

N° Série :/2023

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnelle

Présenté Par :

BELAHBIB Mohammed Fouad, ELBAR Khaled, KHERACHI Abdennacer

-THEME-

**AMELIORATION DE L'INDICE DE PRODUCTIVITE PAR FRACTURATION
HYDRAULIQUE (PUITS OKS-43 CHAMP HAUD BERKAOU)**

Soutenu le : 10 / 06 / 2023 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	Mr. MILOUDI Mustapha	MAA	Univ. Ouargla
Rapporteur :	Mme. BELMILOUD Fatima Zohra	MAA	Univ. Ouargla
Examineur :	Mme. CHEIKH Sabrina	MAB	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2022/2023

Remerciement

Nous tenons tout d'abord à remercier ALLAH le clément de nous avoir donné la force, la chance et la patience pour terminer ce modeste travail.

*Nous exprimons toute notre gratitude à **Mme Belmiloud Fatima Zohra** pour la confiance qu'elle nous a témoignée en acceptant de suivre ce thème, Ainsi que ses conseils, son sérieux et sa disponibilités.*

Nous remercions la commission d'examen, d'avoir accepté d'évaluer ce travail, pour leurs soutiens et leurs observations constrictives.

Nous tenons aussi également à remercier tous les enseignants, sans oublier l'équipe administrative du département de production des hydrocarbures de l'université d'Ouargla qui ont contribué près ou de loin à notre formation tout au long de notre cursus d'étude.

Enfin, nous exprimons notre gratitude envers nos ami(e)s pour leurs soutiens et leurs encouragements tout au long de ces années.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

À **Ma Chère Mère** pour toutes ses prières qui m'ont donné l'appui qui m'a montré.

À **Mon Cher Père** pour ses sacrifices afin de réaliser mes souhaits.

À **mes chères frères** Houssem, Mokim, Haithem.

À **toute la famille** Elbar et mes proches.

À **tous mes ami(e)s** avec qui j'ai passé mes meilleurs moments.

À **tous mes collègues** de la promotion Hydrocarbure 2018-2023.

-Elbar Khaled-

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

À **Ma Chère Mère** pour toutes ses prières qui m'ont donné l'appui qui m'a montré.

À **mes chères frères et sœurs.**

À **toute la famille Belahbib et mes proches.**

À **tous mes ami(e)s** avec qui j'ai passé mes meilleurs moments.

À **tous mes collègues** de la promotion Hydrocarbure 2018-2023.

-Belahbib Mohammed Fouad-

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

À **Ma Chère Mère** pour toutes ses prières qui m'ont donné l'appui qui m'a montré.

À **Mon Cher Père** pour ses sacrifices afin de réaliser mes souhaits.

À mes chères frères et sœurs.

À toute la famille Kherachi et mes proches.

À tous mes ami(e)s avec qui j'ai passé mes meilleurs moments.

À tous mes collègues de la promotion Hydrocarbure 2018-2023.

- Kherachi Abdennacer -

ملخص

يشير التحفيز إلى أي طريقة ميكانيكية أو كيميائية تهدف إلى استعادة إنتاجية البئر، أو تحسين مؤشر الإنتاجية أو الحقن الذي يعتبر غير كافٍ، مثل التكسير الهيدروليكي والتحميض. التكسير الهيدروليكي هو تقنية تهدف إلى معالجة أو حتى تحسين الاتصال الطبيعي للبئر بالخزان، من أجل زيادة النفاذية، وبالتالي الإنتاجية والتدفق. يتمثل هذا العمل في دراسة عملية التكسير الهيدروليكي التي تهدف إلى تحسين رابطة الطبقة-الحفرة في البئر OKS-43 حقل حوض بركاوي. تحسن تدفق الزيت للبئر OKS-43 من 1.57 (متر مكعب في الساعة) إلى 1.93 (متر مكعب في الساعة) ومؤشر الإنتاجية من 0.013 (متر مكعب في الساعة/كغ/سم مربع) إلى 0.023 (متر مكعب في الساعة/كغ/سم مربع).

الكلمات المفتاحية: التحفيز، مؤشر الإنتاجية، التكسير الهيدروليكي، النفاذية، التدفق.

Résumé

La stimulation se réfère à toute méthode mécanique ou chimique visant à rétablir la productivité d'un puits, ou à améliorer l'indice de productivité ou d'injectivité jugé insuffisant, telles que la fracturation hydraulique et l'acidification.

La fracturation hydraulique est une technique prévue pour remédier, ou même améliorer le raccordement normal du puits avec le réservoir, afin d'augmenter la perméabilité, et par conséquent, la productivité et le débit.

Ce travail consiste à étudier une opération de fracturation hydraulique dont l'objectif est d'améliorer la liaison couche-trou et restaurer la perméabilité initiale dans le puits OKS-43 champ HAUD BERKAOUI (HBK).

Le débit d'huile de puits OKS-43 s'est amélioré de 1.57 m³/h jusqu'à 1.93 m³/h et l'indice de productivité de 0.013 [m³/hr] / [kg/cm²] jusqu'à 0.023 [m³/hr] / [kg/cm²].

Mots clés : Stimulation, indice de productivité, fracturation hydraulique, perméabilité, débit.

Abstract

Stimulation refers to any mechanical or chemical method aiming to restore well productivity, improving productivity index or an insufficient injection index, such as hydraulic fracturing and acidification.

Hydraulic fracturing is a technique intended to remedy, or even improve the normal connection of the well with the reservoir, in order to increase the permeability, and consequently, productivity and the flow rates.

This work consists of studying a hydraulic fracturing operation with the objective improving the hole-layer liaison and restore the initial permeability in the well OKS-43 in the HAUD BERKAOUI (HBK) field.

The oil flow rate of the well OKS-43 improved from 1.57 m³/h to 1.93 m³/h and the productivity index improved from 0.013 [m³/hr] / [kg/cm²] to 0.023 [m³/hr] / [kg/cm²].

Keywords: Stimulation, productivity index, hydraulic fracturing, permeability, flow.

Table des matières

Remercîments	I
Dédicace	II
Résumé	V
Liste des figures	VII
Liste des tableaux	VIII
Symboles et Abréviations	IX
Introduction générale	1

Chapitre 1 : Généralité sur la stimulation

1.1. Introduction	2
1.2. Différents types de stimulation	2
1.2.1. Fracturation hydraulique	2
1.2.2. Fracturation à l'acide	2
1.2.3. Acidification	2
1.2.4. Lavage aux solvants	3
1.3. Les endommagements	3
1.3.1. Localisation de l'endommagement	3
1.3.2. L'effet de Skin sur l'IPR	4

Chapitre 2 : La fracturation hydraulique

2.1. Introduction	5
2.2. Historique de la fracturation hydraulique	5
2.3. Principe de la fracturation hydraulique	5
2.4. Les Informations nécessaires à tout projet de fracturation	6
2.4.1. Le rapport géologique	6
2.4.2. Le rapport de production du champ	6
2.4.3. Le rapport d'implantation et de complétion du puits	6
2.4.4. Le rapport de test	7
2.5. Contraintes s'exerçant sur le réservoir	7

2.5.1.	La contrainte verticale σ_v	7
2.5.2.	La contrainte horizontale minimale σ_{min}	7
2.5.3.	La contrainte horizontale maximal σ_{max}	8
2.5.4.	Importance des contraintes	8
2.6.	Propriétés mécaniques des roches	9
2.6.1.	Module de Young (E)	9
2.6.2.	Coefficient de Poisson (ν)	10
2.6.3.	Coefficient de cisaillement (G)	10
2.7.	Modèles de propagation de la fracture	10
2.7.1.	Modèle de Perkins, Kern et Nordegren (PKN)	10
2.7.2.	Modèle de Kristianovic, Geertsma et De Klerk (KGD)	11
2.7.3.	Modèle radial	11
2.8.	Description d'une fracture	12
2.8.1.	Forme et orientation de la fracture	12
2.8.2.	Conductivité adimensionnelle de la fracture	13
2.8.3.	Géométrie de la fracture	13
2.8.4.	La pression d'initiation et d'extension de la fracture	14
2.8.5.	Fluide de fracturation	14
2.8.6.	Agent de soutènement	15
2.9.	Les équipements utilisés pour la réalisation de l'opération frac	16
2.10.	Déroulement d'un traitement principal	19
2.11.	Fluides de fracturation	19
2.11.1.	Propriétés des fluides de fracturation	20
2.11.2.	Types des fluides de fracturation	20
2.12.	Les additifs	21
Partie pratique : Etude de puits OKS43		
3.1.	Généralité sur le champ HBK	24
3.1.1.	Situation géographique	24

3.1.2. Les champs de la région	25
3.2. Généralités sur le puits OKS43	26
3.2.1. Situation géographique du puits	26
3.2.2. Données de forage	26
3.2.3. Tests des équipements durant la complétion	26
3.2.4. Tubages et cimentation	26
3.2.5. Caractéristiques des charges	27
3.2.6. Pressions des annulaires	27
3.2.7. Tests des espaces annulaires	27
3.2.8. Mesures de pression	27
3.3. Evaluation de l'opération	28
3.3.1. Mini frac	28
3.3.2. Le traitement principal	30
3.3.3. Thermometrie.....	33
3.3.4. Discussion de Fracpropt	34
3.4. Les résultats	37
3.4.1. Evolution de débit	37
3.4.2. Evolution de la pression statique PS	37
3.4.3. Evolution de la pression de fond dynamique PFD	37
3.4.4. Calcule d'Indice de productivité (IP)	38
Références Bibliographique	42

Liste des figures

Figure 1-1: Localisation des endommagements. _____	4
Figure 1-2: Steady-State IPR variation for different skin effects (Economides & Nolte, 1994). _____	4
Figure 2-1: Contraintes minimales, maximales et verticales sur une roche. _____	8
Figure 2-2: Direction de la fracture. _____	8
Figure 2-3: Développement de la fracture. _____	9
Figure 2-4: La conductivité en fonction des contraintes. _____	9
Figure 2-5: Configuration du modèle PKN. _____	11
Figure 2-6: Configuration du model KGD. _____	11
Figure 2-7: Configuration du modèle radial. _____	12
Figure 2-8: Orientation de la fracture. _____	12
Figure 2-9: Schéma de fracture verticale à une seule aile. _____	13
Figure 2-10: L'évolution de la pression au cours d'une fracturation. _____	14
Figure 2-11 : plages de contraintes de fermeture recommandées pour divers types de proppants. _____	15
Figure 2-12 : Mélangeur (BLENDER). _____	16
Figure 2-13 : Réservoir d'eau (FRAC TANK). _____	16
Figure 2-14 : Le montain mover. _____	17
Figure 2-15 : Pompe triplex. _____	17
Figure 2-16 : Manifold. _____	18
Figure 2-17 : Tree siver. _____	18
Figure 2-18 : Cabine de contrôle. _____	19
Figure 2-19 : Fluides de fracturation à base d'eau. _____	21
Figure 2-20 : Les agents de réticulation. _____	22
Figure 3-1: Situation géographique de Haoud Berkaoui. _____	24
Figure 3-2: : Situation géographique du puits OKS43. _____	26
Figure 3-3: Mini Frac. _____	29
Figure 3-4: Traitement principale. _____	32
Figure 3-5: Température log. _____	33
Figure 3-6: Fracpropt main frac design – conductivité de fracture. _____	35
Figure 3-7: Fracpropt main frac design – concentration de proppant. _____	35
Figure 3-8: Fracpropt main frac review – conductivité de fracture. _____	36
Figure 3-9: Fracpropt main frac review – concentration de proppant. _____	36
Figure 3-10 : Fiche Technique. _____	41

Liste des tableaux

Tableau 3-1:Les caractéristiques pétro physiques de ces trois champs _____	25
Tableau 3-2:Perforations initiales _____	26
Tableau 3-3:Mesures de pression _____	27
Tableau 3-4: Séquences de pompages _____	29
Tableau 3-5:Étapes prévues de traitement _____	31
Tableau 3-6:Les compositions de fluide de traitement _____	32
Tableau 3-7:Fracpropt (Minifrac match geometry) _____	34
Tableau 3-8:Fracpropt(Plan de traitement principal) _____	34
Tableau 3-9:Fracpropt (Revue du traitement principal) _____	34
Tableau 3-10:changement de débit _____	37
Tableau 3-11:Evolution de PS. _____	37
Tableau 3-12:Evolution de PFD. _____	37
Tableau 3-13:Equipement de surface _____	40
Tableau 3-14:Equipement de fond _____	40
Tableau 3-15:Garniture du Liner _____	41

Symboles et Abréviations

IPR : Inflow Performance Relationship.
Q : Le débit.
Q_o : Débit Oil.
P_{wf} : La pression de fond.
P_t : La pression de tête.
WOR : Water Oil Ratio.
GOR : Gas Oil Ratio.
 σ_1 : Contrainte principale verticale.
 σ_2 et σ_3 : Contraintes principales horizontales.
E : Le module de Young.
 ν : Le coefficient de poisson.
G : Le coefficient de cisaillement.
X_f : La longueur de la fracture.
H_f : La hauteur de la fracture.
FCD : Conductivité adimensionnelle de la fracture.

INTRODUCTION GENERALE :

L'exploitation d'un gisement d'hydrocarbure conduit inévitablement à une diminution de la production des puits, ce phénomène est provoqué soit par une déplétion naturelle soit par un endommagement de la couche productrice, en particulier aux abords du puits.

La stimulation par fracturation hydraulique est l'une des techniques fréquemment utilisées pour améliorer la productivité des puits, cette technique permet de créer artificiellement, un drain perméable en injectant un fluide porteur d'agents de soutènement dans le réservoir, créant ainsi une fracture qui joint la zone non endommagée (lointaine du wellbore) avec le puits, dans le but d'améliorer la liaison couche-trous, par l'accroissement de la conductivité, ce qui se traduit par un gain conséquent en production.

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.

Le choix du fluide, sa préparation sur chantier, le choix de son débit d'injection et de certaines modalités, contribue d'une façon essentielle aux résultats d'une fracturation hydraulique.

Le but de ce travail est d'améliorer la productivité et restaurer la perméabilité initiale du puits OKS43 situé au champ HBK par la fracturation hydraulique.

Ce mémoire est détaillé comme suit :

- Le premier chapitre, définir les principaux types de stimulation, l'endommagement, sa localisation et l'effet de skin sur l'IPR.
- Le deuxième chapitre aborde l'opération de la fracturation hydraulique, en détaillant son processus. Ce chapitre présente également une introduction générale sur les fluides utilisés lors de la fracturation (son rôle, propriétés et leurs types), les agents de soutènement et les équipements nécessaires pour mener à bien cette opération, les propriétés mécaniques des roches et les modèles de propagation de la fracture.
- Le dernier chapitre est consacré aux présentations et discussion des résultats obtenus sur le puits choisit OKS43, ce dernier chapitre sera suivi d'une conclusion et recommandation.

CHAPITRE 1 :

GENERALITE SUR LA STIMULATION

1. Généralité sur la stimulation :

1.1. Introduction :

La stimulation se réfère à toute méthode mécanique ou chimique visant à rétablir la productivité d'un puits initialement productif, ou à améliorer un indice de productivité ou d'injectivité jugé insuffisant. Elle permet d'augmenter la vitesse de récupération des réserves, sans toutefois avoir d'impact sur les réserves récupérables.

Avant de procéder à un traitement de stimulation, il est crucial de localiser avec précision la nature du problème, afin de choisir le traitement approprié susceptible de remédier efficacement à la situation.

La stimulation vise principalement à :

- Restaurer une formation endommagée par le forage (ciment, boue) ou par des dommages subis lors de la complétion, de l'exploitation, des traitements matriciels ou lors des opérations de work-over et de snubbing.
- Modifier les caractéristiques pétrophysiques du réservoir, en augmentant la perméabilité, soit à proximité du puits, soit plus loin dans la formation. [1]

1.2. Différents types de stimulation :

La stimulation peut être subdivisée en plusieurs types, notamment :

1.2.1. Fracturation hydraulique :

Cette opération consiste à créer une fracture dans la formation rocheuse en appliquant une pression supérieure à la contrainte minimale. Cette technique permet d'augmenter la perméabilité de la formation en créant un drain perméable qui facilite l'écoulement des fluides vers le puits.

1.2.2. Fracturation à l'acide :

La fracturation à l'acide est réalisée en injectant un acide à grande pression pour dissoudre la roche et créer une fracture. L'acide dissout de manière non uniforme, créant ainsi des cavités de dissolution, ce qui augmente la porosité et la perméabilité.

1.2.3. Acidification :

L'acidification est un traitement réalisé à une pression inférieure à la pression de fracturation au cours duquel de l'acide est injecté dans la formation pour améliorer la productivité et/ou l'injectivité du puits. Ce procédé est principalement utilisé pour restaurer la perméabilité aux abords du puits. On distingue deux types d'acidification : l'acidification matricielle simple qui traite toute la matrice, et l'acidification sélective qui traite la matrice zone par zone.

1.2.4. Lavage aux solvants :

L'injection d'un solvant organique ou d'un tensio-actif peut être utilisée pour éliminer les endommagements causés par les émulsions de l'huile et de l'eau ou par les dépôts de paraffine. Chaque type de stimulation a ses avantages et inconvénients, et le choix dépendra de la nature du problème et des caractéristiques de la formation. [1]

1.3. Les endommagements :

L'endommagement représente toutes les incrustations ça soient minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voire même le tubing de production.

1.3.1. Localisation de l'endommagement :

a- **Fond du puits :**

En règle générale, les dépôts présents dans les puits de forage sont formés de sédiments d'origines variées tels que des particules issues de la formation ou des produits de corrosion des équipements, ainsi que de précipités tels que des sels, des paraffines ou des asphaltènes.

b- **Paroi du puits :**

-Cake externe : Le cake externe se forme par l'accumulation de particules minérales ou organiques solides déposées sur les parois du puits pendant le forage. Il a pour rôle de renforcer les parois du puits et de limiter l'infiltration de la boue dans la formation. Le cake peut être éliminé par grattage mécanique ou par lavage chimique à l'aide de solvants ou d'acides.

c- **Abords des puits :**

-Cake interne : Le cake interne se compose de particules solides fines provenant de la boue, du ciment et des fluides de complétion. Il se trouve dans une couronne très mince située près du puits et obstrue les pores, réduisant ainsi la perméabilité du milieu.

-La zone envahie : située au-delà du cake interne, subit les effets des filtrats de la boue et du ciment, ce qui entraîne une modification de l'environnement poreux naturel.

d- **Accumulations des particules :**

Le colmatage du réservoir peut être causé par différents types de particules organiques, qui se forment suite à des modifications des conditions thermodynamiques associées à la production.

Zone 1 : cake externe tapissant les parois du puits ;

Zone 2 : cake interne : solides ayant pénétré dans le milieu poreux ;

Zone 3 : zone envahie par le filtrat boue ;

Zone 4 : zone vierge où la perméabilité n'est pas affectée. [2]

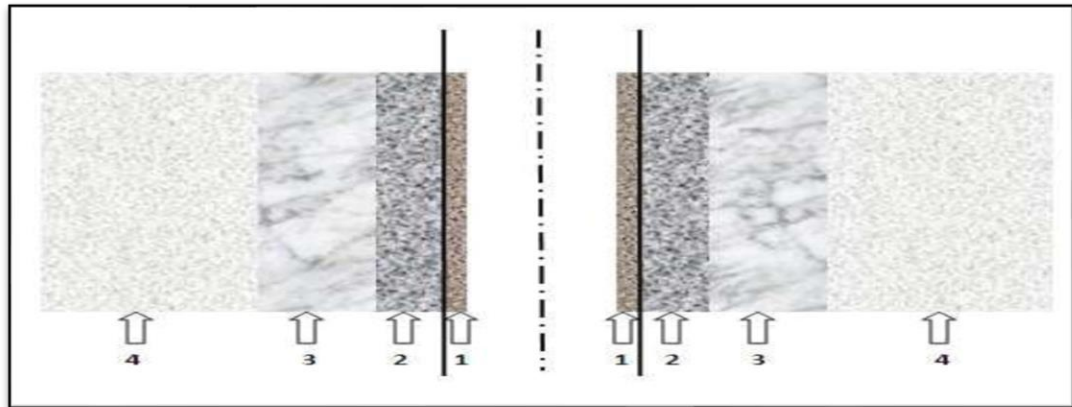


Figure 1-1: Localisation des endommagements. [2]

1.3.2. L'effet de Skin sur l'IPR :

Il est rare qu'un puits réel produise dans les conditions du modèle de puits idéal. La perméabilité de la formation à proximité du puits est modifiée pendant le forage et la réalisation du puits. La différence de pression entre la pression d'écoulement idéale et la pression d'écoulement réelle du puits représente une perte de pression supplémentaire due à l'altération de la formation.

La présence de skin a un effet direct sur la relation de performance d'écoulement en régime permanent (Inflow Performance Relationship, IPR) d'un puits de pétrole.

(IPR) d'un puits de pétrole en régime permanent. Comme l'illustre la **figure 1-2**, l'IPR en régime permanent varie en fonction des effets du skin. [3]

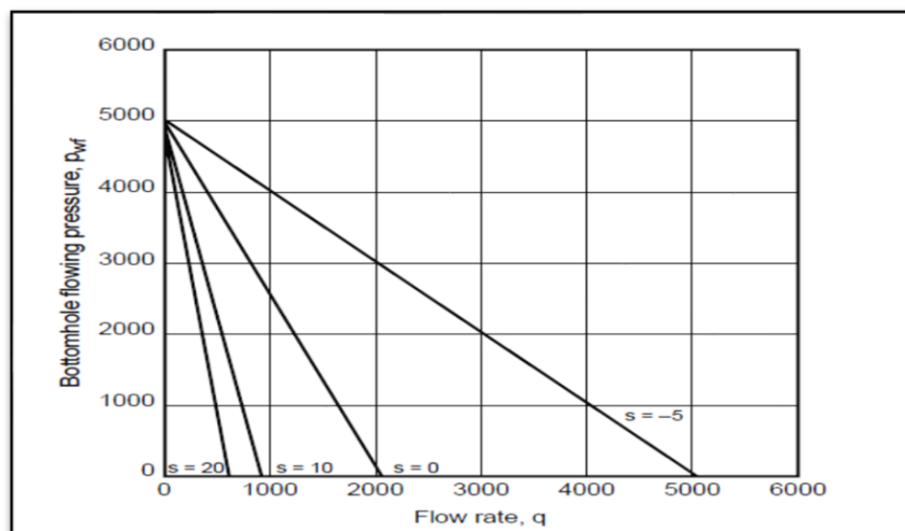


Figure 1-2: Steady-State IPR variation for different skin effects (Economides & Nolte, 1994). [3]

CHAPITRE 2 :

LA FRACTURATION HYDRAULIQUE

2. La fracturation hydraulique :

2.1. Introduction:

La propriété pétro-physique des roches subit une altération au fil des années en raison des dommages causés à la formation. Cela pose un défi pour l'industrie pétrolière qui cherche à maintenir, voire améliorer, la productivité. Pour y remédier, la technique de fracturation hydraulique est souvent utilisée, car elle permet de créer une perméabilité artificielle en créant de nouveaux canaux ou drains qui facilitent l'écoulement des fluides vers le puits. En effet, environ 50 % des puits de gaz naturel et 30 % des puits de pétrole sont traités par fracturation pour améliorer leur productivité ou injectivité.

2.2. Historique de la fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique est une technique de stimulation relativement ancienne, qui a été introduite en Algérie en 1960. Cependant, son utilisation régulière ne s'est généralisée qu'au début des années 1990, en particulier dans le champ de Hassi Messaoud où la SONATRACH a mené une campagne pilote de fracturation hydraulique sur une période de 3 ans. L'objectif était de démontrer la faisabilité et la rentabilité de cette technique de stimulation ou, tout au moins, d'expliquer pourquoi elle ne serait pas adaptée à Hassi Messaoud dans l'état actuel de la technologie. En 1995, une corrélation entre le module de Young et la saturation en huile, exprimée en psi, a été mise à disposition pour établir le profil de la contrainte minimale horizontale. Jusqu'en 1999, la technique de fracturation hydraulique a été renforcée par l'introduction de nouvelles techniques. En octobre 2001, l'utilisation de coiled tubing a permis d'améliorer le traitement, en particulier dans les cas où une communication est nécessaire dans la complétion. [1]

2.3. Principe de la fracturation hydraulique :

Le principe de la fracturation hydraulique consiste à injecter sous haute pression un fluide, souvent visqueux et parfois accompagné d'agents de soutènement solides, pour fissurer la roche réservoir. Cela permet de maintenir la fracture ouverte, permettant ainsi au fluide de circuler plus facilement entre le puits et le réservoir (dans le cas d'un puits producteur) ou entre le réservoir et le puits (dans le cas d'un puits injecteur). La fracturation hydraulique ne convient qu'aux formations rocheuses suffisamment consolidées, telles que les grès calcaires, et non aux formations plastiques telles que les argiles et les sables peu consolidés.

Dans les cas favorables, la fracturation hydraulique peut améliorer la productivité ou l'injectivité d'environ 3 à 4 fois, en tenant compte de l'effet de décolmatage. Cette méthode est généralement utilisée dans les réservoirs à faible perméabilité ou dans les formations fortement

endommagées où la production est faible. La réussite de cette opération dépend principalement de facteurs tels que le choix du fluide de fracturation, la pression de fracturation et l'efficacité de l'agent de soutènement.

- Du choix du puits candidat (complétion).
- Des réserves en place restantes récupérables (économique).
- Du profil des contraintes (favorable).
- De la situation par rapport au puits voisin (gaz et eau). [4]

2.4. Les Informations nécessaires à tout projet de fracturation :

Afin d'assurer un gain en production lors de la fracturation d'un puits, il est essentiel de prendre en compte les informations capitales suivantes, nécessaires à la planification du projet. Par conséquent, lors de la sélection d'un puits candidat à la fracturation hydraulique et lors de la mise en œuvre du traitement approprié, il est nécessaire d'effectuer une analyse des éléments suivants :

2.4.1. Le rapport géologique :

Analyses et données sédimentologies et pétrophysiques :

- La nature de la roche.
- La Teneur en argile, sable ou carbonate.
- La présence de fracture ou de fissure.

2.4.2. Le rapport de production du champ :

Ce rapport concerne :

- L'historique de production des puits.
- Etude de réservoir (porosité, perméabilité, saturation en eau, en gaz, en huile).
- Type de stimulation employée pour ce type de réservoir.

2.4.3. Le rapport d'implantation et de complétion du puits :

Ce rapport contient :

- Position stratigraphique : On utilise les cartes isobathes et isobaques pour déterminer l'interface des fluides et la possibilité de formation d'un cône d'eau ou de gaz.
- Historique de forage : On se base sur les courbes d'avancement des fluides de forage (densité, PH, filtrat) afin de connaître la nature de la roche et les pertes éventuelles, rencontrées lors du forage.
- Diagraphie : à partir de l'interprétation des différents enregistrements des outils de diagraphie, on aura des informations sur :

Chapitre 2 : La fracturation hydraulique

- La nature de la roche et des fluides, la porosité et l'argilosité.
- Les paramètres mécaniques de la roche.
- La saturation en fluides.
- La profondeur d'invasion de la couche par le filtrat de la boue.
- La régularité du trou (étranglement et présence de caves).
 - Analyse des carottes : Cette analyse permet d'avoir des informations sur :
 - La nature de la roche.
 - La porosité et la perméabilité.
 - La mouillabilité.
 - Teneur en fer.

2.4.4. Le rapport de test :

Les données fournies par ce rapport sont :

- Le débit : Q ;
- La pression de fond Pwf et pression de tête Pt ;
- WOR, GOR ;
- L'analyse des fluides ;
- L'interprétation des essais de remontée de pression (Build Up). [5]

2.5. Contraintes s'exerçant sur le réservoir :

Les contraintes in situ sont les contraintes à l'intérieur de la formation, qui agissent comme une charge (généralement compressive) sur la formation.

2.5.1. La contrainte verticale σ_v :

La contrainte verticale, également appelée contrainte de surcharge, est la somme de toutes les pressions exercées par les différentes couches rocheuses. Chaque formation contient des fluides et des roches et chacune doit être prise en compte séparément.

On peut l'appeler aussi la contrainte géostatique, c'est la contrainte qui est due au poids des sédiments. [6]

$$\sigma_v = \rho \cdot g \cdot h \dots \dots \dots (\text{Equation 2-1})$$

2.5.2. La contrainte horizontale minimale σ_{min} :

La contrainte horizontale minimale est approximativement la pression de fermeture des fractures. Elle est le résultat direct de la contrainte de surcharge ; le coefficient de Poisson détermine la quantité de contrainte qui peut être transmise horizontalement. La contrainte horizontale minimale ou la pression de fermeture des fractures peut être obtenue par un essai diagnostique d'injection de fractures (DFIT). [6]

2.5.3. La contrainte horizontale maximal σ_{max} :

La magnitude de la contrainte horizontale maximale peut être estimée à partir de l'apparition de ruptures dans le trou de forage, de fractures induites ou de la pression d'initiation des fractures (rupture de la formation) enregistrée lors d'essais de micro-fracturation en trou ouvert. [6]

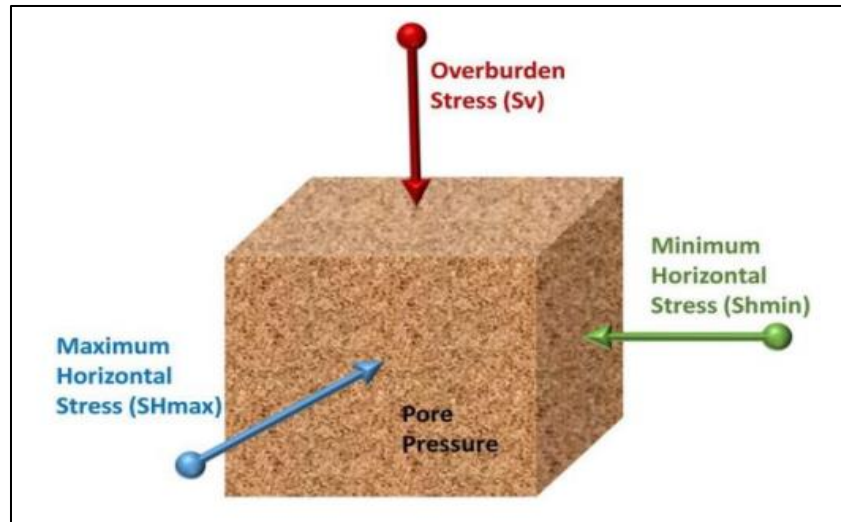


Figure 2-1: Contraintes minimales, maximales et verticales sur une roche. [6]

2.5.4. Importance des contraintes :

a- Orientation de la fracture :

Une fracture hydraulique se propage perpendiculairement à la contrainte principale.

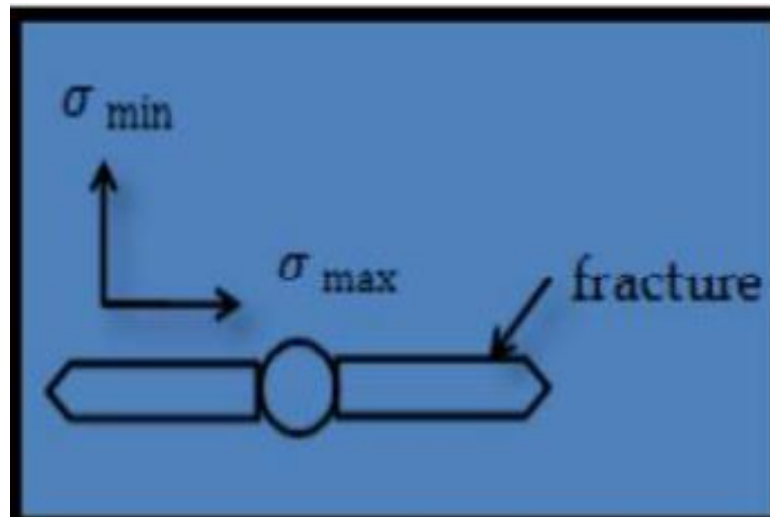


Figure 2-2: Direction de la fracture. [5]

b- Développement de la fracture :

Le développement de la fracture est selon le type de contrainte forte ou faible, comme est présenté dans la figure 2-3.

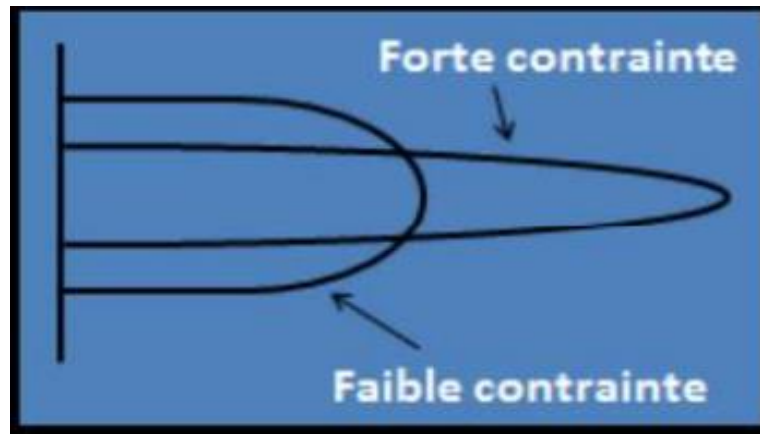


Figure 2-3: Développement de la fracture. [5]

c- La conductivité :

La conductivité de la fracture est en fonction de la contrainte, quand la contrainte augmente la conductivité diminue.

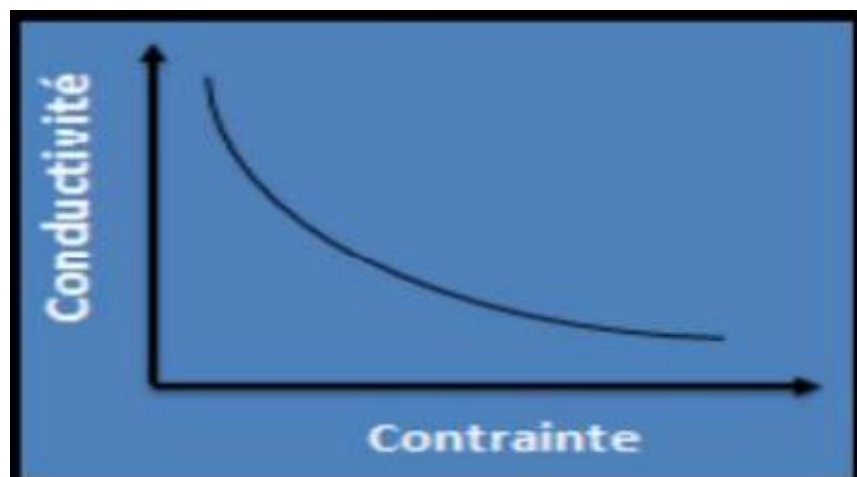


Figure 2-4: La conductivité en fonction des contraintes. [5]

2.6. Propriétés mécaniques des roches :

Les roches sont caractérisées par :

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

2.6.1. Module de Young (E):

La rigidité d'un matériau est appelée module de Young noté (E), il est caractérisé par la pente de la courbe $\sigma = F(E)$. Quand le module de Young augmente, la largeur de la fracture diminue, par contre la longueur augmente.

2.6.2. Coefficient de Poisson (ν) :

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

$$\nu = \frac{\Delta d/d}{\Delta l/l} \dots\dots\dots \text{(Equation 2-2)}$$

2.6.3. Coefficient de cisaillement (G) :

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

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \dots\dots\dots \text{(Equation 2-3)}$$

Avec : E : module de Young.

ν : Coefficient de poisson. [7]

2.7. Modèles de propagation de la fracture :

Afin de déterminer les dimensions des fractures, plusieurs méthodes de calcul sont disponibles. Toutefois, elles ont pour objectif de simplifier le phénomène réel en prenant en compte un grand nombre d'hypothèses pour le rendre calculable. Pour ce faire, un modèle de propagation est nécessaire pour établir la relation entre le débit d'injection, le temps de traitement et la filtration du fluide avec les dimensions de la fracture. Ces modèles se basent sur deux équations analytiques à deux dimensions, pour lesquelles la hauteur de la fracture doit être précisée. Dans cette catégorie, on identifie trois modèles principaux. [8]

2.7.1. Modèle de Perkins, Kern et Nordegren (PKN) :

Lorsqu'une fracture est confinée entre deux couches barrières et que la pression augmente lors du pompage, le modèle PKN prévoit que la fracture se développe sous forme elliptique autour du puits, selon un plan plus ou moins vertical. La méthode de calcul de ce modèle est fondée sur les hypothèses suivantes :

- Il est supposé que la hauteur de la fracture reste constante sur toute sa longueur.
- Il est observé que la longueur X_f de la fracture est considérablement plus grande que sa hauteur H_f .
- L'épaisseur de la fracture est sujette à des variations selon le plan vertical.
- Le flux à travers la fracture se déroule de manière unidimensionnelle et suit la direction de X_f . [8]

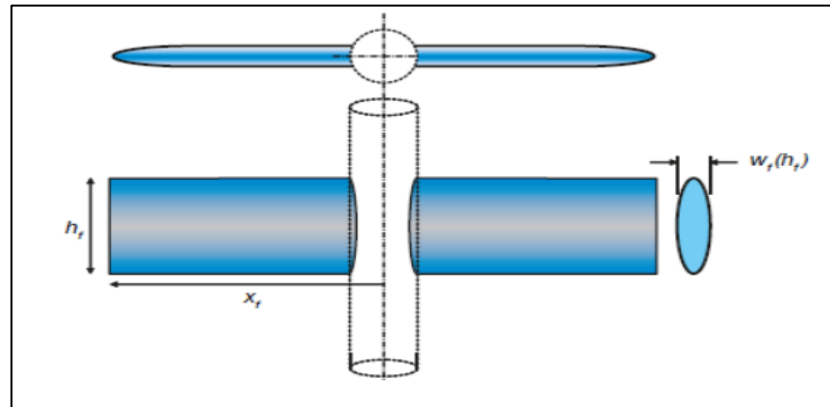


Figure 2-5: Configuration du modèle PKN. [16]

2.7.2. Modèle de Kristianovic, Geertsma et De Klerk (KGD) :

Ce modèle a été initialement développé par Kristianovitch et Zeltov en 1955 pour un fluide newtonien, puis amélioré par la suite par Geerstma et De Klerk en 1969. Ce modèle suppose que :

- L'écoulement est unidimensionnel.
- La hauteur de la fracture est considérée comme constante.
- La fracture a une section rectangulaire dans le plan vertical.
- La fracture a une section elliptique dans le plan Horizontale. [8]

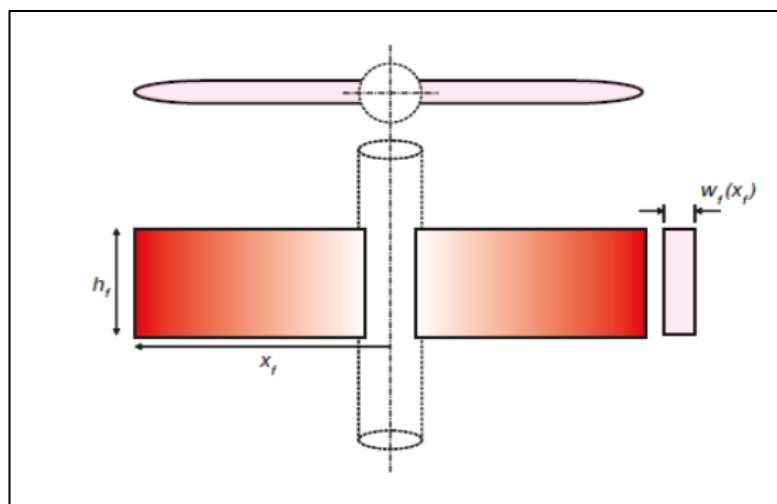


Figure 2-6: Configuration du model KGD. [16]

2.7.3. Modèle radial :

Le modèle radial se caractérise par un profil circulaire dans le plan vertical et une section elliptique. Il peut être appliqué lorsque la croissance de la fracture en hauteur n'est pas entravée par des obstacles ou dans le cas d'une fracture horizontale. [8]

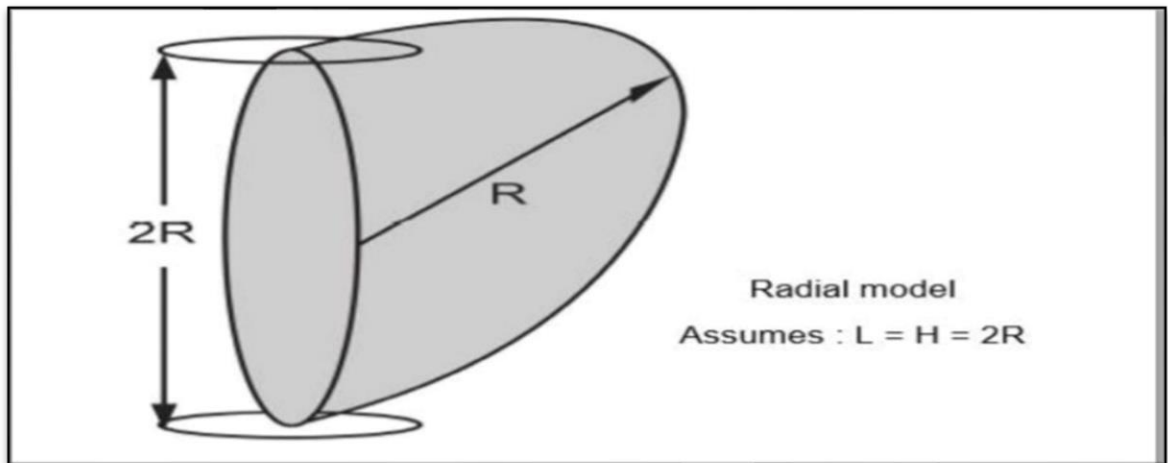


Figure 2-7: Configuration du modèle radial. [8]

Le modèle radial est basé sur les hypothèses suivantes :

- La hauteur de la fracture varie avec la longueur.
- La section verticale est supposée elliptique.
- La fracture se développe radialement. [8]

2.8. Description d'une fracture :

2.8.1. Forme et orientation de la fracture :

Des expériences de terrain ont montré que la fracturation hydraulique se développe selon des plans horizontaux ou verticaux.

Pour des profondeurs inférieures à 600 m, des fractures peuvent être obtenues dans le plan horizontal. Pour des profondeurs supérieures à 600 m, le poids des sédiments fait que les fractures ne se développent que dans des plans verticaux.

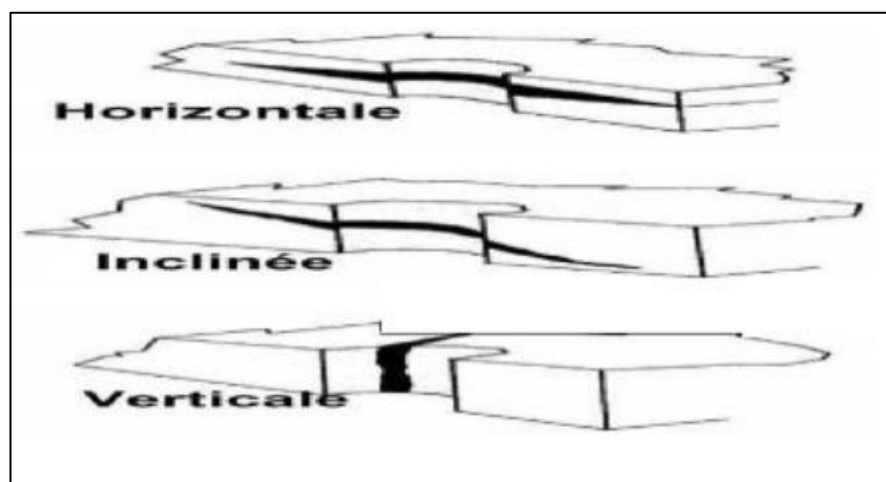


Figure 2-8: Orientation de la fracture. [9]

2.8.2. Conductivité adimensionnelle de la fracture :

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

$$FCD = \frac{K_f W_f}{K X_f} \dots \dots \dots \text{(Equation 2-4)}$$

Avec :

X_f : Extension de la fracture (la demi longueur).

W_f : Épaisseur de la fracture.

K_f : La perméabilité de la fracture.

K : La perméabilité de la formation.

Pour que la fracturation soit optimale, il suffit que $2 < FCD < 10$. [9]

2.8.3. Géométrie de la fracture :

Le rendement d'une opération de fracturation dépend des trois dimensions suivantes :

a) La longueur de la fracture (X_f) :

C'est la distance entre le puits et le point situé au bout de la fracture, donc elle peut s'agir de la longueur totale ou la demi-longueur d'une fracture suivant que ce dernier est un ou deux ailes symétriques (figure 2-9)

b) L'épaisseur de la fracture (W) :

C'est l'écartement entre les deux faces verticales de la fracture (figure 2-9).

c) La hauteur de la fracture (H) :

C'est la distance verticale entre les deux points associés à une épaisseur nulle (figure 2-9). Tout cela concerne la fracture verticale, pour ce qui est de la fracture horizontale on aura la hauteur qui remplace l'épaisseur et le contraire.

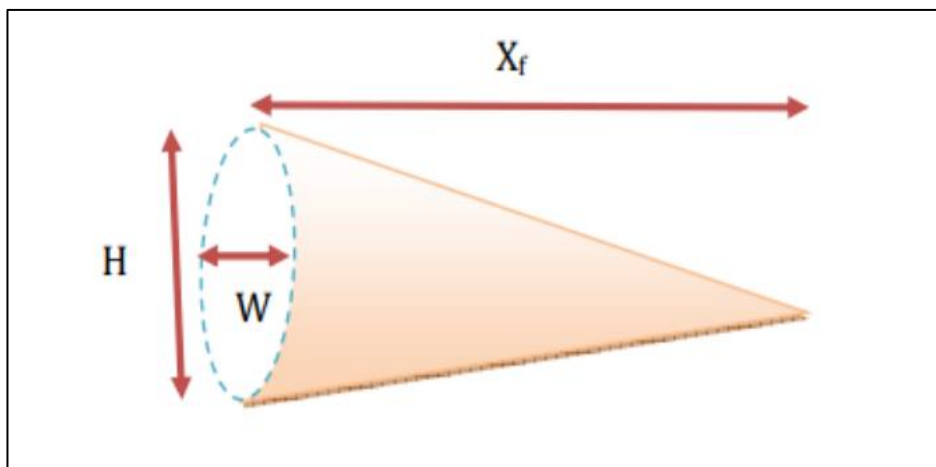


Figure 2-9: Schéma de fracture verticale à une seule aile. [9]

2.8.4. La pression d'initiation et d'extension de la fracture :

La (Figure 2-10) représente une courbe schématique de l'évolution de la pression au cours de fracturation. Elle est divisée en deux parties :

- Partie injection.
- Partie fermeture.

La première partie présente un pic suivi d'un palier, qui correspond au point d'amorce de la fracture et de sa propagation.

La deuxième partie commence par une brusque chute de pression suivie par une stabilité.

Ces dernières correspondent respectivement à :

- L'Instantaneous Shut In Pressure (ISIP), due à l'arrêt des pompes.
- La période de fermeture de la fracture.

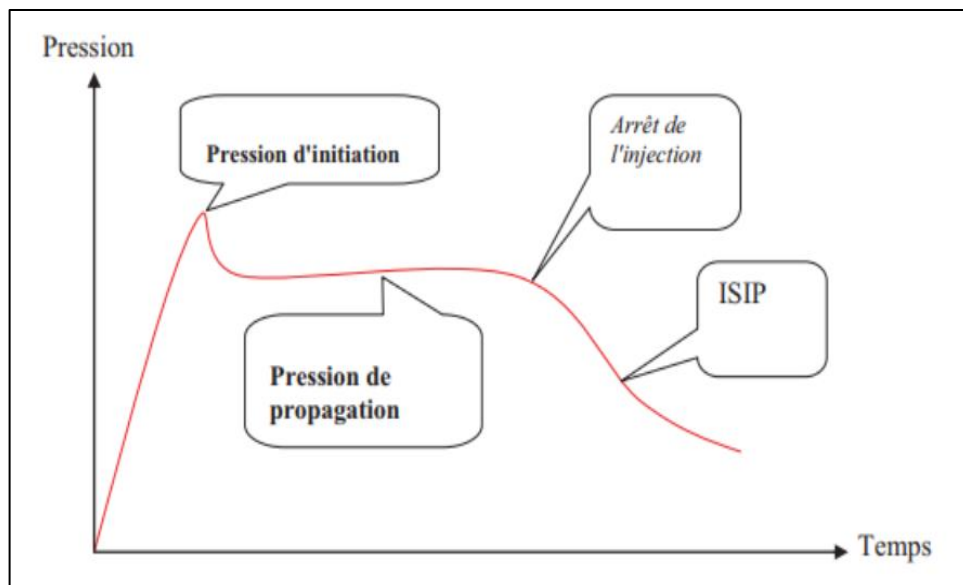


Figure 2-10: L'évolution de la pression au cours d'une fracturation.

2.8.5. Fluide de fracturation :

Le choix du fluide, sa préparation sur chantier, le choix de son débit d'injection et de certaines modalités, contribue d'une façon essentielle aux résultats d'une fracturation hydraulique.

Un fluide de fracturation doit avoir les propriétés suivantes :

- Avoir des pertes de charges minimales dans le tubing.
- Une bonne qualité de transport des billes.
- Avoir une filtration faible.
- Après la fermeture de la fracture, il doit se dégrader afin de faciliter le dégorgement.

Le succès d'une fracturation dépend essentiellement de la viscosité et de la filtration.

- a- La viscosité : Elle est déterminée expérimentalement au laboratoire (viscosimètre).

b- La filtration : La théorie et l'expérience montrent que la vitesse de filtration, sous une

$$\delta P \text{ constante obéit à la loi : } V(t) = \frac{c}{\sqrt{t-t_0}} \dots \dots \dots \text{(Equation 2-5)}$$

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

c : Coefficient de qualité ou de filtration.

t_0 : Instant du début de filtration.

$t - t_0$: Durée de filtration. [9]

2.8.6. Agent de soutènement :

La fracturation est la création de drains perméables de part et d'autre du puits ; et l'agent de soutènement assure sa perméabilité et la maintient dans les conditions d'exploitation du puits, c'est-à-dire sous les contraintes et la température du réservoir, et en présence du cas des fluides du réservoir.

Les 4 principaux types de proppants utilisés commercialement dans l'industrie du pétrole et du gaz sont le sable, Sables revêtus de résine, les Proppants en céramique (Intermediate Strength Proppants (ISP), High Strength Proppants Bauxite).

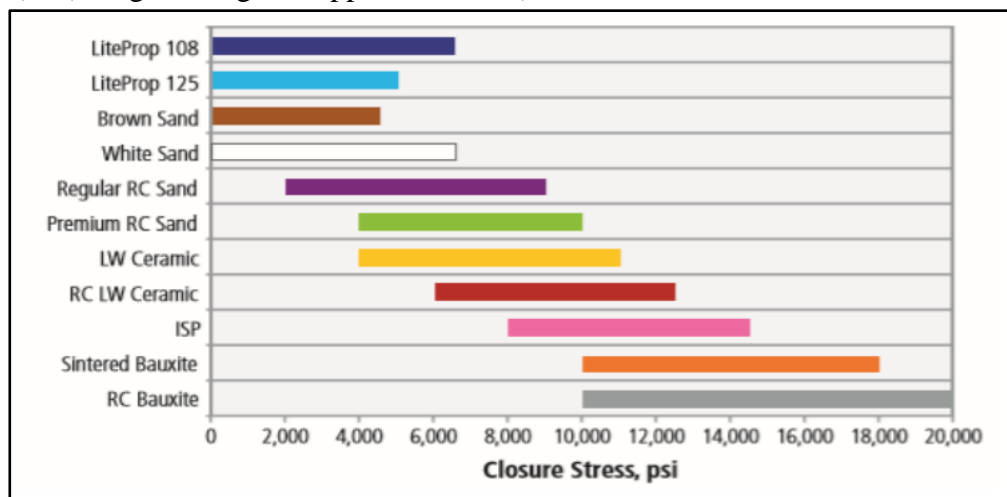


Figure 2-11 : plages de contraintes de fermeture recommandées pour divers types de proppants. [10]

Le sable est l'agent de soutènement le plus employé, en particulier à cause de son coût inférieur à celui des autres produits.

Pour répondre à ces exigences, les agents de soutènement doivent avoir :

- Bonne taille et forme des particules pour produire une bonne conductivité électrique.
- Résistance mécanique aux sollicitations in situ en fonctionnement (résistance à la déformation et pauses).
- Résistance chimique dans le temps en conditions ambiantes (résistance à la corrosion et l'érosion).

- Densité compatible avec un transport optimal (sédimentation). [9]

2.9. Les équipements utilisés pour la réalisation de l'opération frac :

- **Mélangeur :** Cet équipement est utilisé afin d'agiter le fluide proppant ainsi que les additifs de manière homogène. [11]



Figure 2-12 : Mélangeur (BLENDER). [12]

- **Bacs de stockage :** La capacité de stockage de cet équipement est de 20 000 gallons, et le nombre de bacs requis dépendra du volume de fluide nécessaire pour l'opération, incluant l'eau et le fluide proppant. [11]



Figure 2-13 : Réservoir d'eau (FRAC TANK). [12]

- **Le montain mover** : Ce dispositif permet de stocker les agents de soutènement.



Figure 2-14 : Le montain mover. [12]

- **Unités de pompage** : Les pompes utilisées ici sont extrêmement puissantes, capable de fournir une pression allant jusqu'à 20 000psi. [11]



Figure 2-15 : Pompe triplex. [12]

- **Manifold et conduites à haute pression** : Le manifold HP a la capacité de supporter des pressions allant jusqu'à 20 000psi ainsi qu'un débit de 75 BPM. Ce dispositif joue le rôle de collecteur de mélanges. [11]



Figure 2-16 : Manifold. [12]

➤ **Enregistreurs et capteurs :**

Des appareils de mesure sont utilisés :

- Des débitmètres.
- Des densimètres.
- Des thermomètres.
- Des pH-mètres.
- Des capteurs de pressions. [11]

➤ **Tree siver (welhead isolation tool) :** Cet équipement est capable de pomper des fluides abrasifs et corrosifs à des pressions relativement élevées, et sert également à protéger la tête de puits. [11]

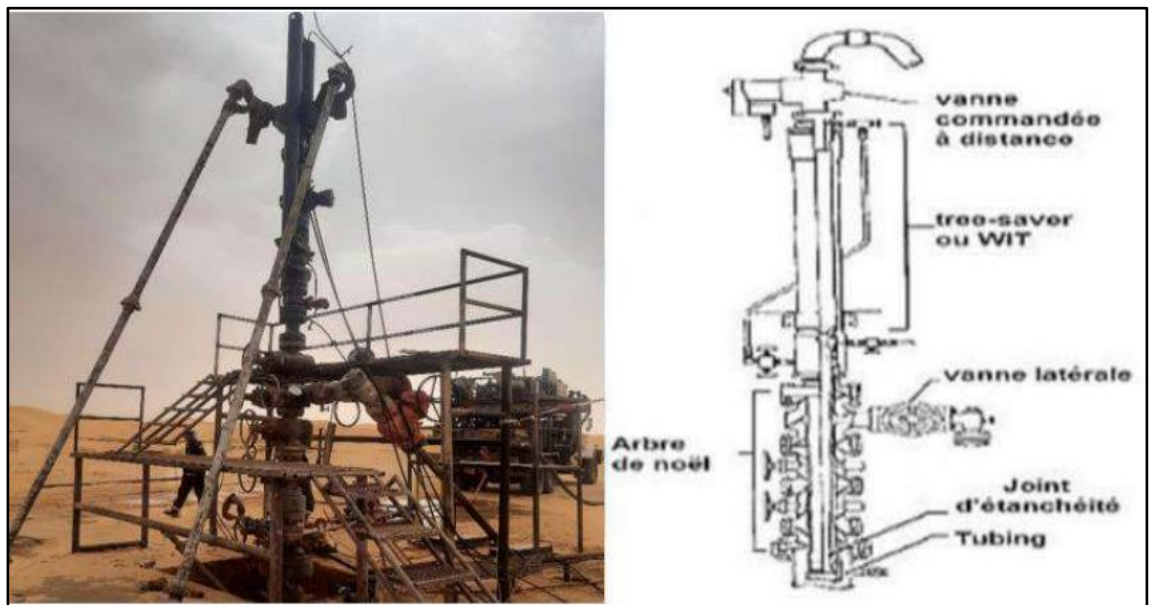


Figure 2-17 : Tree siver. [12]

- **Centre de commande technique** : Il s'agit d'une salle équipée de panneaux de commande permettant aux opérateurs de suivre l'opération en continu et de surveiller le bon fonctionnement des équipements utilisés. Cette salle permet également l'acquisition et l'affichage des données de traitement. [11]



Figure 2-18 : Cabine de contrôle. [12]

2.10. Déroulement d'un traitement principal :

Le traitement principal comprend 7 phases distinctes :

- **La phase 1** : consiste en des tests sur les installations de surface.
- **La phase 2** : implique l'injection d'un volume de pré-pad.
- **La phase 3** : consiste en l'injection d'un volume de pad.
- **La phase 4** : implique le placement de proppant dans les fractures.
- **La phase 5** : vise à chasser le fluide transportant le proppant tout en le conservant pour maintenir les fractures ouvertes.
- **La phase 6** : comprend l'arrêt de l'injection et la fermeture du puits. Finalement.
- **La phase 7** : correspond à la mise en production du puits après dégorgement. [11]

2.11. Fluides de fracturation :

Les fluides de fracturation sont des fluides visqueux et élastiques, pompés à une très grande pression dans le puits.

Le rôle principal de fluides de fracturation est :

a- **L'initiation et l'extension de la fracture** :

Les fluides de fracturation jouent un rôle crucial dans la création et l'extension d'une fracture. Ils permettent la transmission de l'énergie hydraulique depuis la surface jusqu'au réservoir visé à partir du matériel de pompage. En augmentant la viscosité du fluide, son efficacité de transmission d'énergie à la fracture est également augmentée.

b- Le transport des agents de soutènement :

Outre la transmission d'énergie, le fluide de fracturation remplit également une fonction importante dans le transport et la suspension du proppant dans la fracture. Lorsque la vitesse de sédimentation de l'agent de soutien est négligeable, la suspension se comporte comme une "suspension parfaite" et les solides se déplacent avec la même vitesse que le liquide de suspension, assurant un transport efficace. Toutefois, lorsque la vitesse de sédimentation de l'agent de soutien est significative, un banc de proppant se forme et les solides se déplacent plus lentement vers la pointe de la fracture. [7]

2.11.1. Propriétés des fluides de fracturation :

Afin de remplir efficacement leurs fonctions fondamentales, les fluides de fracturation doivent posséder deux qualités principales : une forte viscosité et une faible filtration. En outre, pour atteindre un niveau d'efficacité optimal, un fluide de fracturation "idéal" devrait également présenter les caractéristiques suivantes :

- Il est souhaitable que les frictions soient réduites au minimum pour limiter la puissance de pompage requise lors de l'injection.
- Il est important que la concentration de produits solides insolubles soit faible dans le fluide de fracturation.
- Le fluide de fracturation devrait être en mesure de se dégrader après la fermeture de la fracture, pour faciliter le processus de dégorgement.
- Il est préférable que le fluide de fracturation soit facile à préparer et peu coûteux.

2.11.2. Types des fluides de fracturation :

a- Les fluides à base d'eau :

Les fluides de fracturation à base d'eau sont les plus couramment utilisés en raison de leurs nombreux avantages, notamment :

Facilité de manipulation et traitement avec des additifs.

- Disponibilité et facilité de transport.
- Puissance minimum requise pour le pompage.
- Cout réduit
- L'inexistence des problèmes de sécurité

Parmi les fluides de fracturation à base d'eau, on peut distinguer les types suivants :

- Gels linéaires : Les gels linéaires se caractérisent par une viscosité faible, inférieure à 100 cp. Ils se composent de chaînes polymériques étendues, disposées les unes à côté des autres, avec des liaisons hydrogène entre elles qui sont de nature relativement fragile.

- **Gels réticulés :** Le gel réticulé partage également une structure de longues chaînes polymériques, cependant, cette fois-ci, il est formé de liaisons fortes grâce à l'utilisation d'un agent réticulant (cross-linker). Cet agent permet d'établir des liens solides entre les chaînes polymériques, ce qui entraîne une viscosité élevée dépassant les 400 cp. [7]



Figure 2-19 : Fluides de fracturation à base d'eau. [7]

b- Les fluides à base d'huile :

Les fluides de fracturation à base d'huile, tels que les huiles gélifiées et les huiles réticulées, ont l'avantage d'une meilleure compatibilité avec les fluides de formation, ainsi qu'une bonne stabilité et une bonne viscosité. De plus, leur densité faible favorise le dégorgement. [7]

c- Les fluides à base d'acide :

Lorsqu'on souhaite stimuler une formation de carbonate par fracturation à l'acide, on a recours généralement à l'utilisation de l'acide chlorhydrique (HCl).

d- Les fluides multiphasiques :

Les fluides multiphasiques se présentent sous forme de mousses ou d'émulsions. Ils sont couramment utilisés pour les réservoirs à faible pression et/ou sensibles à l'eau.

2.12. Les additifs :

Le choix de la nature et de la concentration des nombreux additifs nécessaires doit être effectué avec attention, en fonction des paramètres du gisement et des conditions opératoires. Les additifs couramment utilisés incluent :

- **Agents gélifiants :** Les gels linéaires et réticulés sont utilisés pour augmenter la viscosité du fluide de fracturation. Ils sont généralement composés de polymères qui sont solubles dans le fluide de base. Par exemple, on peut citer les polymères tels que le WG-11 et le WG-18. Dans de nombreux cas, on utilise des polymères naturels tels que

la gomme de guar, le HPG (Hydroxy-Propyl-Guar) et le HEC (hydroxy-Ethyl-cellulose).

- **Agents réticulants (Cross-linkers) :** L'objectif de cet additif est d'établir des liaisons entre les différentes chaînes polymériques. L'incorporation d'un agent réticulant permet de passer d'une structure linéaire à une structure tridimensionnelle semi-rigide, où les liaisons entre les molécules sont extrêmement solides. Cela entraîne une augmentation significative de la viscosité du fluide.

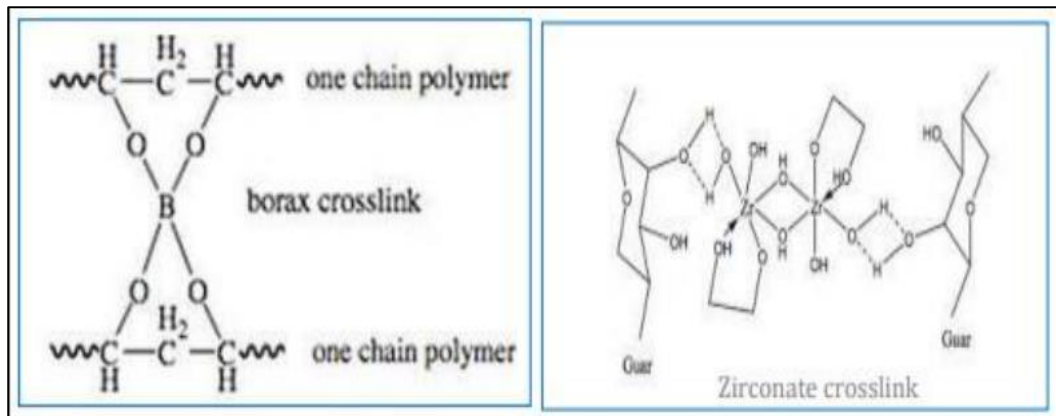


Figure 2-20 : Les agents de réticulation. [7]

- **Activateurs :** L'ajout de cet additif se fait au niveau de la sortie du blinder. Son rôle consiste à accélérer le processus de réticulation en modifiant le pH du milieu.
- **Les réducteurs de friction :** Ils viennent compléter l'action réductrice de friction des agents gélifiants :
 - Ils réduisent les frottements et l'exigence de puissance associée à l'opération de pompage
 - Ils protègent l'équipement contre l'usure.
- **Réducteurs de filtrat :** Ils augmentent l'efficacité du fluide en réduisant le filtrat du fluide (Notamment dans les formations fissurées)
- **Stabilisateurs d'argile :** Les stabilisateurs d'argiles (Tels que le chlorure de Potassium) sont utilisés pour réduire les dommages causés au réservoir en empêchant certains minéraux secs de réagir avec l'eau.
- **Les briseurs de gel (Breakers) :** Afin de faciliter l'élimination du gel après l'injection, il est nécessaire que celui-ci réduise sa viscosité. Pour atteindre cet objectif, on ajoute un briseur au gel, qui a pour fonction de rompre les chaînes polymériques en petits fragments, provoquant ainsi la perte de la viscosité élevée initiale du gel.

- **Les surfactants :** Ils sont utilisés pour faciliter la récupération du fluide après l'opération de fracturation, en évitant ainsi de laisser une matrice trop fortement saturée l'en eau.
- **Bactéricides :** L'utilisation des bactéricides a pour le rôle de détruire tout composant organique qui pourrait modifier les propriétés du gel, ou engendrer un développe bactérien dans la formation. [7]

PARTIE PRATIQUE :

ETUDE DU PUIITS OKS43

3. Etude pratique de puits OKS43 :

3.1. Généralité sur le champ HBK :

3.1.1. Situation géographique :

Haoud Berkaoui est l'une des dix principales zones de production d'hydrocarbures du Sahara algérien, située à environ 800 km au sud-est d'Alger, à 100 km au nord-ouest de Hassi Massaoud et à 30 km d'Ouargla. La région s'étend du sud-est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême de Boukhzana, près de la route de Touggourt. [13]



Figure 3-1: Situation géographique de Haoud Berkaoui. [13]

3.1.2. Les champs de la région :

Les principaux champs de Haoud-Berkaoui sont répartis sur une superficie de 6 300 km².

a) Champ de Haoud Berkaoui (HBK) :

Le gisement de Haoud-Berkaoui couvre une zone d'environ 175 kilomètres carrés et se situe à une altitude de 220 mètres au-dessus du niveau de la mer. Il a été mis en production en janvier 1967, avec des réserves initiales de 136,4 millions de mètres cubes d'huile, à une profondeur moyenne de 3550 mètres.

Actuellement, l'extraction de l'huile est réalisée de manière naturelle (par déplétion naturelle) et artificielle (par gaz-lift), et la pression du gisement est maintenue par l'injection d'eau dans certaines zones.

b) Champ de Benkahla (BKH) :

Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 72 km² et est situé à une altitude de 209 mètres au-dessus du niveau de la mer. Il a été mis en production le 2 mai 1967 avec des réserves initiales d'environ 86,8 millions de mètres cubes d'huile, sa profondeur moyenne est de 3550 mètres. Ce champ produit de l'énergie à partir du gisement lui-même, grâce à la pression maintenue et au gaz-lift.

c) Champ de Guellala (GLA) :

Le gisement en question a été découvert le 28 octobre 1969 grâce au forage de GLA01. Il s'étend sur une superficie de 35 km² et a été mis en production en 1973. Sa profondeur moyenne est de 3500 mètres. Tout Comme les gisements de Berkaoui et Benkahla, est assurée par déplétion naturelle, le maintien de pression et le gaz-lift. [13]

- Les caractéristiques pétro physiques de ces trois champs sont résumées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 3-1:Les caractéristiques pétro physiques de ces trois champs [13]

Caractéristiques	Haoud Berkaoui	Benkahla	Guellala
Profondeur moyenne(m)	3550	3300	3500
Pression initiale (kgf/cm ²)	518	532	532,5
Pression de bulle (kgf/cm ²)	188	180	185
Contact huile/eau initial (m)	3324	3324	3370
Porosité moyenne ϕ (%)	8,8	9,3	9,3
Perméabilité moyenne K(md)	56,2	70,4	232
Saturation moyenne Sw (%)	32,7	32	22,3
Les réserves (m ³)	143,9.10 ⁺⁶	100.10 ⁺⁶	103,6.10 ⁺⁶

Partie Pratique : Etude du puits OKS43.

3.2. Généralités sur le puits OKS43 :

3.2.1. Situation géographique du puits :

Le puits OKS43 est un puits producteur d'huile nouvellement foré dans la structure de la périphérie de Benkahla.

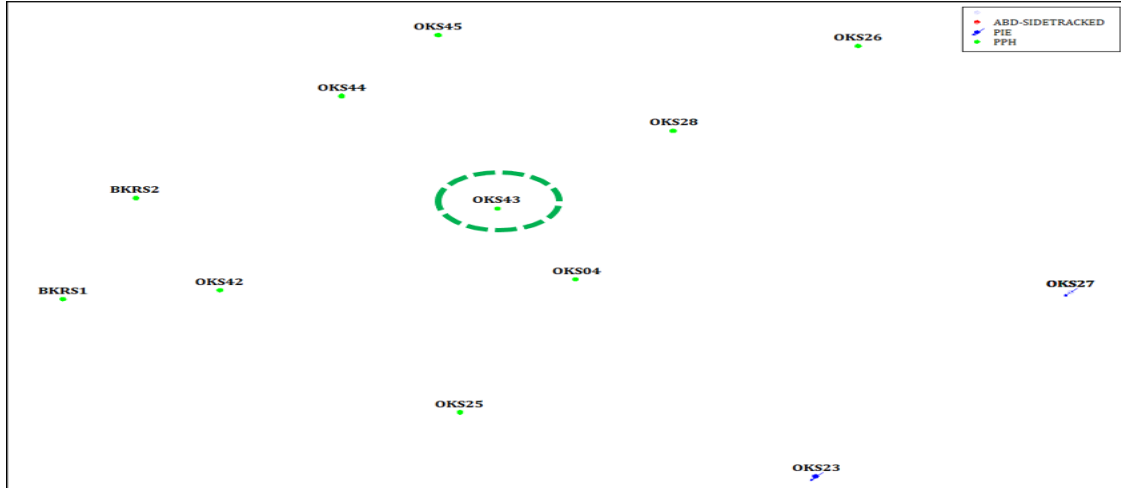


Figure 3-2: : Situation géographique du puits OKS43. [14]

3.2.2. Données de forage :

Date Début du forage : 16/10/2017

Date Fin du forage : 11/12/2017

Date de mise en Service : 13/02/2018

Champ : BKH

Réservoir : SI.

3.2.3. Tests des équipements durant la complétion :

Poids sur le Packer : 15 @ 20 T.

Test tête de puits à 5000 psis.

3.2.4. Tubages et cimentation :

d) Perforation :

Le 29/12/2017 : Perforations initiales « SI ».

Tableau 3-2:Perforations initiales [14]

Banc n°	Intervalles perforés (m)	Hauteur (m)
1	3437,40 @ 3439,70	2,30
2	3440,30 @ 3441,00	0,70
3	3446,80 @ 3450,00	3,20
4	3453,80 @ 3455,00	1,2
Hauteur totale perforée		7,40

Partie Pratique : Etude du puits OKS43.

3.2.5. Caractéristiques des charges :

Charges utilisées : 2818 PREDATOR ZX HMX, 2"7/8 STRIP GUN.

Entrance Hole : 0,31".

Pénétration : 35,8".

Phasing : 60°.

Densité des perforations : 6 SPF..

3.2.6. Pressions des annulaires :

Relevé du 28/04/2021 (Essais et Mesure)

- P_{tf} = 14 bar.
- P. annulaire 7" = 0.
- P. annulaire 9⁵/₈ = 0.
- P. annulaire 13³/₈ = 0.

3.2.7. Tests des espaces annulaires :

Date de test : 27/08/2020

Test 3¹/₂ x 7", à **3000** psi, durant 30 mn. OK

Test 7" x 9⁵/₈", à **1500** psi, durant 30 mn. OK

Test 9⁵/₈ x 13³/₈", à **1200** psi, durant 30 mn. OK

3.2.8. Mesures de pression :

Tableau 3-3: Mesures de pression [14]

Puits	Date	Test type	P_REF	P_CM	Cote Mes	Réservoir
OKS43	03/08/2019	PFS	201,64	197,81	3450	SI

3.3. Evaluation de l'opération :

Les équipements qui utilisé :

- 7 HQ 2000 (Grizzly) pumping units ;
- 1 Twin HT-400 (Panther) pumping units;
- 1 FB4K Blender;
- 1 ADP Dry Gel Blender and Hydration Tank;
- 1 Suction/discharge manifold trailer;
- 1 Tech Command Center (Mobile Lab Station Included);
- 2 Annulus pressure relief valves;
- 1 Annulus Pumping Unit (2 pumps);
- 6 Frac Tanks.

3.3.1. Mini frac :

Les étapes de programme proposées pour l'opération sont motionnées ci-dessous.

✓ **Le 08/07/2021 :**

1. Organiser une réunion sur la sécurité et les procédures avant le travail pour examiner les procédures de travail et les problèmes de sécurité.
2. Test de lignes de traitements a 11000 psi.
3. Test de la ligne de l'annulaire 7" a 5000 psi
4. Test de la ligne de l'annulaire 9"5/8 a 5000 psi
5. Régler le pression des pompes. (kick-outs) a 10,000 psi (fournie par SONATRACH).
6. Tarage de la vanne de purge de la ligne de l'annulaire A a 3,2000 psi
7. Tarage de la vanne de purge de la ligne de l'annulaire B a 1,200 psi
8. Ouverture de puit
9. Gonflage de L'annulaire A a 1,000 psi (ajustement de 1,500 a 2,000 psi pendant l'opération)
10. Gonflage de L'annulaire B a 1,000 psi (ajustement de 800 to 1,000 psi pendant l'opération)
11. Commencez le test d'injection en remplissant le trou à faible débit (1-5 Bpm) avec l'eau trete (8,000 gals /Stage 1).
12. Faire suivre le pompage d'une injection pour briser la formation à (1-25 Bpm) avec (2,000 gals/Stage 2).
13. Arrêter le pompage et surveiller la baisse de pression (Stage 3).

Partie Pratique : Etude du puits OKS43.

14. Poursuivre l'injection en pompant une pre-pad de 1 000 gals de gel linéaire 30# et établir le taux d'injection à 25 bpm (stage 4).
15. . Maintenir le débit à 25 bpm et pomper un pad of Hybor H3.0415 of 12,000 gals (stage 5).
16. Displacer le the cross-linked gel en utilisant 7,840 gals of 30# linear gel (Stage 6).
17. Arrêter le pompage et fermer les vannes de sol (stage 7).
18. Surveiller la baisse de pression jusqu'à ce que la pression de fermeture de la fracture soit observée.

*Ouverture du puits et commencer le pompage des fluides suivants :

Tableau 3-4: Séquences de pompages [15]

Etape	Description d'étape	Rate (bpm)	Clean Volume (gal)	Type de fluide
1	Load the well	2-5	8000	Eau traitée
2	Breakdown	2-25	2000	Eau traitée
3	Shut in			
4	Pre-Pad	2-25	1000	Linear Gel#30
5	Pad	25	12000	Hybor H 30#
6	Déplacement	25	7840	30# Linear Gel
7	Shut in /Monitor Decline			
	Total Volumes		10,000 12,000 8,740	Eau traitée Hybor H 30# 30# Linear Gel

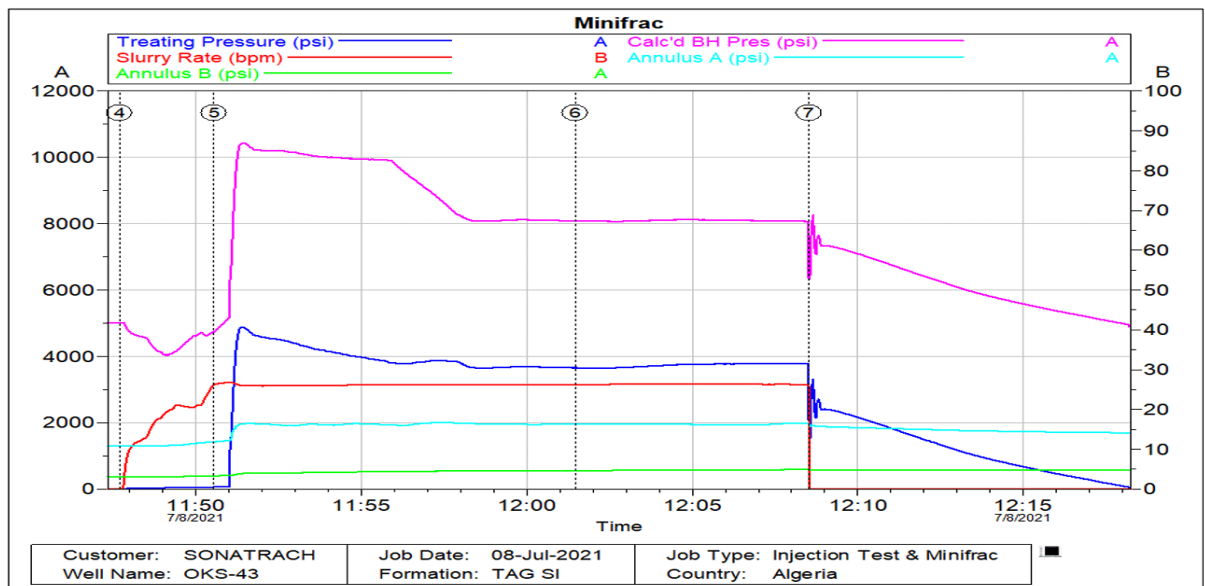


Figure 3-3: Mini Frac. [15]

- Cette figure représente le changement de pression et débit en fonction de temps.

Partie Pratique : Etude du puits OKS43.

- De cette courbe nous extrairons la pression d'initiation de la fracture, la pression de la propagation de fracture et la pression de fermeture (Closing Pressure = 6135 Psi).

3.3.2. Le traitement principal :

✓ **Le 09/07/2021 :**

1. Test de lignes de traitements a 11,000 psi.
2. Test de la ligne de l'annulaire A a 5,000 psi.
3. Test de la ligne de l'annulaire B a 3,000 psi.
4. Régler la pression des pompes (kick-outs) à 8,000 psi (fournie par SONATRACH)
5. Tarage de la vanne de purge de la ligne de l'annulaire A a 3,2000 psi
6. Tarage de la vanne de purge de la ligne de l'annulaire B a 1,200 psi
7. Ouverture de puit
8. Gonflage de L'annulaire A a 1,000 psi (ajustement de 1,500 à 2,000 psi pendant l'opération)
9. Gonflage de L'annulaire B a 1,000 psi (ajustement de 800 to 1,000 psi pendant l'opération)
10. Poursuivre l'injection en pompant une pre-pad de 1 000 gals de gel linéaire 30# et établir le taux d'injection à 30 bpm (stage 1).
11. Maintenir le débit à 30 bpm et pomper le premier Pad de Hybor H3.0415 de 6,000 gal (stage 2).
12. Continuer l'injection de Hybor H3.0415 à 30 bpm et ajouter 100 Mesh Sand Slug dans une concentration de proppant de 1 lb/gal dans 4,000 gal de fluide pure (stage 3).
13. Continuer l'injection du deuxième pad Hybor H3.0415 à 30 bpm de 10,000 gals (stage 4).
14. Continuer l'injection de Hybor H3.0415 à 30 bpm et ajouter 20/40 HSP dans une concentration de proppant de 1 lb/gal dans 7,000 gal de fluide pure (stage 5)
15. Continuer l'injection de Hybor H3.0415 à 30 bpm et ajouter 20/40 HSP dans une concentration de proppant de 2 lb/gal dans 5,000 gal de fluide pure (stage 6).
16. Continuer l'injection de Hybor H3.0415 à 30 bpm et ajouter 20/40 HSP dans une concentration de proppant de 3 lb/gal dans 3,500 gal de fluide pure (stage 7)
17. Continuer l'injection de Hybor H3.0415 dans 30 bpm et ajouter 20/40 HSP dans une concentration de proppant de 4 lb/gal dans 2,000 gal de fluide pure (stage 8).
18. Continuer l'injection de Hybor H3.0415 dans 30 bpm et ajouter 20/40 HSP dans une concentration de proppant de 5 lb/gal dans 2,000 gal de fluide pure (stage 9).

Partie Pratique : Etude du puits OKS43.

19. Continuer l'injection de Hybor H3.0415 à 30 bpm et ajouter 20/40 HSP dans une concentration de proppant de 6 lb/gal dans 2,000 gal de fluide pure (stage 10).
20. Continuer l'injection de Hybor H 3.0415 à 30 bpm et ajouter 16/30 ISP dans une concentration de proppant de 7 lb/gal à 2,500 gal de fluide pure (stage 11).
21. Déplacer le Cross-linked gel 7,640 gallons de gel linéaire 30# à 30 bpm (stage 12).
22. Arrêter le pompage et fermer les vannes de sol.
23. Surveillance de la baisse de pression.

Tableau 3-5:Étapes prévues de traitement [15]

Numéro des Etape	Description des Etape	Description des fluide	Volume proper	Slurry Rate (bbl/min)	Prop . Conc. (lb/gal)	Stage prop. (lbs)	Type de Proppante
1	Pre-Pad	30#XL	1,000	2-30			
2	Pad 1	30#XL	6,000	30			
3	Sand slug	30#XL	4,000	30	1	4000	100 Mesh
4	Pad 2	30#XL	10,000	30			
5	1 ppg SLF	30#XL	7,000	30	1	7,000	20/40 HSP
6	2 ppg SLF	30#XL	5,000	30	2	10,000	20/40 HSP
7	3 ppg SLF	30#XL	3,500	30	3	10,500	20/40 HSP
8	4 ppg SLF	30#XL	2,000	30	4	8,000	20/40 HSP
9	5 ppg SLF	30#XL	2,000	30	5	10,000	20/40 HSP
10	6 ppg SLF	30#XL	2,000	30	6	12,000	20/40 HSP
11	7ppg SLF	30#XL	2,500	30	7	17,000	20/40 HSP
12	Flush	30#L	7,640	30			16/30 ISP
13	Monitor Deceline			30			
	Total		52.640			4,000 57,500 17,500	100 Mesh 20/40 HSP 16/30 ISP

Partie Pratique : Etude du puits OKS43.

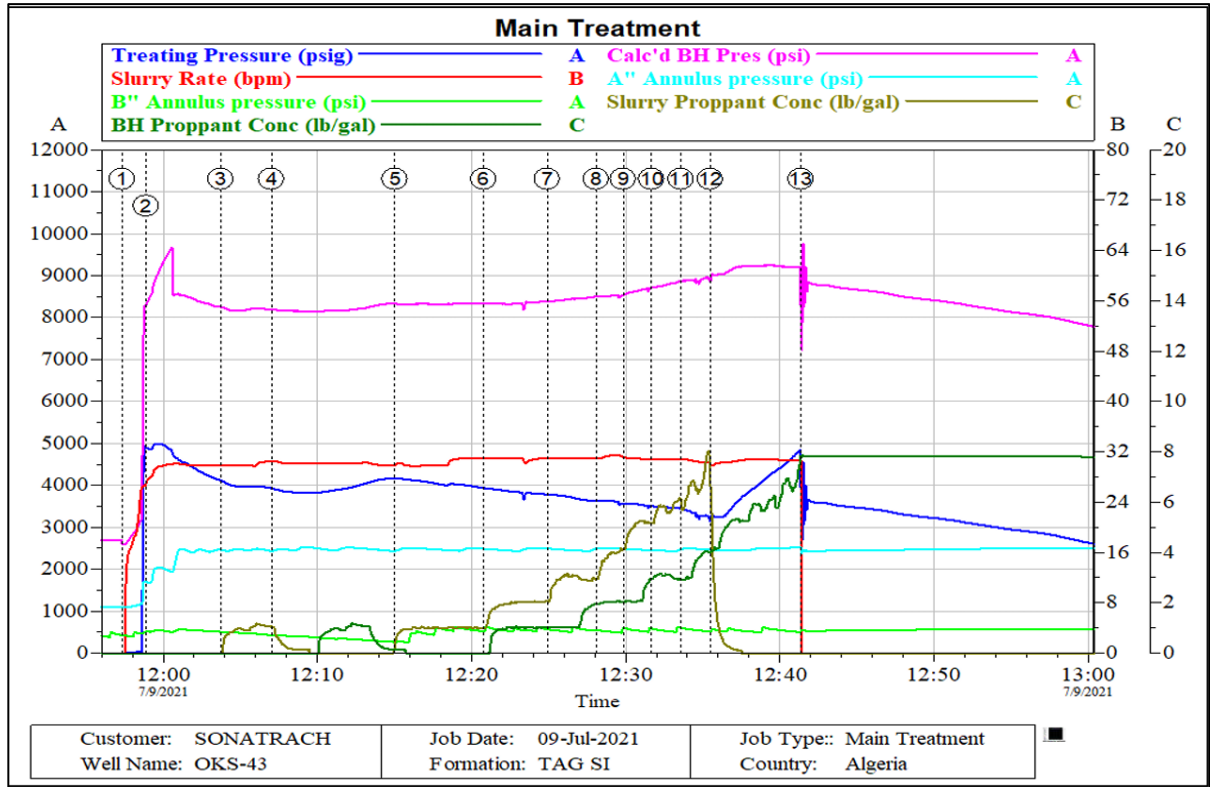


Figure 3-4: Traitement principale. [15]

- Les étapes de programme de main traitement et les courbes de pression (BH, Traitement) et le débit de slurry sont motionnées sur la figure 3-4.
- Le point de la création de la fracture (9650 Psi), l'intervalle de propagation de la fracture (12 :01 – 12 :41) et la pression de fermeture (7200 Psi).

Tableau 3-6: Les compositions de fluide de traitement [15]

Decrption chimique	Cocentration	Linear Base Gel 30#	Hybor H
WG-11	(lbs/Mgal)	30	30
BE-3S	(lbs/Mgal)	0.15	0.15
LOSURF-300	(gal/Mgal)	0.1	0.1
CLAWEB	(gal/Mgal)	0.7	0.7
GEL-STA L	(gal/Mgal)	2.0	2.0
FE-1A	(gal/Mgal)		0.1
MO-67 ⁽²⁾	(gal/Mgal)		1.2
CL-31	(gal/Mgal)		3.0
OPTIFLO-III ⁽⁴⁾	(gal/Mgal)		1.5
SP BREAKER ⁽³⁾	(lbs/Mgal)	1.0	0.5-2.0
VICON NF	(lbs/Mgal)		0.8-2.0

3.3.3. Thermometrie:

Le log de température indique, que la propagation de la fracture s'est produite le long de l'intervalle des perforations, soit de 3435 @ 3462 m. Le refroidissement principal, est observé en face du dernier banc N°4.

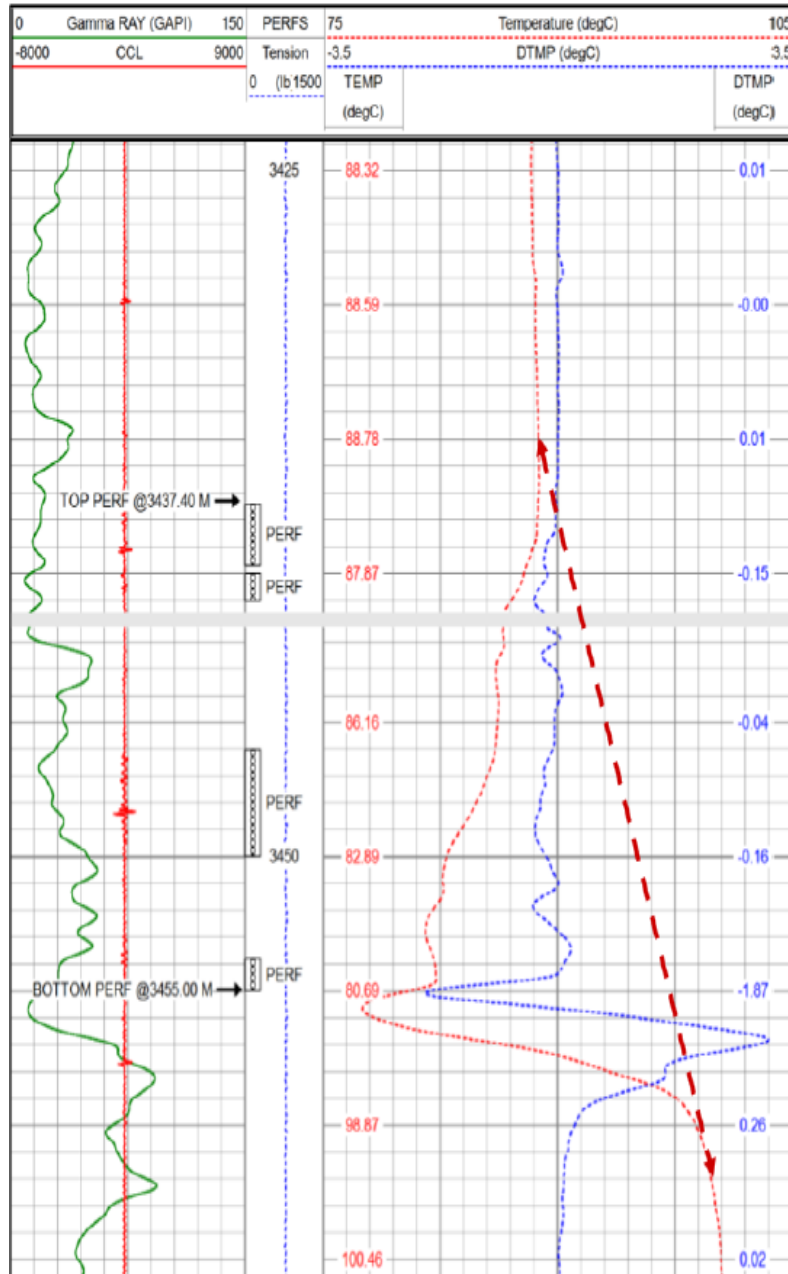


Figure 3-5: Température log. [15]

3.3.4. Discussion de Fracpropt :

Les paramètres de réservoir rapportés, l'analyse de shut-in pressure, le profil de contrainte de la formation et les données de traitement Minifrac ont été utilisés pour obtenir le Minifrac Match.

La géométrie de la fracture est présentée dans les figures 3-6 et 3-7.

Les données du Main treatment ont été utilisées dans le fichier d'entrée pour la conception du traitement principal afin de créer une révision du traitement principal. Le profil de fracture est représenté dans les figures 3-8 et 3-9.

Tableau 3-7:Fracpropt (Minifrac match geometry) [15]

Description	Intervalle
Longueur de la fracture	45.9 m
Hauteur totale de la fracture	27.4 m
Profondeur du sommet de la fracture	3434.6 m
Profondeur du fond de la fracture	3462.0 m
Largeur moyenne	0.169 in

Tableau 3-8:Fracpropt(Plan de traitement principal) [15]

Description	Intervalle
Longueur de la fracture étagée	52.6 m
Hauteur totale de l'étalement	25.7 m
Profondeur du sommet de la fracture étagée	3435.0 m
Profondeur du fond de la fracture étagée	3460.6 m
Concentration moyenne de proppant	3.27 lbs/ft ²
Largeur moyenne des fractures	0.288 in
Conductivité moyenne du proppant	3103.2 mD-ft

Tableau 3-9:Fracpropt (Revue du traitement principal) [15]

Description	Intervalle
Longueur de la fracture étagée	80.1 m
Hauteur totale de l'étalement	34.6 m
Profondeur du sommet de la fracture étagée	3433.6 m
Profondeur du fond de la fracture étagée	3468.2 m
Concentration moyenne de proppant	1.49 lbs/ft ²
Largeur moyenne des fractures	0.131 in
Conductivité moyenne du proppant	1462.0 mD-ft

NB : Conductivité sans dimension $FCD = 2.89$

Pour que la fracturation soit optimale, il suffit que $2 < FCD < 10$

- Alors la conductivité de fracture est optimale.

Partie Pratique : Etude du puits OKS43.

- Les données de Minifrac sont utilisées pour la simulation de la conductivité de la fracture et la concentration de proppant, cette simulation ce fait avec le logiciel **FRACPRO**.
- Les figures 3-6 et 3-7 représentent la résultat obtenu.

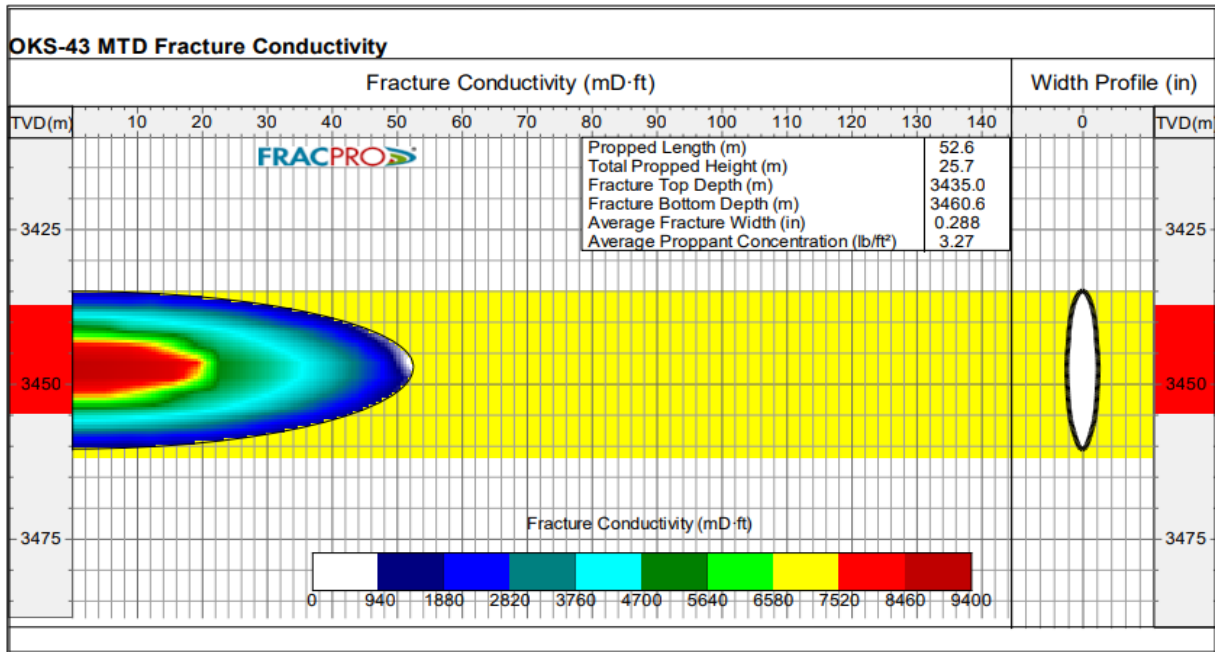


Figure 3-6: Fracpropt main frac design – conductivité de fracture. [15]

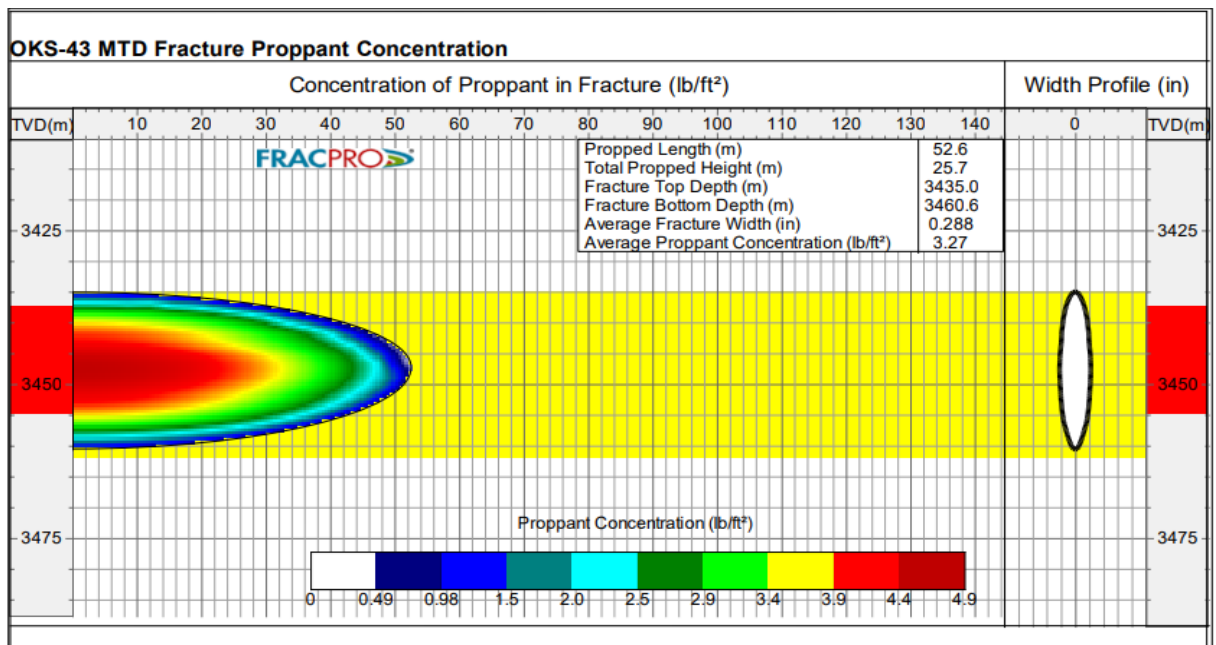


Figure 3-7: Fracpropt main frac design – concentration de proppant. [15]

Partie Pratique : Etude du puits OKS43.

- Le profil de fracture après le traitement principal est représenté dans les figures 3-8 et 3-9.

La comparaison entre le résultat de design et les résultats obtenu est le suivant :

- La longueur de la fracture étayée et la hauteur totale de l'étalement sont plus que le design.
- La concentration moyenne de proppant et la largeur moyenne des fractures et la conductivité moyenne du proppant sont inférieures au design.

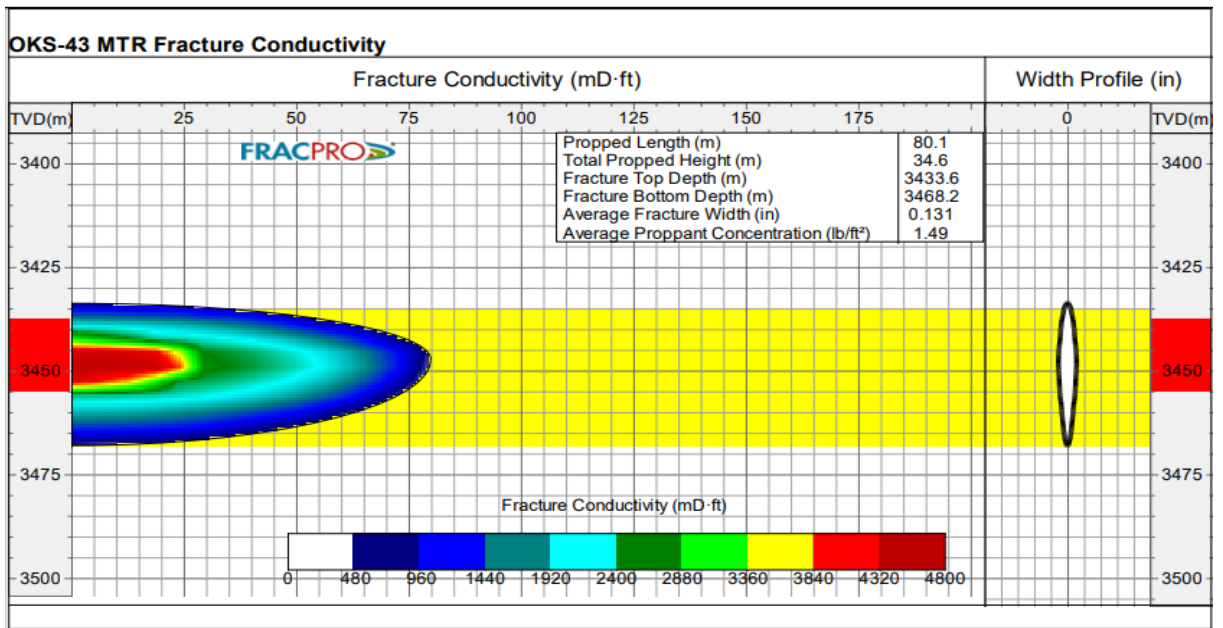


Figure 3-8: Fracpropt main frac review – conductivité de fracture. [15]

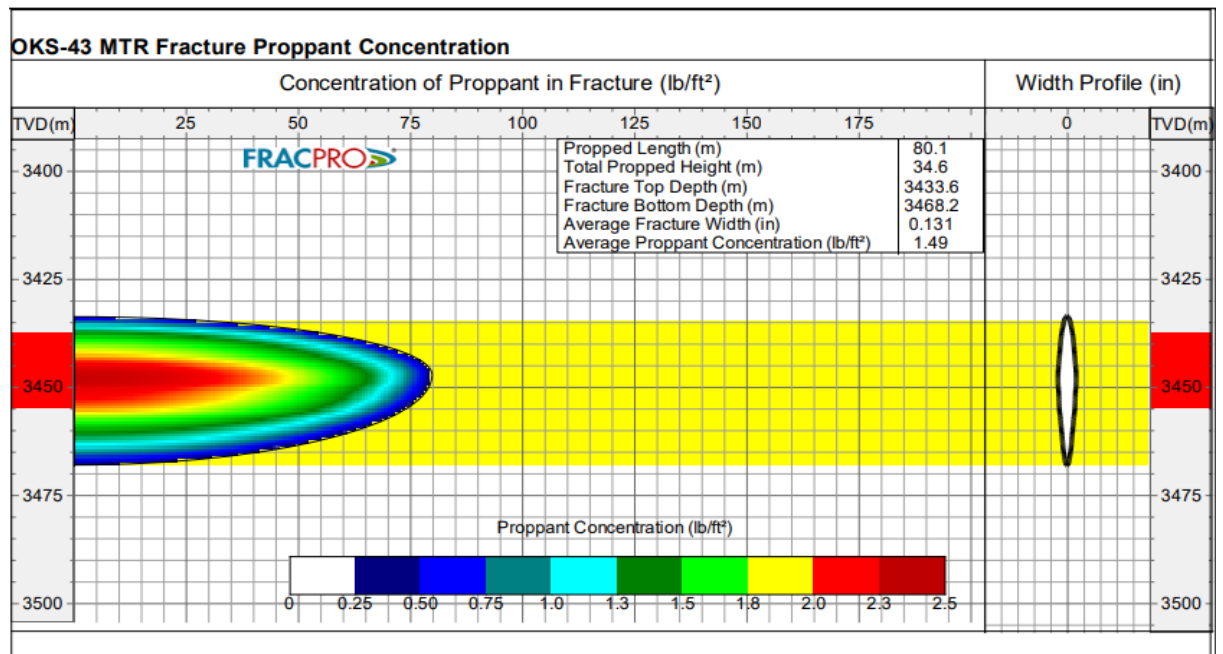


Figure 3-9: Fracpropt main frac review – concentration de proppant. [15]

3.4. Les résultats :

3.4.1. Evolution de débit :

Tableau 3-10:changement de débit [14]

DATE	DIAM_DUSE	P-tête	P-Pipe	Débit d'Huile	Densité d'Huile	Wc	GLR_F	GLR_T
	(mm)	(bar)	(bar)	(m ³ /h)	(g/cm ³)	%	(m ³ /m ³)	(m ³ /m ³)
22/09/2019	12.7	28.3	25.5	2.389	0.8357	7.55	104	237
19/06/2020	12.7	12.7	13.1	2.163	0.81	0	56	321
22/02/2021	12.7	16.9	14.28	1.653	0.8052	0	51	320
Fracturation le 07 et 08/07/2021								
9/08/2021	12.7	24.16	15.78	2.749	0.8176	2.25	139	331
26/03/2022	12.7	19.1	14.9	1.811	0.81	0	154	457
30/05/2022	15.88	17.5	15	1.936	0.8134	0	225	494

- Le débit d'huile amélioré de 1.653 (avant frac) à 2.749 (après frac)

3.4.2. Evolution de la pression de fond statique PFS :

Tableau 3-11:Evolution de PFS.

Date	Type_Test	CM	P @ CM
		(m)	(kgf/cm ²)
05/01/2018	PFS	3450	237.03
03/08/2019	PFS	3450	197.81
15/07/2021	PFS	3435	155.05

- Cette diminution progressive est due au retard du projet de l'injection d'eau dans cette zone.

3.4.3. Evolution de la pression de fond dynamique PFD :

Tableau 3-12:Evolution de PFD.

Date	Type_Test	CM	P @ CM
		(m)	(kgf/cm ²)
19/06/2021	PFD	3450	78.88
18/06/2022	PFD	3450	72.74

- Cette chute est le résultat de la déplétion dans cette zone du gisement.

3.4.4. Calcul de l'Indice de productivité (IP) :

Avant Frac :

PFS = 197,81 kgf/cm² @ 3446,20 m (Mi_Perfos) (PS du 03/08/2019).

PFD = 78,88 kgf/cm² @ 3446,20 m (Mi_Perfos) (PFD du 19/06/2021).

Débit estimé = 1,57 m³/h (Calculé).

➤ **IP actuel** = $Q_o / (PFS - PFD) = 0,013 \text{ [m}^3\text{/hr]} / \text{[kg/cm}^2\text{]} = 0,317 \text{ [m}^3\text{/Jr]} / \text{[kg/cm}^2\text{]}.$

L'indice de productivité du puits est faible, et qui correspond à une mauvaise liaison couche trou, exprimée par une différence de pression de 118,93 kg/cm² entre la PFS et la PFD.

Après Frac :

Débit = 1,93 m³/h (30/05/2022)

PFS = 155,05 kgf/cm² @ 3446,20 m (Mi_Perfos) (PS du 15/07/2021).

PFD = 72,74 kgf/cm² @ 3446,20 m (Mi_Perfos) (PFD du 18/06/2022).

➤ **IP estimé** = $Q_o / (PFS - PFD) = 0,023 \text{ [m}^3\text{/hr]} / \text{[kg/cm}^2\text{]}, \text{ soit } 0,556 \text{ [m}^3\text{/jr]} / \text{[kg/cm}^2\text{]}.$

L'indice de productivité du puits est amélioré, exprimée par une différence de pression de 82.31 kg/cm² entre la PFS et la PFD.

Conclusion et Recommandation :

CONCLUSION :

La technique de fracturation hydraulique est nécessaire pour optimiser l'exploitation des champs pétroliers. Cependant, son succès repose sur la sélection rigoureuse des puits candidats et la mise en place d'un bon design prenant en compte toutes les variantes possibles afin de minimiser le risque d'échec.

Dans la présente étude, les résultats désirés par de la fracturation hydraulique effectuée au puits OKS-43 ont été atteints.

➤ On peut conclure que :

- Le procédé de la fracturation hydraulique est applicable dans les cas où le débit d'un puits est insuffisant en raison d'une faible perméabilité naturelle de la matrice .
- Le puits OKS-43 est un bon candidat pour la fracturation hydraulique.

Finalement le débit d'huile de puits OKS-43 s'est améliorée de 1.57 m³/h à 1.93 m³/h et l'indice de productivité de 0.013 [m³/hr] / [kg/cm²] à 0.023 [m³/hr] / [kg/cm²].

RECOMMANDATION :

L'amélioration de l'indice de productivité par fracturation hydraulique est un sujet complexe qui nécessite une évaluation minutieuse des avantages et des inconvénients. Il est impératif de prendre en compte les considérations environnementales et économiques pour guider les décisions concernant l'utilisation de cette technique.

En effet, la fracturation est une opération rentable, mais elle est très coûteuse, Il est recommandé de choisir soigneusement les puits candidats et de réaliser plusieurs études avant chaque opération.

ANNEXE :

ANNEXE : équipements et fiche technique :

Tableau 3-13:Équipement de surface [14]

Désignation	Const.	Type	Dimension
Top cap	FMC	Acné	4"1/16
Vanne de curage	FMC		4"1/16
Croix	FMC		4"1/16 x 3"1/8
2 Vannes de latérales	FMC		3"1/8
1 Porte duse	FMC		3"1/8
Bride manométrique			3"1/8
2 Vannes maîtraises	FMC		4"1/16
Adapter	FMC		7"1/16 x4"1/16
Tubing head	FMC		11" x 7"1/16
2 Vannes latérales	FMC		2"1/16

Tableau 3-14:Équipement de fond [14]

Désignation	Const.	Type	Long (m)	C/sond-m	C/ SPE-m
HTR			8,54	8,54	
Olive suspension	Stream f		0,46	9.00	
Siege (ID :3.725")	Weatherford	'X'	0.36	3188.65	3191.42
Siege (ID :3.813")	Weatherford	'XN'	0.38	3197.76	3200.53
349 Tbg 4"1/2 + Pup joint2.88	Vallourec		3179,29	3188,29	
Landing nipple 4"1/2 'X'	OTIS		0.33	3215.34	3214.94
01 Tubing 4"1/2			9.28	3207.44	
01 Tubing 4"1/2			8.73	3197.38	
PACKER	Weatherford		1.29	3208.73	3211.50
Bas Pkr			0.56	3209.29	3212.06
Anchor Seal	Weatherford		0.40	3207.44	

Tableau 3-15: Garniture du Liner [14]

Désignation	C/sond-m
Tête du liner 4" 1/2	3208.00
Landing collar	3480.00
Sabot Liner	3509.00
Fond forage	3510.00
Total Depth	3650.00

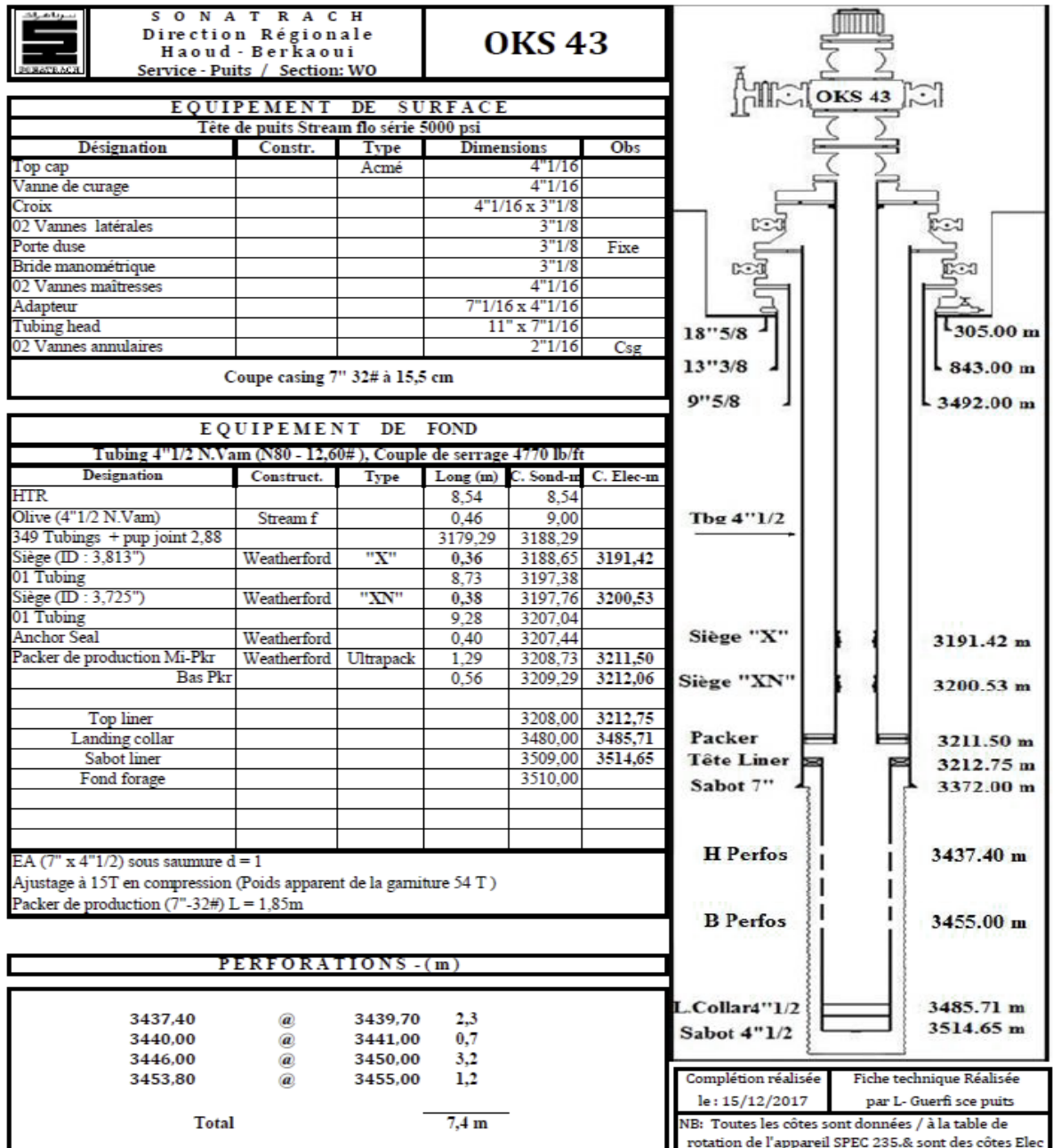


Figure 3-10 : Fiche Technique. [14]

Références bibliographiques :

- [1] Z. A. B. K. LAGGOUN Yassine, *Mémoire fin d'étude*, UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA, Département hydrocarbure et de chimie , 2013.
- [2] B. M. AKROUR Islam, *Mémoire fin d'étude Stimulation par acidification appliqué au puits MLE-07 à Menzel*, UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES, FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE, 2017.
- [3] N. M. Al-Hetari, «FORMATION DAMAGE IN OIL AND NATURAL GAS RESERVOIRS,» Istanbul Technical University, 2017.
- [4] *Mémoire fin d'étude :Evaluation de l'opération de fracturation hydraulique au niveau du champ HMD (Puits HTFN-11)*, Université de KASDI-MERBAH OUARGLA, Faculté des hydrocarbures et de chimie.
- [5] D. Chaïma, *Modélisation et Optimisation des fractures Hydrauliques en Offshore dans un réservoir Tight au champ Gullfaks (Norvège),Mémoire de fin d'études de Master.*, Université M'HAMED BOUGARA BOUMERDES, 20/09/2017.
- [6] .. F. B. H. B. E. F., *HYDRAULIC FRACTURING IN UNCONVENTIONAL RESERVOIRS,*, Elsevier Inc, 2017.
- [7] R. B. A. e. S. S. HADRI Anouar, *Memoire fin d'étude :Etude de la Fracturation Hydraulique à HASSI MESSAOUD (Design et Evaluation)*, Université Kasdi Merbah Ouargla Faculté des Hydrocarbures et chimie.
- [8] M. Economides, *Modern fracturing (Enhancing Naturel gaz production)*, University Of HOUSTON (BJ services), 2007.
- [9] *Evaluation de l'opération de fracturation hydraulique au niveau du champ HMD (Puits HTFN-11)*, Université de Kasdi Merbah Ouargla, Département de Production des Hydrocarbures., 2020.
- [10] C. S. –. C. S. –. K. Islah, *Mémoire fin d'étude : Multistage Hydraulic Fracturing With Horizontal Wells In Unconventional Reservoirs (Study Case: Timimoun Field IRS-A Well)*, 2021: KASDI MERBAH UNIVERSITY-OUARGLA, Faculty of Hydrocarbons, Renewable Energy and Science of Earth and Universe.
- [11] B. B. S. e. Z. Benrouissa, *Mémoire fin d'étude :Etude comparative entre la fracturation hydraulique vs la technique de short radius dans le champ de Tin Fouyé Tabankort (TFT)*, Université de KASDI MERBAH OUARGLA, DÉPARTEMENT HYDROCARBURE ET DE CHIMIE .

Références Bibliographiques

- [12] D. M. B. E. A. BEN KADDOUR Med Abdessalem, *Mémoire fin d'étude, Etude et analyse des échecs de la fracturation hydraulique des puits à faible pression de réservoir.*, Université Kasdi Merbah Ouargla, Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers., 2022.
- [13] A. M. H. – S. Saada, *Mémoire fin d'étude: Fracturation hydraulique du puits OKS32 (Haoud Berkaoui- Ouargla).*, Université Kasdi Merbah Ouargla, Département de production des hydrocarbures., 2018.
- [14] Division Engineering & Production/Service technique Puits, Sonatrach HBK..
- [15] A. Abdelali, «Hydraulic Fracturing Treatment OKS-43 TAG SI,» Halliburton- Algeria, July 10th, 2021.
- [16] T. M. M. J. Economids, *Modern Hydraulic Fracturing: Enhancing Natural Gas Production.*, Houston: Texas: ET Publishing, 2017.
- [17] *Basics of hydraulic fracturing.* [Performance]. Halliburton, 2010.