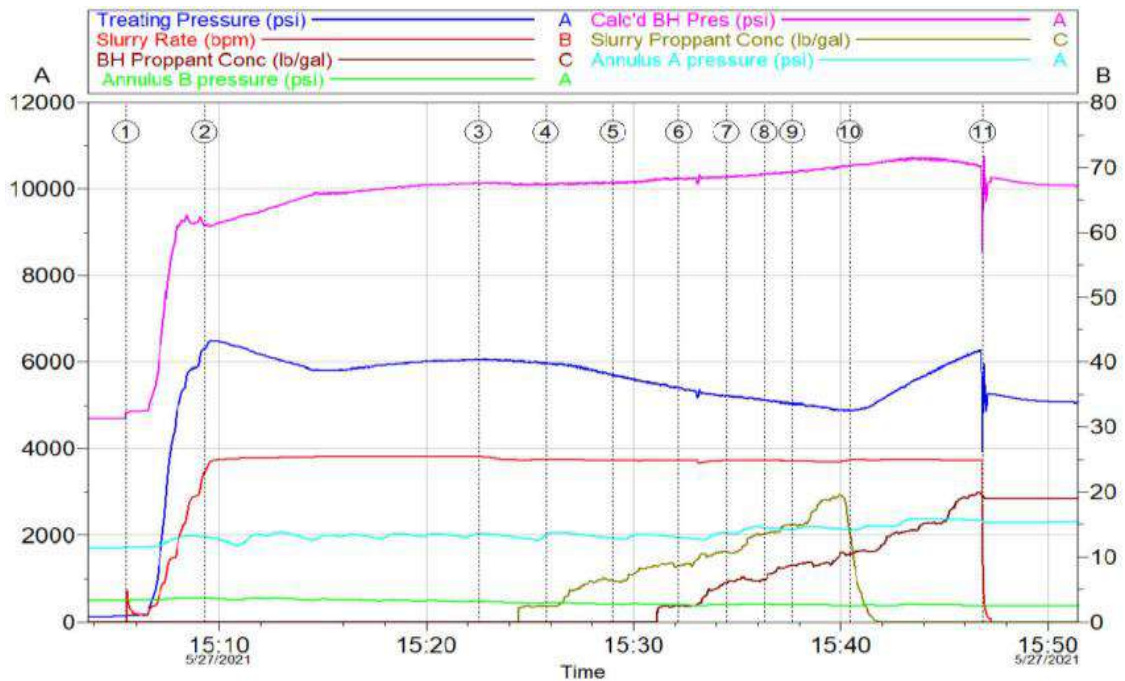


Fig III.2: Enregistrement de l'opération Main Frac pour le puits HTF25.

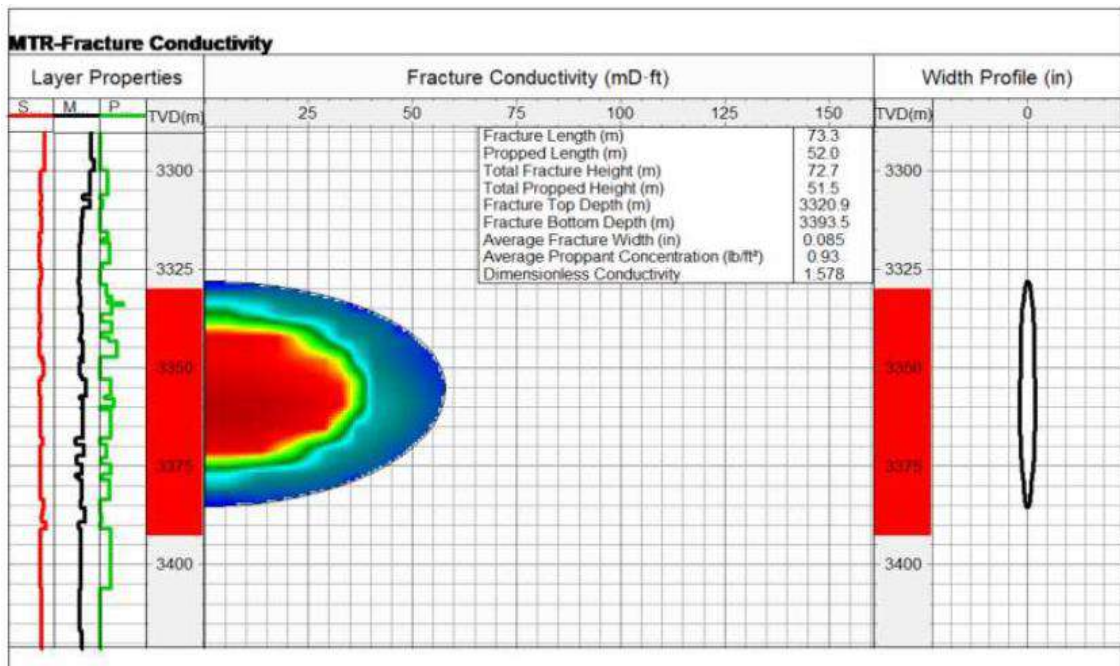


Fig III.3: Plot de la distribution des proppants pour le puits HTF25

Tableau III.4: Principaux Résultats Du Main-Frac Pour Le Puits HTF25.

Technique de fracturation	Conventionnelle
X _f (Demi-longueur)[m]	52,0
H _f (Hauteur)[m]	52,0
E _f (Epaisseur)[in]	0,085
Pressionnette[Psi]	3200

Tableau III.5: Tableau Récapitulatif De Traitement Principal De La Fracturation Conventionnelle HTF25

	Design (Simulé)	Ré-design	Exécution	
Volume et type de fluide linéaire Gel H35	180.95	182.49	182.49	Bbl
Volume et type de fluide réticulé	678.57	182.71	182.71	Bbl
Volume total de Slurry	812.85	735.85	781	Bbl
Type de Proppant	30/50 20/40	30/50 20/40	30/50 20/40	-
Proppant totale	/	/	<u>63.4</u>	Klbs
Proppant totale dans Formation	64	64	<u>61</u>	Klbs
PAD%(dirty)	45	45	45	%
Débit	25	25	25	bbbl/min
Dernière concentration de proppant au fond	7	7	7	PPA
Pression Moyenne	6900	6900	5700	Psi
Pression maximale	7300	7300	6500	Psi
Pressionnette	1322	1322	750	Psi
Efficacité	/	/	46.34	%
Demi-longueur soutenue	73	73	52	M
Hauteur au puits	73	73	52	M
Largeur de fracture	0.09	0.09	0.085	In
La perméabilité de la fracture	/	/	101347	mD

III.2.1.5- Conductivité Adimensionnelle De La Fracture (FCD)

D'après le chapitre 2:

On a: $K_f = 101347 \text{ mD}$.

$$F_{cd} = \frac{101347 \times 0.085 \times 0.0254}{\times 52}$$

➤ Donc dans ce cas, la conductivité adimensionnelle de la fracture **1.768003984**

➤ **III.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: $X_f = 52 \text{ m}$ et $r_w = 2.25 \text{ in} = 0.05715 \text{ m}$.

On trouve: $S_f = -6.113319607$.

$$S_f = 0.7 - l\left(\frac{X_f}{r_w}\right) = 0.7 - \ln\left(\frac{52}{0.05715}\right)$$

➤ La valeur négative du skin confirme le succès de l'opération pour ce puits.

III.2.1.7- Mesures Des Débits Du Puits HTF25 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 précédant l'opération sus citée en se référant à l'historique du puits pour les deux périodes à savoir : pré-frac et post-frac.

Tableau III.6: Historique De Production Du Puits HTF25.

	Date de mesure	Débit d'huile (m ³ /h)	Débit d'eau (m ³ /h)	Débit de gaz de production (m ³ /h)
Avant fracturation	29/04/2019	3.14	0	405.60
	29/05/2019	3.68	0	618.53
	14/08/2019	3.16	0	627.93
	07/10/2019	3.78	0	556.30
	24/12/2019	3.43	0	425.26
Après fracturation	13/06/2021	2.36	0	173.20
	15/09/2021	2.59	0	424.60

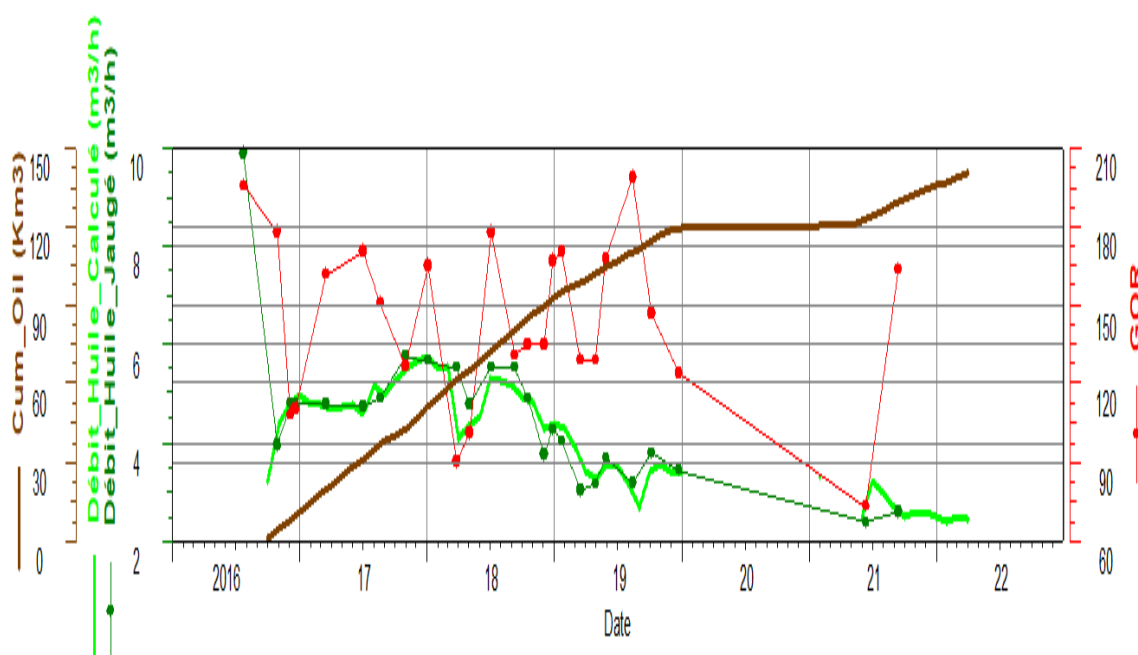


Fig III.4: Evolution Du Débit D'huile Sur Séparateur, Du Débit D'eau Produite Et Du Débit De Gaz Injecté Pour Le Puits HTF25.

III.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 III.7: Etat Du Puits HTF25 Avant Et Après Fracturation.

Période de mesure	Avant fracturation 31/12/2019 et 10/06/2021	Après fracturation 10/ 06/2021
Complétion	41/2"	41/2"
Débit d'huile à 15°C (m3/h)	Le puits fermé suite démarrage négatif après WO	2.36
Débit de gaz de production (m3/h)	Le puits fermé suite démarrage négatif après WO	424.60

INTERPRETATION:

Le puits était remis en production grâce à la fracturation hydraulique après plus d'une année d'arrêt malgré les différentes tentatives de stimulation matricielles. Bonne réponse à la fracturation hydraulique : récupération de 2.36 m3/h après plusieurs opérations de traitement matricielles.

.De premier aperçu on remarque une augmentation du débit après fracturation du puits HTF25, cette augmentation est de l'ordre de $Q = 2.36 \text{ m}^3/\text{h} = 2.36 \times 6.28 \times 24 = 355.69 \text{ bbl/j}$. Sachant que la complétion du puits est restée la même après fracturation

III.2.1.9-Evaluation Economique Du Puits HTF25.

Le coût de l'opération de fracturation hydraulique du puits HTF25 par la méthode conventionnelle est le suivant : $C_o = 247174,6 \text{ \$}$

✓ **Coût Du Au Manque De Production Temps D'arrêt entre (27/05/2021 et 10/06/2021).**

Le puits a été fermé suite débit nul pour une durée de 15 jours. D'après le chapitre 2 on calcule le coût du à l'arrêt (manque) de production (CMP) pendant cette période telle que:

$$V_{\text{cumulé}} = 2.36 \times 24 \times 15 = 849.6 \text{ m}^3 = 849.6 \times 6.28 = 5335.488 \text{ bbl}$$

$$CMP = 5335.488 \times 71 = 278819.648\$$$

✓ **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 10/06/2021.

Les prix moyens du baril brut algérien durant la période mai-juin 2021 sont (71\$, 75\$). On a un gain de débit $\Delta Q = 2.36 \text{ m}^3/\text{h} = 2.36 \times 6.28 \times 24 = 355.992 \text{ bbl/j}$ Alors

$$CF = 355.992 \times 71 \times 15 = 378819.648\$$$

$$\Sigma CF = 378819.648\$ < CG = CO + CMP = 525994.248\$$$

✓ **Cash-flows Mensuels : d'après les calculs précédent, POT= 15 jours.**

Tableau III.8: Résumé De L'évaluation Economique Du Puits HTF25

Evaluation économique			
Données	Valeurs	Symboles	Unités
Débit d'huile avant fracturation	0	Q avant frac	m ³ /j
Débit d'huile après fracturation	2.36	Q après frac	m ³ /j
Gain de débit d'huile	2.36	ΔQ	m ³ /j
Temps de fermeture	15	T arrêt	JOURS
Prix de référence moyen du brut algérien (mai, juin 2021)	70_75		\$
Coût de l'opération de fracturation	247174,6	CO	\$
Résultats	Valeurs	Symboles	Unités
Coût dû à l'arrêt de production	278819.648	CMP	\$
Coût global de l'opération de fracturation	13531116.98\$	CG	\$
Délai de récupération	15	POT	JOURS

III.2.2-Puits HTF20 :

III.2.2.1-Situation Et Présentation Du Puits HTF20.

Le HTF20 est un nouveau puits producteur d'huile réalisé dans le cadre de développement du gisement de Hassi Tarfa. Ce puits a comme objectif l'exploitation du réservoir Ordovicien (QH6 – QH5 – QH4 – QH3-QH2-QH1). Le puits HTF20 est implanté dans la partie Nord du gisement de Hassi Tarfa. (figure 3.1)

Tableau III.9: Les Coordonnées UTM Et Géographiques Du Puits HTF20.

U.T.M		Géographiques
X	792,472.04	6°04'18.35119"E
Y	3,469,618.05	31°20'49.34033"N

III.2.1.2-Situation Et Stratigraphie Du Puits HTF20

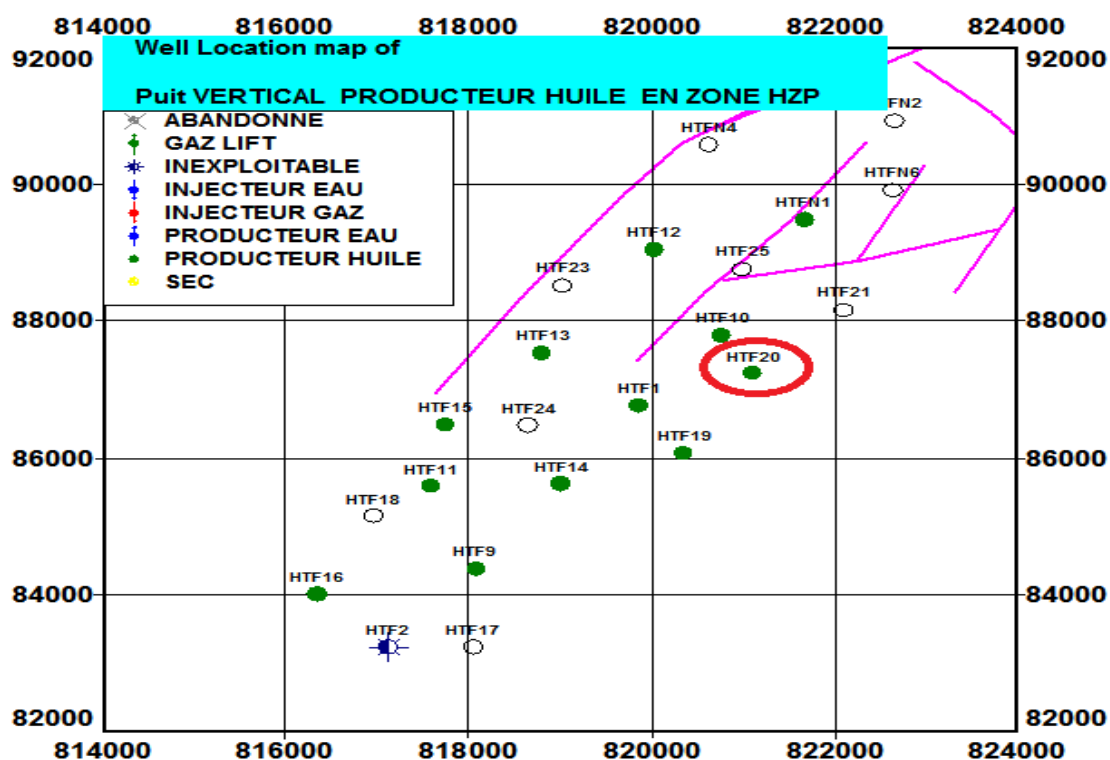


Fig III.5: Situation Géographique Des Puits HTF20

Tableau III.10 : Stratigraphie Du Puits HTF20.

Formations	Prévisions	Epais	Cotes Sondeurs		Cotes Electriques	
			Top	Epais	Top	Epais
Mio-Pliocene	**	177	**	**	**	
Eocen	177	108	**	**	**	
Sen. Carb.	285	102	**	**	295	96
Sen. Anhy.	387	218	**		391	214
Sen. Sal.	605	136	**	**	605	145
Turonian	741	118	**	**	750	118
Cenomanian	859	188	**	**	868	182
Albian	1 047	338	1 037	350	1 050	335
Aptian	1 385	26	1 387	24	1 385	27
Barremian	1 411	256	1 411	257	1 412	280
Neocomian	1 667	225	1 668	247	1 692	224
Malm	1 892	220	1 915	210	1 916	224
Dogg. Arg.	2 112	243	2 125	220	2 140	206
Dogg. Lag	2 355	72	2 345	70	2 346	110
LD1	2 427	57	2 415	68	2 456	30
LS1	2 484	108	2 483	133	2 486	136
LD2	2 592	63	2 616	64	2 622	58
LS2	2 655	52	2 680	55	2 680	56
Horison B	2 707	30	2 735	32	2 736	28
TS1+TS2	2 737	210	2 767	213	2 764	216
TS3	2 947	230	2 980	226	2 980	229
G10	3 177	63	3 206	79	3 209	63
Eruptif triasic	3 240	52	3 285		3 283	36
Série inférieure	3 292	14	**	**	**	**
DH (Grés d'Ouargla)	3 306	21	3 301	42	3 303	39
Quartzites de Hamra	3 327	120	3 343	118	3 342	117
GEA	3 447	20	3 461	32	3 459	33
Argile d'El Gassi	3 467	78	3 493	19P	3 492	22P
Zone des Alternances	3 545	28				
Ri	3 573	44				
Ra	3 617	**				
Fond	3 517		3 512		3 514	
OWC Ordovicien	3 447					

III.2.1.3-Paramètres Du Réservoir

**Tableau III.11: Les Paramètres Du Réservoir ordovicien Du Puits HTF20
SONATRACH /Hassi-Messaoud 2019**

Réservoir	Ordovicien (QH)
Roche	Compact quartzitic sandstones
Module d'Young	7 Mpsi
Coefficient de Poisson	0.2
Production	Huile
Pression initiale	451 kg/cm ²
Pression moyenne actuelle	198 kg/cm ²
Température du fond	118
Perméabilité moyenne	0.5 md
Porosité moyenne	7.6 %
Pourcentage moyen d'argile	12.3 %
Côte du toit	3342
Côte du mur	3459
Profondeur totale mesurée du puits	3482
Hauteur totale	117
Hauteur utile	30.3
Saturation initiale en eau	18.8
Contact huile/eau possible (WOC)1	3447

HTF20: Puits foré et complété en 25/03/2015 complétion 4"½. Le DST effectuée en le 31/01/2015 a donné 6.8 m³/h huile avec un IP de 0,39 m³/h/kg/cm², KHP 30 md.m, une PG de 439 kg/cm² et un Skin positif 0.7.

Le Puits a été mis en production le 19/10/2016 avec, un débit de production huile 6.8 m³/h, depuis le puits n'a pas pu reprendre son potentiel pour cette raison il a été décidé de fracturer le puits.

- Le HTF20 a choisi pour la nouvelle technique HiWay.
- La mesure du thermomètre réalisée dans l'intervalle de 3358m à 3396m.

III.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.

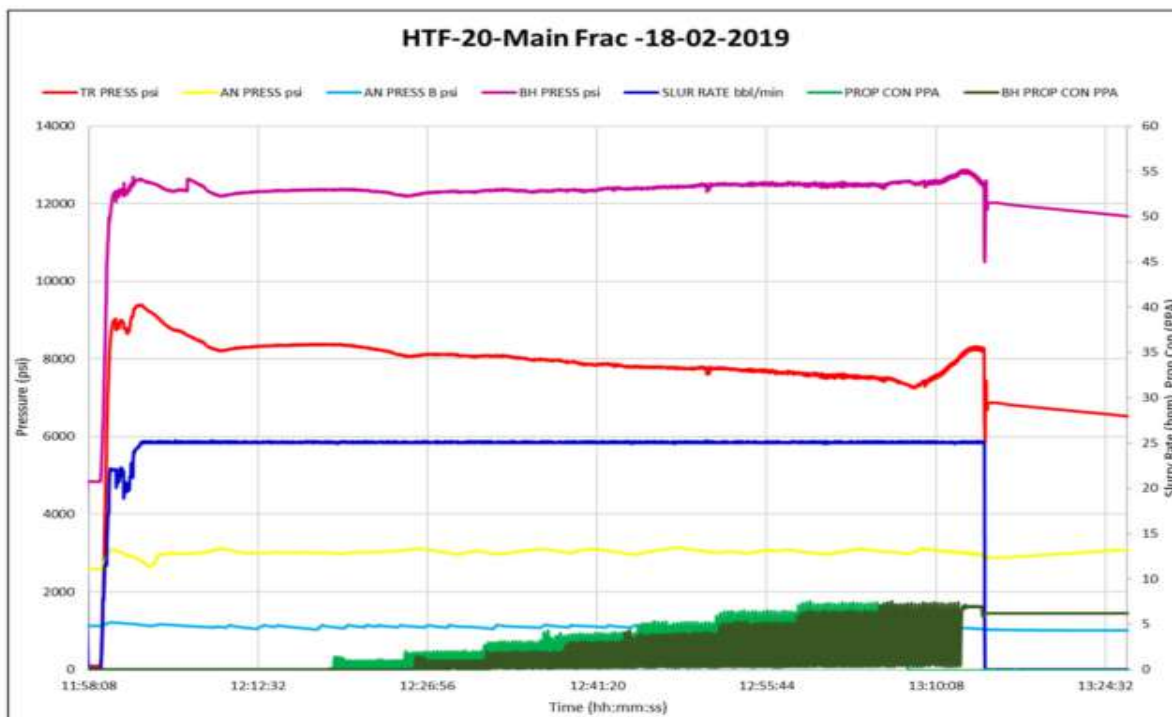


Figure 10 – MainFRAC treatment plot

Fig III.6: Enregistrement de l'opération MainFrac pour le puits HTF20.

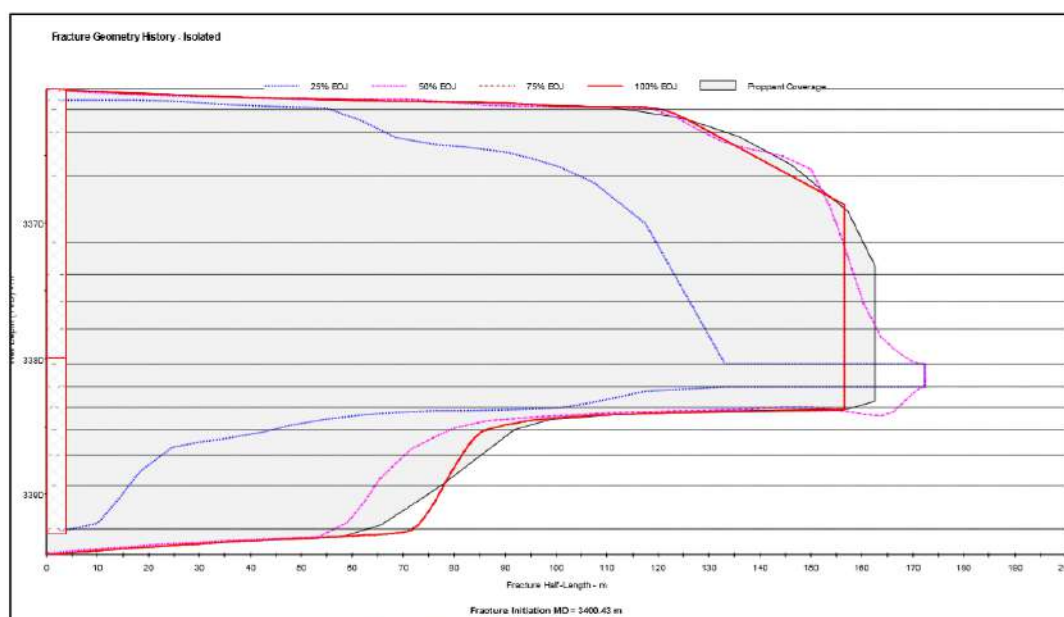


Figure 12 – Main Frac Treatment Geometry

Fig III.7: Plot de la distribution des proppants pour le puits HTF20

Tableau III.12: Principaux Résultats Du Main-Frac Pour Le Puits HTF20.

Technique de fracturation	Hiway
X _f (Demi-longueur)[m]	162.6
H _f (Hauteur)[m]	34.3
E _f (Epaisseur)[in]	0.110
Pressionnette[Psi]	3055

Tableau III.13: Tableau Récapitulatif De Traitement Principal De La Fracturation HiWay du puit HTF20

	Design (Si mulé)	Ré-design	Exécution	
Volume et type de fluide linéaire (WF135)	183.4	183.4	232.0	bbbl
Volume et type de fluide réticulé (YF135HTD)	1909	1568	1554	bbbl
Volumetotal de Slurry	1980.9	1,829.9	1868.6	Bbl
Type de Proppant	30/50 HSP	30/50 HSP	30/50 HSP	-
Proppant totale	91,207	99,568	99,697	lbs
Proppant totale dans Formation	89,737	98,098	98,304	lbs
PAD% (dirty)	38	24.6	24.7	%
Débit	30	25	24.9	bbbl/min
Dernière concentration de proppant au fond	7	7	7	PPA
Pression Moyenne	-	-	8002	Psi
Pression maximale	7506	9149	9382	Psi
Pressionnette	1422	3312	3055	Psi
Efficacité	35	41	40	%
Demi-longueur soutenue	77.3	235.8	162.6	m
Hauteur au puits	77.5	36.6	34.3	m
Largeur de fracture	0.664	0.113	0.110	in
La perméabilité de la fracture	19508.93	42631805.31	17429742.3	mD

III.2.1.5-Conductivité Adimensionnelle De La Fracture (FCD)

D'après le chapitre 2:

On a: $K_f = 17429742.3 \text{ mD}$.

$$F_{cd} = \frac{442715.45 \times 0.110 \times 0.0254}{30 \times 162.6}$$

➤ Donc dans ce cas, la conductivité adimensionnelle de la fracture est : **=599**.

➤ 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: $X_f = 162.6 \text{ m}$ et $r_w = 2.25 \text{ in} = 0.05715 \text{ m}$.

On trouve: $S_f = -7.254244359$.

$$S_f = 0.7 - 1.7 \ln \left(\frac{X_f}{r_w} \right) = 0.7 - 1.7 \ln \left(\frac{162}{0.05715} \right)$$

➤ La valeur négative du skin confirme le succès de l'opération pour ce puits.

III.2.1.7-Mesures Des Débits Du Puits HTF20 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 précédentes de l'opération sus citée en se référant à l'historique du puits pour les deux périodes à savoir : pré-frac et post-frac.

Tableau III.14: Historique De Production Du Puits HTF20.

	Date de mesure	Débit d'huile (m ³ /j)	Débit d'eau (m ³ /j)	Débit de gaz injecté (m ³ /j)
Avant fracturation	28/03/2018	3.2	0	289.45
	05/07/2018	3.16	0	442.98
	18/10/2018	3.63	0	472.83
	27/12/2018	3.23	0	407.60
	21/01/2019	2.68	0	413.94
Après fracturation	15/03/2019	2.2	0	182.60
	03/04/2019	2.2	0	336.98

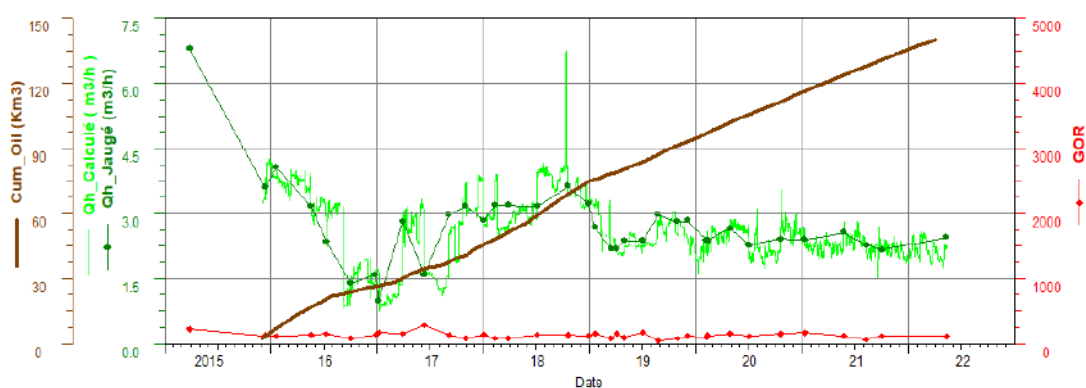


Fig III.8: Evolution Du Débit D'huile Sur Séparateur, Et GOR produit Pour Le Puits HTF20.

III.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 III.15: Etat Du Puits HTF20 Avant Et Après Fracturation.

Période de mesure	Avant fracturation 21/01/2019	Après fracturation 15/03/2019
Complétion	4 "1/2	4 "1/2
Débit d'huile à 15°C (m³/j)	2.68	2.2
Débit de gaz (m³/j)	413.94	182.60

INTERPRETATION:

De premier aperçu on remarque Une légère perte en débit de production après fracturation du puits HTF20, cette diminution est de l'ordre de **Q=0.48 m³/j**. Sachant que la complétion du puits est restée la même après fracturation.

III.2.1.9-Evaluation Economique Du Puits HTF20.

Le coût de l'opération de fracturation hydraulique du puits HTF20 par la méthode Hiway est le suivant : **C_o=450000 \$**

✓ **Coût Du 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 15 jours. D'après le chapitre 2 on calcule le coût du à l'arrêt (manque) de production (CMP) pendant cette période telle que:

$V_{cumulé} = 2.68 \times 13 \times 24 = 836.16 \text{ m}^3 / j = 5251.08 \text{ bbl} / j$ $CMP = 5251.08 \times 64.49 = 338642.45 \$$

✓ **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 03/03/2019.

Les prix moyens du baril brut algérien durant la période de février-mars 2019 sont donnés: (64\$, 65\$). On a un perdu de débit $\Delta Q = 0.48 \text{ m}^3/h = 11.52 \text{ bbl} / j$. Alors:

$$CF_{\text{fevrier}} = 11.52 * 64.49 * 10 = 7429.248\$$$

$$CF_{\text{mars}} = 11.52 * 65.76 * 3 = 2272.66\$$$

$$\Sigma CF = 9701.908 \$ < CG = CO + CMP = 788642.45\$$$

Cash-flows Mensuels : d'après les calculs précédent,
POT= 13jours.

Tableau III.16: Résumé De L'évaluation Economique Du Puits HTF20

Evaluation économique			
Données	Valeurs	Symboles	Unités
Débit d'huile avant fracturation	2.68	Q avant frac	m ³ /h
Débit d'huile après fracturation	.22	Q après frac	m ³ /h
Gain débit d'huile	-0.48	ΔQ	m ³ /j
Temps de fermeture	13	T arrêt	JOURS
Prix de référence moyen du brut algérien (mai, juin 2021)	64_65		\$
Coût de l'opération de fracturation	450000	CO	\$
Résultats	Valeurs	Symboles	Unités
Coût dû à l'arrêt de production	338642.45\$	CMP	\$
Coût global de l'opération de fracturation	788642.45\$	CG	\$
Délai de récupération	13	POT	JOURS

III.2.3-Comparaison de l'efficacité des deux méthodes de fracturation

III.2.3.1-Les paramètres essentiels permettant la comparaison

Tableau III.17: Paramètres permettant la comparaison entre les deux méthodes de fracturation.

Données	Puits HTF20 (HiWAY)	Puits HTF25 (conventionnelle)
Perméabilité moyenne (k)	0.5 mD	
Porosité moyenne (Φ)	7.6 %	7,3 %
Argilosité moyenne (Vsh) %	12.3 %	16,9 %
Formation productrice	Ordovicien (QH)	
Profondeur du puits	3482 m	3478 m
Hauteur utile	30.3 m	67,048 m
Modé d'activation	Puit huile	
Distance entre les puits	380m	

Analyse:

Les deux puits en question sont distants de seulement 380 m ce qui représente une petite distance à l'échelle du réservoir, ils produisent tous les deux à partir de la même formation «Ordovicien (QH)» ayant une perméabilité de 0.5 mD avec le même.

De l'analyse précédente, les deux puits HTF20 et HTF25 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 III.18: Comparaison entre les deux méthodes de fracturation.

Données		Puits HTF20 (HiWAY)	Puits HTF25 (conventionnelle)
Volumes des fluides pompés	Gellinaire (WF125)	9744 gal	7664.58 gal
	Gel réticulé (YF125HTD)	65268 gal	31500 gal
	Volumetotal	75012 gal	39164.58 gal
Masse des proppants utilisées	InterProp20/40	80946 lb	46000 lb
	InterProp30/50	18751 lb	18000 lb
	Masse totale	99697 lb	64000 lb
Dimensions de la fracture après main-frac	Demi-longueur Xf	162.6 m	52 m
	Largeur Wf	0.110 in	0.085 in
	Hauteur Hf	34.3 m	52 m
Gaz: GOR (m³/m³)		336.98	424.60
Coût de l'opération de fracturation (nette)		450000 \$	247174,6 \$
Débit avant fracturation		2.68 m³/j	0 m³/j
Débit après fracturation		2.2 m³/j	2.36 m³/j
Fermeture du puits		13 jours	15 jours
Délai de récupération		/	15 jours

III.2.3.2-Interprétation des résultats

➤ A partir du tableau précédent on constate ce qui suit :

Le puits HTF20 fracturé par la méthode HiWAY a consommé presque le double de la quantité de gel comparé au puits HTF25 fracturé par la méthode conventionnelle. Cela est expliqué par l'objectif de la fracturation, pour le HTF25 l'objectif de la frac est récupérer le paramètre pétrophysique après l'arrêt avec une frac de type skin by pass qui ne demande pas un volume important.

Alors que pour le HTF20 était pour améliorer la productivité de puits par augmenter la surface de contact avec le réservoir, et vu que c'est un réservoir tight on a besoin d'une massive frac, alors un volume important

- Le puits HTF20 a aussi consommé plus de proppants par rapport au puits HTF25. La même explication donnée précédemment reste valable dans ce cas.

➤ La demi-longueur pour le HTF20 est nettement supérieure par rapport à celui de HTF25 et. Pour la hauteur, la frac a couvert la majorité de réservoir HTF25 selon la thermo-log alors que pour l'HTF20, elle n'a couvert que la partie supérieure du réservoir

➤ L'épaisseur de la fracture créée dans le puits HTF20 est plus grande que celle de la fracture créée dans le puits HTF25.

L'épaisseur de la fracture est directement proportionnelle à la pression nette, qui est de l'ordre de 3000 psi pour HTF20 et de 750 psi, pour HTF25 est c'est due au size de job qui est important sur le HTF20 et moins important sur l'HTF25

➤ En général la géométrie de la fracture sur HTF20 est nettement supérieure sur celle de HTF25.

➤ Le prix de l'opération de fracturation HiWAY de puits HTF20 est d'environ le double de celui de l'opération de fracturation conventionnelle de puits HTF25.

➤ Le délai de récupération du coût net de l'opération de fracturation hydraulique pour le puits HTF25 est 15 jours. Pour le HTF20 le coût de l'opération n'est pas encore récupéré vu qu'on a un gain négatif.

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 deux puits HTF25, (méthode conventionnelle) et HTF20, (méthode HiWAY). Commencant par l'analyse de la faisabilité pour les deux 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 (lesquelles) a été faite pour montrer l'apport de production important du puits stimulé par la méthode HiWAY, par rapport la méthode conventionnelle.

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 les techniques 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 puits.
- Une bonne conductivité et skin négatif confirment le succès des opérations pour tous les puits.
- Ainsi, les deux techniques peuvent éliminer ou réduire les interventions sur les puits (Coiled Tubing, Sunbnging...)
- 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, se elle se heurte de nos jours à une concurrente redoutable qui 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.

- Malgré que l'opération de la fracturation HIWAY sur le HTF20 a réussie réussi en terme opérationnelle elle n'a pas réussi d'apporter un gain positif à la production. Alors que la fracturation conventionnelle a réussie de remettre le puits HTF25 en production à nouveau.
- Il est a noté aussi que la fracturation de HTF25 a touché la majorité du réservoir alors que pour le HTF20 la fracturation n'a touché que la partie supérieure du réservoir. C'est deux points sont les raisons principale de la non réussite de la fracturation hydraulique par la technique HI WAY sur le HTF20.
- Selon notre étude la fracturation conventionnelle est la plus souhaitable sur la zone de HTF.

Recommandation:

Pour le bon déroulement d'une opération de stimulation par fracturation hydraulique, certaines recommandations doivent être prises 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 conventionnelle est recommandée au niveau du région de HTFvue la satisfaction de pratiquement toutes les conditions nécessaires à son application et les nombreux avantages qu'elle procure (conductivité très élevée).
4. La technique hiway est destiné au formations consolidées alors que la région HTF est prouvée géo mécaniquement qu'elle devient moins consolidé avec la diminution de la pression de gisement et c'est peut être la raison principale de ne pas avoir un gain positif sur l'HTF20.

Bibliographiques

Références Bibliographiques

- [1] 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>.
- [2] 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.
- [3] 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>.
- [4] Oleg Medvedev, Alexander Mikhaylov, Anatoly Medvedev, Alexander Titkov *HiWAY Engineering Guidelines*, Center Technologie Novosibirsk, 13-Sep-2017
- [5] 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.
- [6] Adachi J. Simulation informatique des fractures hydrauliques // *Journal international de la mécanique des roches et des sciences minières*. 2007.
- [7] E. Detournay, R. Carbonell, “Fracture-Mechanics Analysis of the Breakdown Process in Minifracture or Leakoff Test”, Paper SPE 288076, 1997.
- [8] DataBank:DP-Sonatrach.
- [9] 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.
- [10] 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.
- [11] King, George E (2012), Hydraulic fracturing 101 (PDF), SPE 152596
- [12] WWW.slb.com/Hiway:flow-channelServiceDefracturationhydraulique



Figure1: Réservoir d'eau (fractank). [8]



Figure2: Blender. [8]



Figure3: Mountain Mover [8]



Figure4:Pompetriplex [8]



Figure5:Manifold.[8]



Figure6:Pentrepump.[8]



Figure6: Cabine de contrôle. [8]

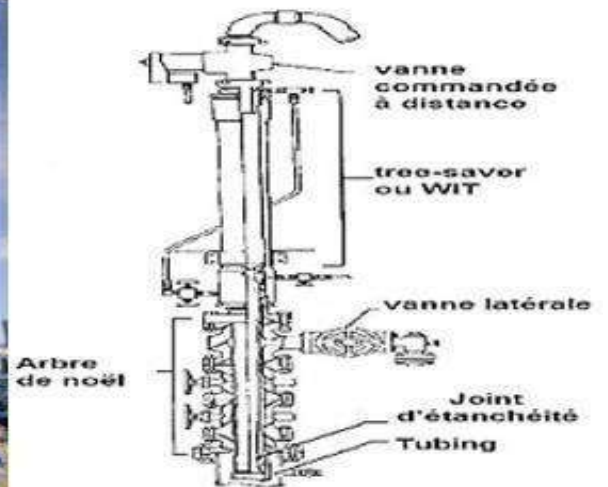


Figure7: Wellhead isolation tool (Outil d'isolation de tête de puits) [8]

Formations	Prévisions	Epais	Cotes Sondeurs		Cotes Electriques	
			Top	Epais	Top	Epais
Mio-Pliocene	7	175	0	194	0	185
Eocen	182	115	194	114	185	115
Sen. Carb.	297	100	308	95	300	100
Sen. Anhy.	397	215	403	205	400	208
Sen. Sal.	612	135	608	137	608	128
Turonian	747	123	745	119	736	127
Cenomanian	870	187	864	184	863	196
Albian	1 057	328	1 048	335	1 059	324
Aptian	1 385	26	1 383	24	1 383	29
Barremian	1 411	287	1 407	287	1 412	279
Neocomian	1 698	215	1 694	187	1 691	194
Malm	1 913	225	1 881	236	1 885	231
Dogg. Arg.	2 138	228	2 117	219	2 116	219
Dogg. Lag	2 366	79	2 336	91	2 335	92
LD1	2 445	48	2 427	45	2 427	41
LS1	2 493	110	2 472	124	2 468	123
LD2	2 603	60	2 596	56	2 591	60
LS2	2 663	57	2 652	57	2 651	58
Horison B	2 720	27	2 709	28	2 709	29
TS1+TS2	2 747	252	2 737	256	2 738	255
TS3	2999	195	2 993	200	2 993	193
G10	3194	**	3 193	88	3 186	94
Eruptif triasic	**	**	3 281	**	3 280	44
DH (GO)	3 300	6	**	**	3 324	7
(QEH)	3 333	115	3 325	111	3 331	111
Grés d'El Atchane	3 451	35	3 436	24	3 442	34
Argile d'El Gassi	3 475	23	3 460	25p	3 476	**
Fond	3 495		3 485		3 483	
OWC Ordovicien	3 450					

