

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

---

N° Série : .../2024

**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 :

**BOUHOUCHE ABDELMALIK, FATEH BENRABIA, SADAoui HOCINE**

-THEME-

---

**Traitement d'endommagement lié au fluide de  
fracturation hydraulique en utilisant système EZclean  
(étude du puits HTFN2).**

---

Soutenue le : 12/06/2024 devant la commission d'examen

**Jury:**

Président : Mme. Baziou Halima

Univ. Ouargla

Rapporteur : Mr. Mohammed Ali ARBAOUI

Univ. Ouargla

Examineur : Mr. Khebbaz Mohammed El-Ghali

Univ. Ouargla

Année Universitaire 2023/2024



# Remerciements

Tout d'abord, nous tenons à remercier notre Créateur, Qui nous a données la force et le courage d'achever ce modeste travail.

Nous tenons ensuite à remercier notre Encadreur **Mr. Mohammed Ali ARBAOUI** pour ses précieux conseils, ses judicieuses orientations et ses constructives remarques.

Nous aimerions aussi exprimer nos plus profondes gratitude et reconnaissances aux membres du Jury d'avoir accepté de lire et d'évaluer le présent travail et **Mme. Baziou Halima** pour ses précieux conseils.

Nous adressons nos remerciements aussi à **Mr. HADJOU DJ ABDELHAK MOHAMMED AMINE** et **Mr. BENHEDDI KACEM** et à ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce mémoire.

# Dédicace

Je dédie ce modeste travail avant tout à la lumière de ma vie,  
la source de mon bonheur et le guide de mon chemin à :

Mes très chers Parents que je ne saurais jamais assez  
remercier pour leurs sacrifices et pour leur présence au long de  
mes études et simplement dans ma vie.

À mes frères

À mes sœurs

À toute ma Famille A Mes amies

À toutes les Personnes que j'ai eu le bonheur de connaître.

A Tous mes camarades de promo.

**FATEH BENRABIA.**

# Dédicace

Je dédie ce modeste travail

A mes chers parents que je ne saurais jamais remercier assez  
pour leurs sacrifices et leurs présences durant mes études et toute  
ma vie.

A mes chers frères et sœurs, a toute la famille à qui je  
souhaite tout le bonheur.

A mes professeurs et mes très chers amis  
A tous les amis que j'ai eu la chance d'avoir.

**SADAOUI HOCINE.**

# Dédicace

Je dédie ce modeste travail avant tout à la lumière de ma vie,  
la source de mon bonheur et le guide de mon chemin à :

Mes très chers parents que je ne saurais jamais assez  
remercier pour leurs sacrifices et pour leur présence au long de  
mes études et simplement dans ma vie.

À mes frères

À mes sœurs

À toute ma famille et mes amies

À toutes les personnes que j'ai eu le bonheur de connaître.

A Tous mes camarades de promo.

**BOUHOUCHE ABDELMALIK.**

---

**Résumé :**

L'utilisation de fluide de fracturation à base de polymères empêche l'atteinte de la perméabilité maximale de la fracture et diminue la productivité à cause des résidus insolubles des polymères qui restent dans les pores. Cependant l'utilisation de système EZclean catalyse la décomposition des résidus polymérique en molécules plus petites par la rupture des liaisons chimique et réduire la viscosité des gels utilisant dans la fracturation hydraulique pour faciliter l'élimination et le nettoyage des pores.

Le but d'utilisation de ce produit est d'éliminer l'endommagement lié aux fluides de fracturation.

D'après les tests de jaugeage de puits HTFN2, le débit d'huile avant la fracturation hydraulique est 2.01 (m<sup>3</sup>/h) et après l'opération de fracturation le débit égale à 0 (m<sup>3</sup>/h) mais après le traitement par EZclean on observe une augmentation de débit estimé par 2.48 (m<sup>3</sup>/h), à travers ces résultats nous pouvons constater l'efficacité de ce traitement pour augmenter la productivité du puits.

---

**Mots clés :** Fracturation, perméabilité, EZclean, Productivité.**ملخص:**

استخدام سائل التكسير الهيدروليكي المعتمد على البوليمرات يحول دون تحقيق النفاذية القصوى للكسور ويقلل من الإنتاجية بسبب بقايا البوليمرات غير القابلة للذوبان التي تبقى في المسام. ومع ذلك، فإن استخدام نظام EZclean يحفز تحلل بقايا البوليمرات إلى جزيئات أصغر عن طريق كسر الروابط الكيميائية وتقليل لزوجة المواد الهلامية المستخدمة في التكسير الهيدروليكي لتسهيل إزالة وتنظيف المسام. الهدف من استخدام هذا المنتج هو القضاء على الأضرار المرتبطة بسوائل التكسير الهيدروليكي. وفقاً لاختبارات قياس البئر HTFN2، كان معدل تدفق النفط قبل التكسير الهيدروليكي 2.01 (م<sup>3</sup>/ساعة) وبعد عملية التكسير الهيدروليكي أصبح معدل التدفق 0 (م<sup>3</sup>/ساعة) ولكن بعد المعالجة باستخدام EZclean، لاحظنا زيادة في معدل التدفق يقدر بـ 2.48 (م<sup>3</sup>/ساعة)، من خلال هذه النتائج يمكننا ملاحظة فعالية هذا العلاج في زيادة إنتاجية البئر.

**الكلمات المفتاحية:** تكسير هيدروليكي، نفاذية، انزيم منظم، إنتاجية.

---

**Abstract:**

The use of polymer-based fracturing fluids prevents the achievement of maximum fracture permeability and decreases productivity due to insoluble polymer residues that remain in the pores. However, the use of EZclean system catalyzes the breakdown of polymeric residues into smaller molecules by breaking chemical bonds and reducing the viscosity of gels used in hydraulic fracturing to facilitate the removal and cleaning of pores.

The purpose of this product is to eliminate fracturing fluid damage.

According to the flow tests of well HTFN2, the oil flow rate before hydraulic fracturing was 2.01 (m<sup>3</sup>/h), and after the fracturing operation, the flow rate was 0 (m<sup>3</sup>/h). However, after treatment with EZclean, an increase in flow rate estimated at 2.48 (m<sup>3</sup>/h) was observed. Through these results, we can see the effectiveness of this treatment in increasing the well's productivity.

**Keywords:** Fracturing, permeability, EZclean, Productivity.

---

# Table des matières

Remerciements.....	I
dédicace .....	III
Résumé .....	VI
table des matière .....	VI
Liste des figures .....	X
Liste des tableaux .....	VI
Liste des tableaux .....	1

## Chapitre I : Généralités sur les endommagements

I.1 Introduction.....	2
I.2 Définition de l'endommagement .....	2
I.3 Localisation de l'endommagement .....	2
I.3.1 Au fond de puits.....	2
I.3.2 A la paroi de puits .....	2
I.3.3 Aux abords de puits .....	3
I.3.4 Accumulation des particules .....	3
I.4 Les causes d'endommagement .....	4
I.4.1 Endommagement dû à la formation.....	4
I.4.2 Endommagement dû aux opérations sur puits (forage, work-over et Snubbing) .....	6
I.4.3 Endommagement dû aux perforations .....	7
I.4.4 Invasion du filtrat de ciment .....	7
I.4.5 Endommagement dû à la stimulation.....	7
I.4.6 Endommagement dû à l'injection d'eau .....	7
I.5 Le Skin .....	7
I.5.1 Définition .....	7
I.5.2 Effet de skin sur la perméabilité .....	8
I.5.3 Effet de skin sur l'indice de productivité.....	9
I.5.4 Effet de skin sur production.....	9
I.5.5 Les types de skin.....	10
I.5.5.1 Skin totale ou globale.....	10
I.5.5.2 Skin d'endommagement .....	10
I.5.5.3 Pseudo-skin .....	10
I.6 Méthodes d'identification d'endommagement.....	10
I.6.1 L'historique de puits .....	10
I.6.2 Les essais de puits .....	10
I.6.3 Enregistrements de forage, complétion et de work-over .....	10
I.6.4 Les outils de diagraphie de production .....	11
I.6.5 Les tests de laboratoire et analyse de carottes .....	11

I.7 Conclusion .....	11
<b>Chapitre II : Généralités sur la fracturation hydraulique</b>	
II.1 Introduction .....	11
II.2 La stimulation de puits .....	11
II.3 Stimulation Par Fracturation Hydraulique.....	11
II.4 Le principe de la fracturation hydraulique .....	12
II.5 Objectifs de la fracturation hydraulique .....	12
II.6 Notions mécanique des roches liées à la fracturation hydraulique.....	13
II.6.1 Contraintes s'exerçant sur un volume élémentaire de roche .....	13
II.6.2 La contrainte verticale effective ( $\sigma'V$ ).....	14
II.6.3 Module de Young (E) .....	15
II.6.5 Module de cisaillement (G) .....	15
II.7 La géométrie de fracture.....	16
II.7.1 Dimensions D'une Fracture .....	16
II.7.2 Conductivité adimensionnelle de la fracture .....	16
II.7.3 Gradient de fracturation (GF) .....	17
II.7.4 L'efficacité du fluide de traitement (F.E.) ou ( $\eta$ ) .....	17
II.8 Pression d'initiation et d'extension d'une fracture.....	17
II.9 Les modèles de propagation de la fracture .....	18
II.9.1 Les modèles 2D .....	18
II.9.2 Modèle KGD (Greetsma-de Klerk) .....	18
II.9.3 Modèle PKN (Perkins & Kern) : .....	19
II.9.4 Le modèle radial .....	19
II.9.5 Le Modèle pseudo tridimensionnel (P3D).....	20
II.10 Les polymères et Les gels.....	20
II.10.1 Les polymères.....	20
II.10.2 Les gels .....	21
II.11 Les fluides de fracturation hydraulique .....	21
II.11.1 Les fluides à base d'eau.....	21
II.11.2 Les fluides à base d'huile .....	21
II.11.3 Les fluides à base d'acide.....	22
II.11.4 Fluide Multiphasique.....	22
II.12 Les additifs de fluide de fracturation.....	22
II.12.1 Agent de réticulation (crosslinker) .....	22
II.12.2 Les briseurs de gels (breakers) .....	22
II.12.2.1 Oxydant .....	23
II.12.2.2 Briseurs enzymatiques .....	24
II.12.2.3 Briseurs encapsulés.....	25
II.12.3 Autres additifs .....	25
II.13 Agent de soutènement (Proppant) .....	25
II.13.1 Les propriétés de l'agent de soutènement.....	26
II.13.2 Les types de proppant .....	26
II.13.2.1 Les sables.....	26
II.13.2.2 Les proppants en céramiques :.....	26

II.14 Déroulement de l'opération de fracturation hydraulique : .....	27
II.14.1 Les mesures avant le traitement : .....	28
II.14.2 Sélection des puits candidats à la fracturation hydraulique : .....	28
II.14.4 Les équipements nécessaires pour l'opération de fracturation.....	29
II.14.4.1 Réservoir de fracturation (frac tanks) .....	29
II.14.4.2 Mélangeur (Blender).....	29
II.14.4.3 Réservoir de stockage d'agent de soutènement .....	30
II.14.4.4 pompe à haute pression (High pressure pumps) .....	30
II.14.4.5 Manifold de haute pression.....	30
II.14.4.6 Outil d'isolation de tête de puits (Tree-saver ou WIT) .....	31
II.14.4.7 Véhicule de contrôle de traitement (TCV) .....	31
II.14.5 Le test d'injectivité .....	31
II.14.6 Test de mini-frac (data frac) .....	32
II.14.7 Traitement principal .....	32
II.15 Problème lie à la fracturation hydraulique .....	33
II.15.1 Problème lie au fluide de fracturation .....	33
II.15.1.1 Type de gel et sa concentration .....	34
II.15.1.2 Types de briseurs et concentration .....	34
II.15.1.3 Température .....	34
II.15.1.4 Quantité d'ions et pH des solutions .....	35
II.15.2 Effets de tortuosité et frictions aux perforations .....	35
II.15.3 Le Screen-Out.....	36
II.15.4 Problème lie au Cimentation .....	36
II.15.5 Les perforations .....	36
II.15.6 La configuration de la tête de puits .....	36
II.16 Conclusion.....	36

### **Chapitre III : Programme de nettoyage par l'eau traitée, reformat et EZclean (puits HTFN 2)**

III.1 Présentation du champ de hassi terfa .....	37
III.1.1 Introduction .....	37
III.1.2 Situation géographique.....	38
III.1.3 Situation géologique de la région .....	38
III.1.4 Historique des puits .....	38
III.2 Présentation du pu.its HTFN2 .....	39
III.3 Critère de choix du puits HTFN2 .....	40
III.4 Historique du puits HTFN2.....	40
III.5 Déroulement de l'opération de fracturation hydraulique .....	40
III.5.1 Tests d'injection.....	40
III.5.2 Le mini frac (pressure match) .....	41
III.5.3 Main frac .....	43
III.5.4 Log de température : .....	44
III.6 Les tests de jaugeage avant et après la fracturation .....	45
III.6.1 Les tests de jaugeage avant la fracturation .....	45
III.6.2 Les tests de jaugeage après fracturation .....	45
III.7 EZ clean et le test d'émulsion .....	46
III.7.1 Introduction .....	46

III.7.2 Définition du système EZclean .....	46
III.7.3 Conception des fluides de système EZ clean .....	466
III.7.4 Les données de test d'émulsion entre EZ clean et le pétrole .....	47
III.7.5 Système Reformat Pur (solvant aromatique) .....	48
III.8 Déroulement de l'opération de traitement par l'eau traité, reformat et EZclean .....	49
III.8.1 Les équipements et les produits exigences.....	49
III.8.2 Procédure de travail .....	50
III.9 Les tests de jaugeage avant et après la fracturation ainsi après le traitement avec EZclean.....	522
<b>Conclusion Générale .....</b>	<b>55</b>
<b>Recommandations .....</b>	<b>56</b>
<b>Références bibliographies.....</b>	<b>57</b>
<b>Annexe .....</b>	<b>59</b>

# Liste des figures

## Chapitre I : Généralités sur les endommagements

<b>Fig I-1:</b> représentation de l'endommagement.....	2
<b>Fig I-2:</b> cake externe .....	3
<b>Fig I-3:</b> cake interne .....	3
<b>Fig I-4:</b> localisation du colmatage .....	4
<b>Fig I-5:</b> dépôts de sel.....	5
<b>Fig I-6:</b> dépôts d'asphaltènes .....	5
<b>Fig I-7:</b> profile de pression dans le réservoir .....	8
<b>Fig I-8:</b> la zone d'endommagement .....	8
<b>Fig I-9:</b> influence de skin sur IP .....	9

## Chapitre II : Généralités sur la fracturation hydraulique

<b>Fig II-1:</b> les méthodes de stimulation des puits .....	11
<b>Fig II-2:</b> rayon effectif du puits.....	12
<b>Fig II-3:</b> Chemins d'écoulement de fracturation .....	13
<b>Fig II-4:</b> Orientations possibles d'une fracture .....	13
<b>Fig II-5:</b> Les Contraintes principales .....	14
<b>Fig II-6:</b> L'action des contraintes et pression de pores sur la formation .....	15
<b>Fig II-7:</b> Modèle simplifié d'une fracture .....	16
<b>Fig II-8:</b> la conductivité de la fracture .....	16
<b>Fig II-9:</b> Evolution de la pression lors de la fracturation hydraulique .....	18
<b>Fig II-10:</b> Géométrie KGD .....	19
<b>Fig II-11:</b> Géométrie PKN .....	19
<b>Fig II-12:</b> Géométrie radiale pour fracture 2D .....	20
<b>Fig II-13:</b> Profil elliptique (P-3D) .....	20
<b>Fig II-14:</b> la structure répétitive d'un polymère de l'unité constitutive A .....	21
<b>Fig II-15:</b> Structure des RPPG avant la dégradation .....	23
<b>Fig II-16:</b> Structure des RPPG après la dégradation.....	23
<b>Fig II-17:</b> Chimie du clivage des polymères .....	24
<b>Fig II-18:</b> Mécanisme de dégradation des enzymes .....	24
<b>Fig II-19:</b> sable .....	26
<b>Fig II-20:</b> Bauxite frittée .....	27
<b>Fig II-21:</b> Propants de résistance intermédiaire .....	21
<b>Fig II-22:</b> Réservoir de fracturation .....	29
<b>Fig II-23:</b> Mélangeur .....	29
<b>Fig II-24:</b> Réservoir de stockage d'agent de soutènement.....	30
<b>Fig II-25:</b> Pompe à haute pression .....	30
<b>Fig II-26:</b> Manifold de haute pression.....	30
<b>Fig II-27:</b> Outil d'isolation de tête de puits .....	31
<b>Fig II-28:</b> Mécanismes altérant la conductivité des propants dans la fracture .....	34
<b>Fig II-29:</b> Illustration schématique des chemins d'écoulements rétrécis entre les perforations et la (les) fracture(s) elle(s)-même(s) qui causent la tortuosité .....	36

## **Chapitre III : Programme de nettoyage par l'eau traitée, reformat et EZclean (puits HTFN 2)**

<b>Fig III-1:</b> Situation géographique de la région de Hassi Messaoud .....	38
<b>Fig III-2:</b> Les principaux gisements dans la région de Hassi Massoud.....	39
<b>Fig III-3:</b> Carte de localisation du puits HTFN2 .....	39
<b>Fig III-4:</b> test d'injection avec l'eau traitée .....	40
<b>Fig III-5:</b> déplacement reformat avec l'eau traitée .....	41
<b>Fig III-6:</b> test mini frac .....	41
<b>Fig III-7:</b> test main frac .....	43
<b>Fig III-8:</b> log de température .....	44
<b>Fig III-9:</b> les résidus de gel .....	45
<b>Fig III-10:</b> Échantillon de pétrole brut provenant de HTFN2 .....	46
<b>Fig III-11:</b> Solution EZ Clean (Laboratoire) .....	47
<b>Fig III-12:</b> test d'émulsion entre EZC et pétrole brut .....	47
<b>Fig III-13:</b> test d'émulsion entre reformat et EZC.....	48
<b>Fig III-14:</b> Test refait pour (50/50) échantillon d'huile/Reformat et EZ Clean après 2min ,5min et 10min.....	49
<b>Fig III-15:</b> déroulement de l'opération-1ere jour .....	51
<b>Fig III-16:</b> déroulement de l'opération –jour2 .....	52
<b>Fig III-17:</b> les tests des jaugeages.....	54

# Liste des tableaux

## Chapitre II : Généralités sur la fracturation hydraulique.

<b>Tableau II-1:</b> les types des additifs et leur rôle .....	25
--	----

## Chapitre III : stimulation programme nettoyage par TW, reforma et EZclean.

<b>Tableau III-1:</b> résultat d'analyse en laboratoire .....	40
<b>Tableau III-2:</b> les entrées de modèle de fracture .....	42
<b>Tableau III-3:</b> les tests de jaugeage avant la fracturation .....	45
<b>Tableau III-4:</b> Conception des fluides de système EZ clean .....	46
<b>Tableau III-5:</b> Les données de test 1 .....	47
<b>Tableau III-6:</b> les données de test 2 .....	48
<b>Tableau III-7:</b> Programme de pompage .....	50
<b>Tableau III-8:</b> test de jaugeage après traitement par EZclean .....	53

# Liste d'abréviations

S : skin

K : perméabilité du réservoir (md)

Ks : perméabilité de la zone endommagée

rs : rayon de la zone endommagée (ft)

Rw : rayon du puits

kv : perméabilité de la zone vierge du puits vertical

Kvs : perméabilité de la zone colmatée du puits vertical

Kh : perméabilité de la zone vierge du puits horizontale

Khs : perméabilité de la zone colmatée du puits horizontale

IP : Indice de productivité

q: le débit d'huile (bbl/d)

k: la perméabilité (md)

h: hauteur de réservoir (ft)

$\mu$ : la viscosité d'huile (cp)

Pr: pression de réservoir (psi)

Pwf: pression de fond (psi)

re: rayon de drainage (ft)

rw: rayon de puits (ft)

Bo: facture volumetric (bbl/ST)

$\sigma_v'$  : Contrainte effective verticale (psi)

$\sigma_v$  : Contrainte verticale totale (psi)

$\alpha$ : Constante de Biot ou constante poro-élastique

E : Module de Young

$\varepsilon$  : Déformation

$\sigma$  : Contrainte

V : Le coefficient de Poisson

G : Module de cisaillement

E : le module de Young

Fcd: Conductivité adimensionnelle de la fracture.

Kf: perméabilité de la fracture (mD)

Wf: Largeur de la fracture calibrée (ft)

Cc: centimètre cube

# Liste d'abréviations

Xf: fracture half-length (ft).

GF : Gradient de fracture.

D : la profondeur du réservoir

F.E : L'efficacité du fluide de traitement

ISIP: Instantaneous Shut in Pressure

$\Delta p_{net}$  : Net fracture pressure

Pc : La pression de fermeture de la fracture

PKN : Modèle de Perkins et Kern.

KGD : Modèle de Khristianovich–Geertsma.

P-3D : Pseudo-trois dimensions.

PSG: Gomme de guar.

CMG: Guar carboxyméthyle.

HPG: Guar hydrocarboxypropylique

ULW: Ultra-Light Weight

WOC: water oil contact

GOC: gas oil contact.

C.F.P.A : Compagnie Française de Pétrole d'Algérie

SN.REPAL : Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie

TW: treated water

EZC: enzymes cleaner

CT: coiled tubing

BHP: Bottom Hole Pressure

Pt : Pression de tête

HMD: hassi Messaoud

POOH: pull out of hole

RIH: run in hole

ISP: Intermediate-Strength Proppants

RCP: Resin-Coated Proppants

WIT: Wellhead isolation tool

# Introduction générale

L'exploitation optimale des réserves souterraines de pétrole et de gaz nécessite le maintien de taux élevés de propriétés pétrophysiques, notamment la perméabilité. La structure originale de certains réservoirs d'hydrocarbures, tels que les réservoirs de schistes, les réservoirs compacts et ceux endommagés par des dépôts pendant la production de pétrole, ne permet pas une exploitation efficace des gisements. Ces conditions entraînent une réduction significative de la perméabilité et de la productivité du puits. Ainsi, une stimulation du réservoir, en particulier par fracturation hydraulique, devient nécessaire pour améliorer la perméabilité ou restaurer l'état initial des roches réservoirs.

La fracturation hydraulique est un procédé qui consiste à injecter sous haute pression un fluide de fracturation dans les formations rocheuses afin de créer des fractures et ainsi augmenter la perméabilité du réservoir, permettant une extraction plus efficace des hydrocarbures.

Les fluides de fracturation contiennent souvent des polymères pour augmenter la viscosité et transporter les agents de soutènement (proppants) dans les fractures. Cependant, ces polymères peuvent laisser des résidus insolubles dans les pores du réservoir, diminuant ainsi la perméabilité et réduisant la productivité du puits. Les résidus de fluide de fracturation peuvent obstruer les pores et les fractures, entraînant un endommagement de la formation.

Pour le traitement de ces endommagements en utilisant des nettoyeurs enzymatiques comme EZclean, ces systèmes de nettoyage enzymatiques catalysent la décomposition des résidus polymériques en molécules plus petites, ce qui facilite leur élimination. Les enzymes agissent en rompant les liaisons chimiques des polymères, réduisant ainsi la viscosité des gels et aidant à nettoyer les pores et les fractures.

L'objectif de notre travail est d'évaluer une opération de traitement des endommagements liés au fluide de fracturation hydraulique par le système EZclean.

La structure de notre mémoire comme suite :

- Le premier chapitre présente des notions sur l'endommagement, leurs causes ainsi leurs effets sur la productivité.
- Dans le deuxième chapitre, nous présentons l'opération de fracturation hydraulique, les fluides de fracturation et les problèmes liés à la fracturation hydraulique.
- Le troisième chapitre est un chapitre pratique consacré au programme de stimulation par reformat et EZclean

*Synthèse*  
*Bibliographique*

# **Chapitre I :**

## **Généralités sur les endommagements**

## I.1 Introduction

La détection d'un endommagement se réalise en constatant une diminution du débit du puits. Cela se traduit par une réduction de l'indice de productivité et par le skin (coefficient d'endommagement) lorsqu'il est positif.

Dans cette partie nous allons voir la nature d'endommagement, son origine, sa localisation ainsi que les conséquences de l'endommagement sur la production.

## I.2 Définition de l'endommagement

L'endommagement représente toutes les incrustations que 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. Cet endommagement peut être localisé dans les différentes parties du cheminement de l'effluent, depuis le réservoir jusqu'à la surface [1].

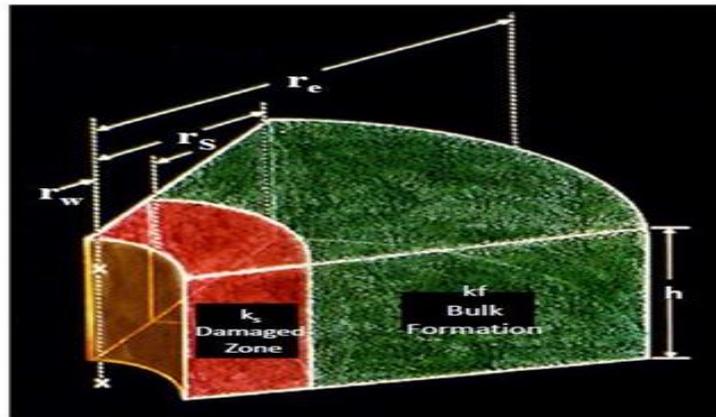


Fig I-1 : représentation de l'endommagement [1].

## I.3 Localisation de l'endommagement

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits, le schéma ci-dessous (Fig I-2) illustre parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits [2].

### I.3.1 Au fond de puits

Généralement, on trouve des dépôts constitués par des sédiments d'origine diverses (particules issues de la formation, produits de corrosion des équipements) ou des précipités (sels, paraffines, asphaltées).

### I.3.2 A la paroi de puits

**Cake externe (zone 1) :** Le cake externe est composée de particules solides minérales ou organiques

## Chapitre I Généralités sur les endommagements

Déposées sur la paroi du puits pendant le forage. Elle consolide la paroi du trou, réduisant ainsi l'infiltration de la boue dans la formation. Son élimination peut se faire mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage à l'aide de solvants ou d'acides [2].

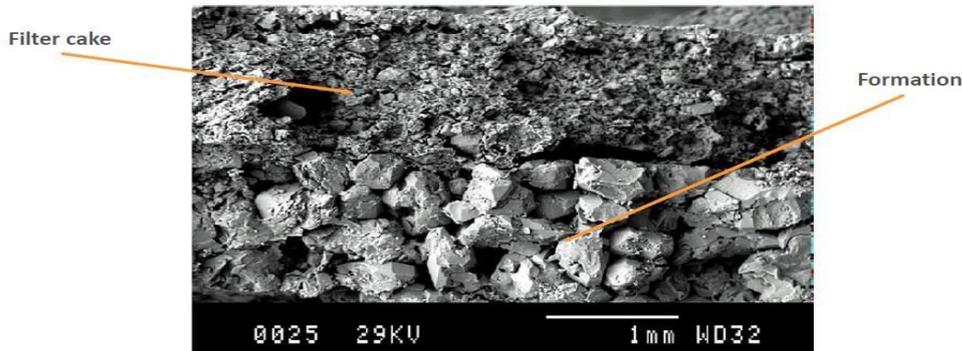


Fig I-2 : cake externe [1].

### I.3.3 Aux abords de puits

**Le cake interne (zone 2) :** Le cake interne est composé de fines particules solides provenant de la boue, du ciment et des fluides de complétion. Il se situe dans une mince couronne aux abords immédiats du puits, obstruant les pores et rendant le milieu peu perméable [2].

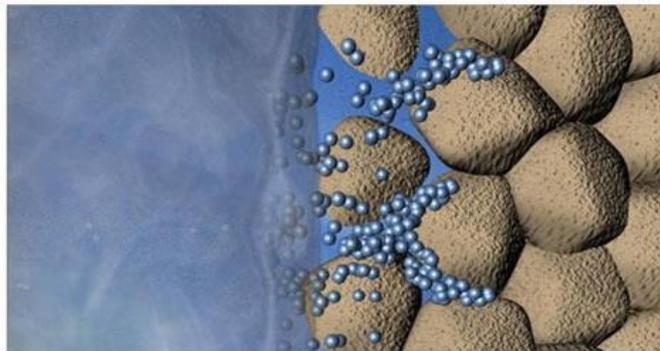


Fig I-3 : cake interne [1].

**La zone envahie (zone 3) :** Au-delà du cake interne se trouve la zone envahie par les filtrats de la boue et du ciment, modifiant ainsi l'environnement naturel du milieu poreux. On peut ainsi observer :

- Changement de mouillabilité.
- Formation d'émulsions.
- Gonflement et /ou délitage des argiles.
- Précipitations diverses (minérales et parfois organiques) en cas d'incompatibilité d'un filtrat avec les fluides en place.

### I.3.4 Accumulation des particules

Divers types de particules organiques résultant des modifications des conditions thermodynamiques liées à la production, peuvent être la cause de colmatage du réservoir.

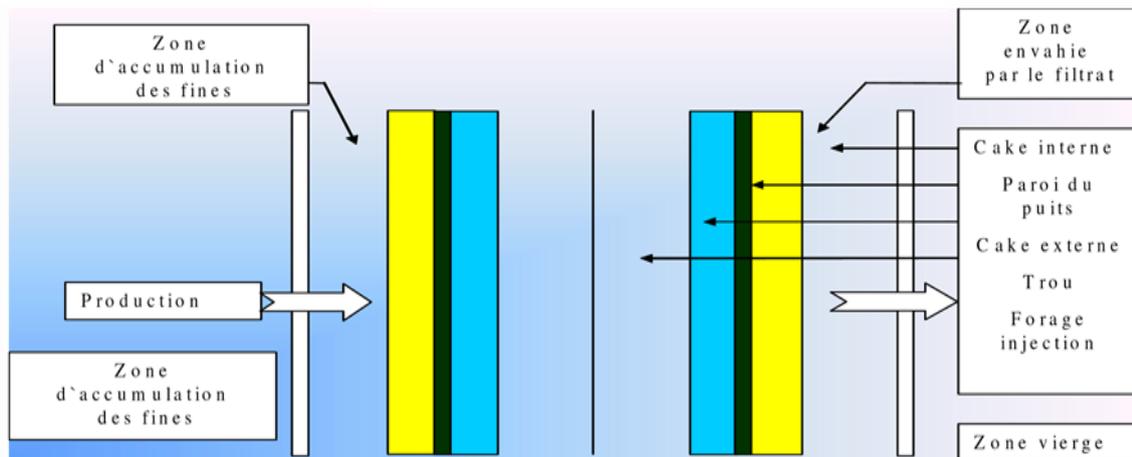


Fig I.4 : localisation du colmatage [2].

### I.4 Les causes d'endommagement

Le diagnostic de l'origine de l'endommagement est essentiel pour le choix d'un bon traitement. Plusieurs causes sont à l'origine de l'endommagement empêchant ainsi les puits de produire avec un Potentiel optimum. Ces facteurs peuvent être soit apparentés à la production même, soit aux Opérations Work-Over, Snubbing et les opérations de forage [13].

#### I.4.1 Endommagement dû à la formation

Cet endommagement est la cause principale d'abaissement de la productivité des puits, il est caractérisé par deux importants paramètres, sa composition et sa localisation. La maîtrise de ces derniers représente la clef de la réussite d'un traitement par acidification : par le choix des fluides appropriés et les méthodes de placement Dans le domaine pétrolier on retrouve plusieurs types d'endommagement plus ou moins difficile à enlever par le procédé d'acidification, parmi lesquels nous citerons :

##### 1. Dépôts de sel :

Le changement de température et de pression associé à la production, engendre la précipitation de sel des fluides de formation richement sales. Ce genre de précipitation cause un endommagement de la matrice et un bouchage des perfos voire même du tubing de production, Les dépôts de sel, peuvent être facilement dissous par l'injection d'eau douce à travers un concentrique : mais cette eau incompatible avec l'eau de formation peut engendrer la formation d'un autre type de dépôts, qui est le BaSO<sub>4</sub>.



**Fig I-5** : dépôts de sel [1].

### 2. Dépôts organique (Asphaltenes) :

Les dépôts d'asphaltenes, cause un problème de production très sérieux. Ces dépôts se localisent dans le tubing, dans les crépines, au niveau des perforations et dans la formation. Bien que les mécanismes de déposition des asphaltenes soient nombreux, les facteurs suivants sont mis en évidence par les experts pour expliquer cette précipitation :

- Les asphaltenes peuvent se déposer partout (matrice, perfos, tubing) à cause du changement des conditions thermodynamique (température ou/et Pression).
- Le mouvement de l'huile dans la matrice durant la production peut créer un Champ électrique qui dépend de son débit d'écoulement. Ce genre de Champ peut activer l'accumulation des asphaltenes.
- Les sels contenus dans les eaux du cambrien forment des sites D'accumulation pour les asphaltenes.



**Fig I-6** : dépôts d'asphaltènes.

### 3. Dépôts des paraffines :

Contrairement aux asphaltènes, la précipitation des paraffines est favorable quand il y a une baisse de pression et de température durant la production. Ils sont plus probables de se déposer dans le tubing.

### 4. Dépôts de sulfates :

Les sulfates sont des dépôts difficiles à enlever chimiquement. Ils se forment principalement à cause de l'incompatibilité entre les eaux d'injection soit pour nettoyage des puits sales ou pour maintien de pression et l'eau de formation. Ils peuvent être présents dans le tubing, dans les perforations et même dans la formation. Les dépôts de sulfates les plus courants sont :  $BaSO_4$ ,  $CaSO_4$ ,  $SrSO_4$ . On peut réduire ces dépôts par l'ajout d'un anti dépôt, ou par l'injection sous pression d'un produit nouvellement utilisé, le SulfaStim ; ce produit n'a rien donné comme résultats.

### 5. Migration des fines :

Les particules endommagèrent qui viennent d'habitude du réservoir, peuvent se déplacer et migrer avec la production du fluide et boucher les abords du puits causant ainsi une réduction de la production.

### 6. Gonflement des argiles :

Le gonflement des argiles est un autre type d'endommagement. Ce dernier est dû à l'invasion du filtrat à base d'eau des forages, de Work-Over et les fluides de complétion, ce qui peut troubler l'équilibre entre l'eau de formation et les argiles, qui se gonflent et réduisent ainsi sévèrement la perméabilité. D'autres types d'argiles peuvent être dispersées et bloquer par la suite le canal du port.

#### I.4.2 Endommagement dû aux opérations sur puits (forage, work-over et Snubbing)

Pour des normes de sécurité les opérations de forage, work-over et parfois de Snubbing sont exécutées en tuant le puits et ceci en utilisant une boue à base d'huile qui peut provoquer un endommagement sévère, qui peut se résumer à : Formation d'émulsion et sludges due à l'incompatibilité des fluides d'invasion et Celle de formation. Les émulsions peuvent être dissociées, par contre les sludges, ils sont très difficiles à dissoudre, un moyen de prévention est plutôt utilisé :

- Changement de mouillabilité dû à l'adsorption en surface des roches par les fluides de forage, work-over et de snubbing.
- Gonflement des argiles qui est due à l'invasion du filtrat à base d'eau de forage, work-over et les fluides de complétion, ce qui trouble l'équilibre entre l'eau de Formation et

l'argile, qui se gonfle et réduit sévèrement la perméabilité.

### I.4.3 Endommagement dû aux perforations

La plupart des opérations de perforations sont en over-balance ce qui conduit à la formation d'un filtrat de cake dans les tunnels de perforations causant ainsi un skin et une baisse de pression aux abords des puits.

### I.4.4 Invasión du filtrat de ciment

Durant la cimentation du liner. Le filtrat de ciment peut envahir la matrice causant ainsi un endommagement.

### I.4.5 Endommagement dû à la stimulation

Dans le cas d'une acidification, l'endommagement est causé par des réactions secondaires Si l'acide utilisé n'est pas évacué à temps (très rapidement). Après une fracturation hydraulique, la fracture soutenue peut être bouchée partiellement par le fluide transportant les agents de soutènement (gel de frac).

### I.4.6 Endommagement dû à l'injection d'eau

- Saturation en eau aux abords du puits si le débit d'injection n'est pas bien contrôlé (water-block).
- Blocage par des dépôts de sulfates (scale) dû à l'incompatibilité de l'eau d'injection Et celle de la formation [1].

## I.5 Le Skin

### I.5.1 Définition

Le skin est un facteur qui exprime la réduction de la perméabilité de formation par rapport à celle d'origine, ce qui entraîne une perte de charge supplémentaire qui diminue le débit de production.

Van Everdingen et Hurst (Van Everdingen & Hurst, 1949) ont introduit la notion de skin en définissant la chute de pression induite par l'endommagement ( $\Delta P_s$ ) de la manière suivante [3]:

$$S = (kH / 141.2q \mu B) \Delta p_{skin} \quad (I.1)$$

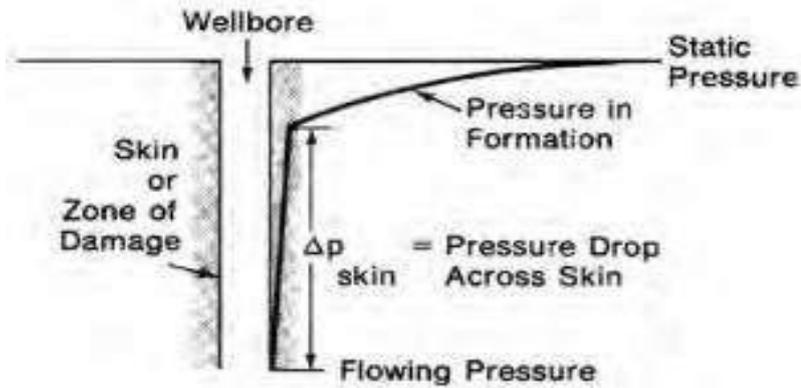


Fig I- 7 : profile de pression dans le réservoir [3].

### I.5.2 Effet de skin sur la perméabilité

Cet effet est représenté par la formule de Hawkins ci-dessous :

Pour les puits verticaux [4] : 
$$S = \left[ \frac{k}{k_s} - 1 \right] \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (I.2)$$

Pour les puits horizontaux [4] : 
$$S = \left[ \frac{\sqrt{kh} kv}{\sqrt{khs} kvs} - 1 \right] \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (I.3)$$

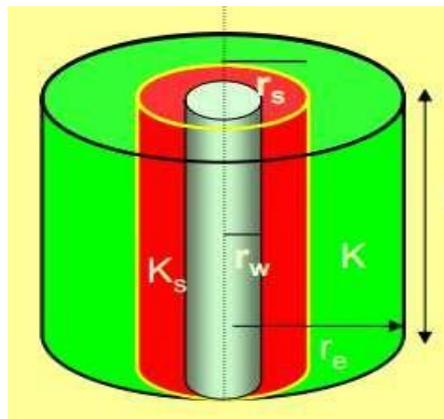


Fig I-8 : la zone d'endommagement [3].

S : skin

K : perméabilité du réservoir

Ks : perméabilité de la zone endommagée

rs : rayon de la zone endommagée

rw : rayon du puits

kv : perméabilité de la zone vierge du puits vertical.

Kvs : perméabilité de la zone colmatée du puits vertical.

Kh : perméabilité de la zone vierge du puits horizontale.

Khs : perméabilité de la zone colmatée du puits horizontale.

## Chapitre I Généralités sur les endommagements

### I.5.3 Effet de skin sur l'indice de productivité

L'index de productivité (ou d'injectivité) d'un puits qui est défini comme le débit associé une dépression entre le fond du puits et le gisement, c'est un potentiel du puits et s'exprime pour un cas d'un liquide dans un écoulement radial circulaire, régime permanent [1]:

$$IP = \frac{q}{Pg-pf} \quad (I.4)$$

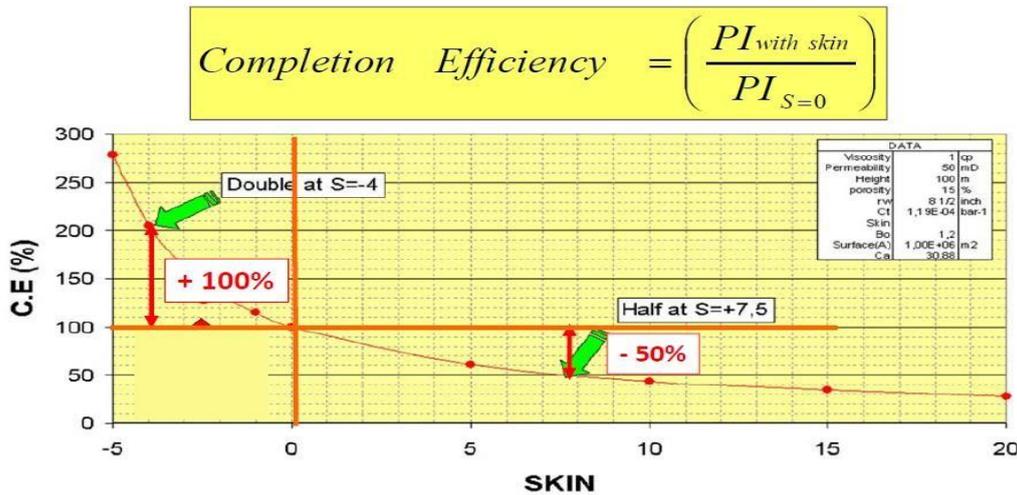


Fig I-9 : influence de skin sur IP [1].

### I.5.4 Effet de skin sur production

L'IPR et l'équation de Hawkins sont essentiels pour comprendre l'effet du dommage de formation sur la productivité du puits. Pour un puits d'huile, l'équation de l'IPR est [5] :

$$q = \frac{kh(pr-pwf)}{141.2B\mu(\ln\frac{re}{rw}+s)} \quad (I.5)$$

q: le débit d'huile (bbl/d)

k: la perméabilité (md)

h: hauteur de réservoir (ft)

$\mu$ : la viscosité d'huile (cp)

Pr: pression de réservoir (psi)

Pwf: pression de fond (psi)

re: rayon de drainage (ft)

rw: rayon de puits (ft)

S: le skin

Bo: facture volumetric (bbl/ST)

## **Chapitre I Généralités sur les endommagements**

---

### **I.5.5 Les types de skin**

#### **I.5.5.1 Skin totale ou globale**

Le skin total ou global est égal à la somme du skin d'endommagement et pseudo-skin, Le skin peut être positif, négatif ou nul.

Un skin nul correspond à un puits non endommagé, tandis qu'un skin positif traduit un endommagement. Une stimulation acide réussie diminue le skin jusqu'à parfois obtenir une valeur négative qui en pratique n'est pas inférieure à -7. Cela signifie que la perméabilité des abords du puits est devenue supérieure à celle de la formation à son origine.

#### **I.5.5.2 Skin d'endommagement**

Le skin d'endommagement représente la perte de charge entre le réservoir et le puits,

Dans ce cas la perte de charge est due aux variations de perméabilité aux abords du trou.

#### **I.5.5.3 Pseudo-skin**

Il est provoqué par les mauvaises conditions d'exploitation des réservoirs et des puits ainsi que par le choix des équipements et des installations mal conçus : perforations, diamètre du tubing, collecteurs, séparateurs...

## **I.6 Méthodes d'identification d'endommagement**

### **I.6.1 L'historique de puits**

La recherche de l'identité d'endommagement commence dans l'historique de production et de développement du puits, ainsi que des puits voisins. Les enregistrements de forage, design de complétion, les performances des puits décalés, les expériences de l'opérateur et les enregistrements de traitements passés sont autant de sources d'information. Ainsi, les informations sur l'historique de production du puits et les données du réservoir peuvent fournir des indices sur les changements progressifs associés aux processus d'endommagement.

### **I.6.2 Les essais de puits**

Les réductions ou changements de productivité du puits peuvent être identifiés grâce aux essais de puits. L'analyse transitoire de pression est la méthode conventionnelle de l'industrie pétrolière pour identifier toute altération de la productivité du puits, qui est conventionnellement quantifiée en termes de facteur de skin. Ainsi, les essais de puits sont la pierre angulaire des informations disponibles pour détecter l'endommagement de formation et quantifier l'effet. [4]

### **I.6.3 Enregistrements de forage, complétion et de work-over**

Les données de forage, complétion et de work-over représentent le dossier de base des opérations d'ingénierie. Ils constituent une base pour l'identification initiale de problèmes potentiels (par exemple, difficultés de forage, nature de la perforation, fluide de chasse souillé). Ils aident

## **Chapitre I Généralités sur les endommagements**

---

également les ingénieurs à concevoir des tests de laboratoire pour évaluer les endommagements potentiels résultant d'incompatibilités entre fluides/fluides ou fluides/roches.

### **I.6.4 Les outils de diagraphie de production**

Les diagraphies de production sont une autre source d'information pour indiquer les dommages de formation. Elles sont utilisées pour allouer la production zone par zone et également pour diagnostiquer les problèmes de production (Ex : PLT).

### **I.6.5 Les tests de laboratoire et analyse de carottes**

Les tests de laboratoire sont utilisés pour modéliser l'efficacité des traitements correctifs. De plus, ils peuvent identifier les mécanismes d'endommagement et aider à déterminer les options pour éviter ou éliminer cet endommagement.

Alors que l'analyse de carottes peut être réalisée sur des échantillons de roche réservoir après avoir extrait les carottes du réservoir. Ensuite, les spécialistes des endommagements de formation mesurent les changements de perméabilité en testant les carottes avant et après avoir été exposées aux fluides de forage et de complétion dans des conditions de température et de pression représentatives du fond du puits.[4]

## **I.7 Conclusion**

Les ingénieurs réservoir doivent se méfier des endommagements potentiels de la formation. Cependant, il est possible de les minimiser en comprenant les mécanismes à l'œuvre et la manière dont différents types d'endommagements pourraient affecter la récupération des hydrocarbures. En tant que tels, ils pourraient déterminer le traitement adéquat pour réduire la propagation des endommagements de la formation et maximiser la productivité des puits. En fin de compte, l'évaluation, le contrôle et l'atténuation des endommagements de la formation sont impératifs pour préserver les ressources d'hydrocarbures du monde.

**Chapitre II :**  
**Généralités sur la fracturation**  
**hydraulique**

### II.1 Introduction

La fracturation hydraulique est une opération qui consiste à créer après rupture de la roche un drain perméable s'étendant le plus loin possible dans la formation de manière à faciliter l'écoulement de fluide vers le fond du puits.

Ce procédé s'applique parce que la perméabilité naturelle de la matrice est faible et Le principe de la fracturation hydraulique consiste à injecter un fluide plus ou moins visqueux avec une grande pression pour fissurer la roche réservoir ; et il est accompagné souvent de solide (agents de soutènement) pour maintenir la fracture ouverte et que le fluide puisse circuler plus facilement entre le réservoir et le puits (puits producteur) ou entre le puits et le réservoir (puits injecteur).

### II.2 La stimulation de puits

La stimulation est une méthode chimique ou mécanique utilisée pour augmenter la capacité de débit d'un puits. Il s'agit d'une intervention réalisée sur un puits de pétrole ou de gaz afin d'augmenter la production en améliorant le flux d'hydrocarbures de la zone de drainage dans le puits. Ce terme, dans le contexte de la production pétrolière, fait référence à un ensemble d'activités utilisées pour augmenter la productivité des réservoirs en augmentant la perméabilité du réservoir [6].

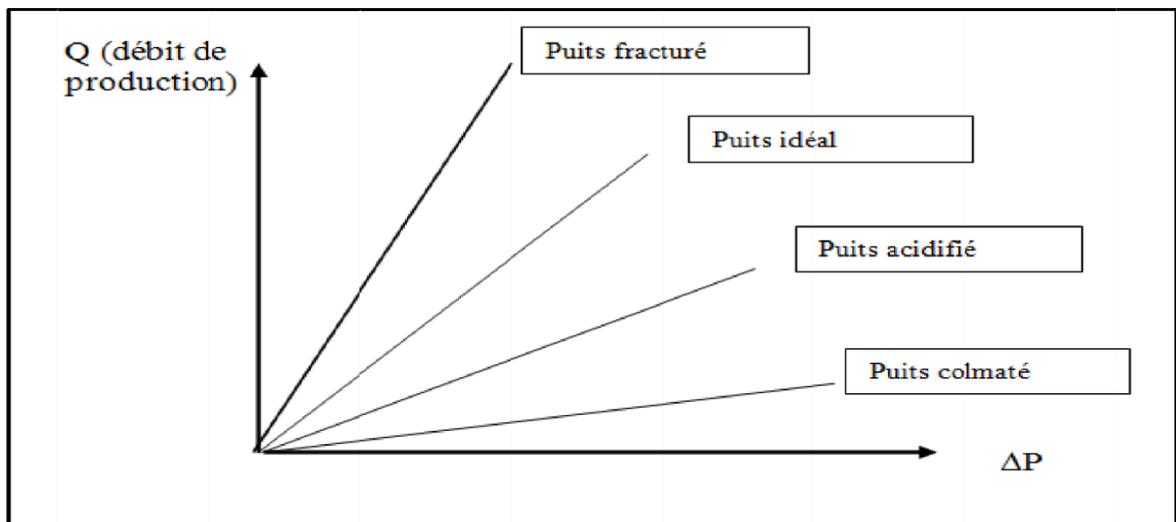


Fig II-1 : Schématisation des courbes  $Q=f(\Delta P)$  pour différentes catégories de puits [15].

### II.3 Stimulation Par Fracturation Hydraulique

La fracturation hydraulique est une opération qui consiste à créer après rupture de la roche un drain perméable s'étendant le plus loin possible dans la formation de manière à faciliter l'écoulement vers le fond du puits. La fracturation de la formation est obtenue par l'application d'une pression supérieure à la contrainte minimale. Des agents de soutènements présentant une très bonne perméabilité (sable, bille de verre ...) sont mélangés au fluide de fracturation et sont

## Chapitre II Généralités sur la fracturation hydraulique

entraînés dans la fracture par ce fluide ; ils empêchent la fracture de se refermer quand on arrête le pompage en fin de traitement ; les agents de soutènement ne doivent commencer à être pompés que Lorsque la fracture atteint des dimensions géométriques suffisantes pour les laisser passer [7].

### II.4 Le principe de la fracturation hydraulique

Le principe de la fracturation hydraulique consiste à injecter un fluide plus ou moins visqueux avec une grande pression pour fracturer la roche réservoir ; ce dernier est accompagné souvent de solides (agents de soutènement) pour maintenir la fracture ouverte et permettre ainsi au fluide de circuler plus facilement entre le réservoir et le puits (puits producteur) ou entre le puits et le réservoir (puits injecteur).

### II.5 Objectifs de la fracturation hydraulique

Alors les buts du traitement par fracturation sont comme suit :

- Modification des propriétés pétro physiques de la roche.
- Contourner l'endommagement.
- Connecter des réservoirs multiples.
- L'augmentation de la vitesse et le temps de récupération en améliorant l'indice de productivité.
- La création d'un rayon effectif du puits supérieur ( $r'w > rw$ ).
- Augmentation de la surface de contacter entre le réservoir et le puits [7].

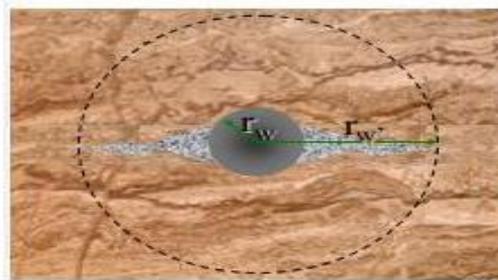


Fig II- 2: rayon effectif du puits [7].

Le principal objectif de la fracturation est de modifier le chemin d'écoulement, passant d'un écoulement radial vers la plus petite zone du puits de forage à un écoulement linéaire vers la plus grande zone de la face de la fracture.

Le traitement de fracturation est donc conçu pour créer une fracture d'une pénétration significative ou d'une demi-longueur  $X_f$  avec une conductivité suffisante pour augmenter considérablement la production. Plus la fracture est longue, plus la zone de contact avec le réservoir est grande et théoriquement plus la production est élevée.

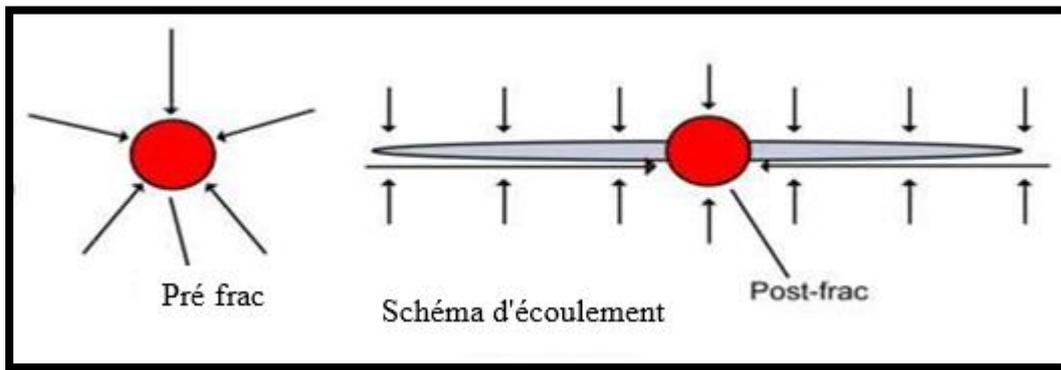


Fig II- 3: Chemins d'écoulement de fracturation [4].

Il y a trois orientations de fracture possible : horizontale, verticale ou toute inclinaison entre ces deux limites (Figure II.4)

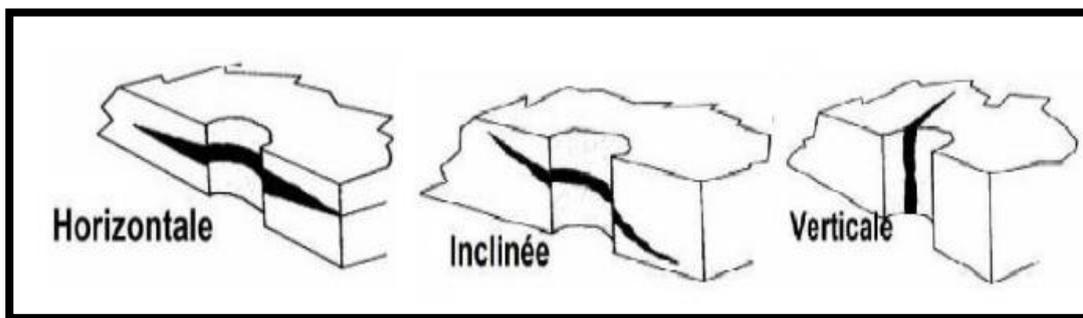


Fig II-4 : Orientations possibles d'une fracture [7].

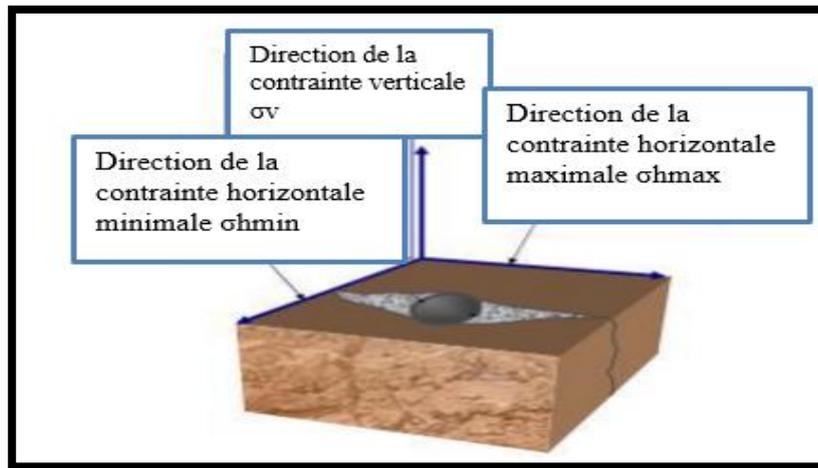
## II.6 Notions mécanique des roches liées à la fracturation hydraulique

### II.6.1 Contraintes s'exerçant sur un volume élémentaire de roche

On distingue trois principales contraintes orientées en angle droit les unes par rapport aux autres :

1. Contrainte principale verticale  $\sigma_v$  (Overburden Stress).
2. Contraintes principales horizontales min  $\sigma_{hmin}$
3. Contraintes principales horizontales intermédiaire  $\sigma_{hmax}$

La pression de la fracturation fournit alors une valeur légèrement par excès de la plus petite contrainte horizontale. Mais dans certains cas on peut trouver le contraire c'est-à-dire  $\sigma_{hmax}$ , et  $\sigma_{hmin}$  sont supérieures à  $\sigma_v$  (cas d'un anticlinaux très accentués). Si le réservoir est tectoniquement au repos (les contraintes sont isotrope dans le plan horizontale), on aura donc  $\sigma_{hmax} = \sigma_{hmin}$



**Fig II-5** : Les Contraintes principale [7].

Les contraintes in-situ ont un rôle primordial dans la fracturation hydraulique. Elles affectent Les paramètres suivants :

- L'orientation de la fracture.
- L'épaisseur et la hauteur de la fracture.
- Pression de traitement.
- L'écrasement du proppant et l'enfoncement.

### II.6.2 La contrainte verticale effective ( $\sigma'V$ )

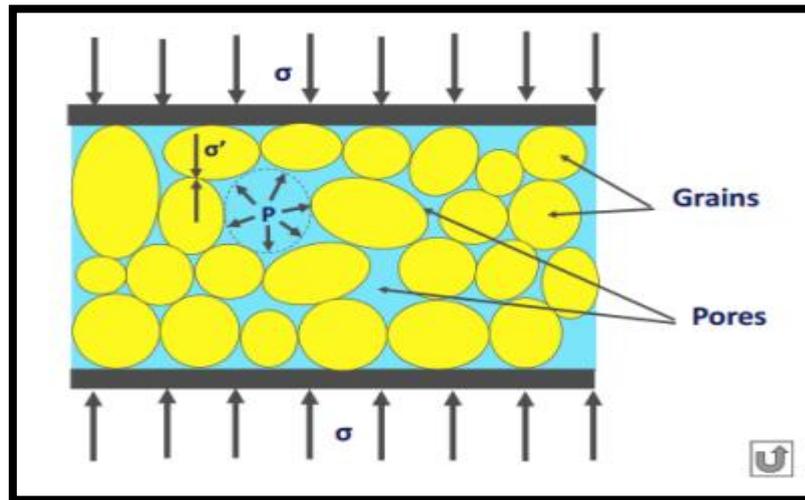
Dans un milieu poreux saturé par un fluide à la pression  $P$ , ce fluide présent dans la matrice de la roche va supporter une proportion de la contrainte totale appliquée. Cela signifie que la contrainte effective supportée par la roche est inférieure à la contrainte totale et elle s'exprime par la relation suivante (Biot 1956) :

$$\sigma v' = \sigma v - \alpha P p \quad (\text{II.1})$$

$\sigma v'$  : Contrainte effective verticale (psi).

$\sigma v$  : Contrainte verticale totale (psi).

$\alpha$ : Constante de Biot ou constante poro-élastique, qui traduit la réponse de la roche à la pression régnant dans les pores, elle est sans unité, ( $0 \leq \alpha \leq 1$ ), approximativement (0.7), La figure ci-dessous explique la répartition des contraintes et de pression de pores.



**Fig II-6** :L'action des contraintes et pression de pores sur la formation [7].

### II.6.3 Module de Young (E)

Le module de Young mesure la rigidité de la roche ou le paramètre exprimant la résistance de la roche à la déformation. Si le module est grand, le matériau est rigide. Il régit la largeur de la fracture qui s'ouvrira à une pression de fond de trou donnée lors de la fracturation hydraulique.

Lorsque le module de Young augmente, la largeur de la fracture diminue. La loi de Hooke exprime ce module par [8]:

$$\mathbf{E} = \frac{\sigma}{\varepsilon} \quad (\text{II.2})$$

E : Module de Young.

$\varepsilon$  : Déformation.

$\sigma$  : Contrainte.

### II.6.4 Le coefficient de Poisson (ν)

Pendant une fracture, la force de compression sur un cylindre de roche provoquera une déformation. Le coefficient de Poisson est le rapport entre l'expansion latérale (variation de diamètre) d'une roche et sa contraction longitudinale (variation de longueur) [8].

$$\mathbf{V} = \frac{\Delta d/d}{\Delta l/l} \quad (\text{II.3})$$

### II.6.5 Module de cisaillement (G)

Le module de cisaillement est l'une des plusieurs quantités pour mesurer la rigidité des matériaux. Il ressemble au module de Young à ceci près que le matériau sera soumis à un cisaillement et non à une compression ou à une torsion [8].

$$\mathbf{G} = \frac{\mathbf{E}}{2(1+\mathbf{V})} \quad (\text{II.4})$$

### II.7 La géométrie de fracture

#### II.7.1 Dimensions D'une Fracture

La longueur ( $X_f$ ): Distance radiale du puits de forage à l'extrémité extérieure d'une fracture pénétrée par le puits.

L'épaisseur ( $W$ ): C'est la distance entre les deux faces verticales de la fracture le long de la direction normale. Elle peut être déterminée par imagerie acoustique et des journaux conventionnels.

La hauteur ( $H$ ): La distance mesurée verticalement entre les deux points associés à une épaisseur nulle. Elle peut être déterminée par thermolog.

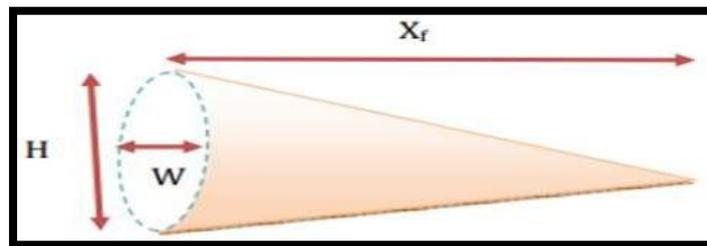


Fig II-7 : Modèle simplifié d'une fracture [9].

#### II.7.2 Conductivité adimensionnelle de la fracture

Elle représente le rapport entre le potentiel de la voie de passage et le potentiel de la fracture, elle donnée par le rapport suivant :

$$Fcd = \frac{K_f W_f}{K X_f} \quad (\text{II.5})$$

$Fcd$ : Conductivité adimensionnelle de la fracture.

$K_f$ : perméabilité de la fracture (mD).

$K$ : perméabilité de formation (mD).

$W_f$ : Largeur de la fracture calibrée (ft).

$X_f$ : fracture half-length (ft).

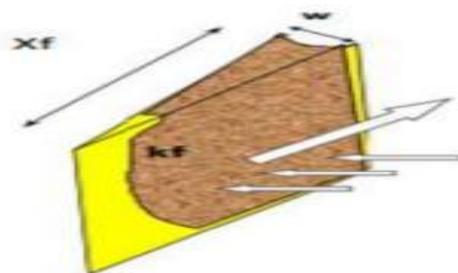


Fig II-8 : la conductivité de la fracture [7].

La conductivité d'une fracture augmente par :

- L'augmentation de la largeur de la fracture  $W_f$ .

## Chapitre II Généralités sur la fracturation hydraulique

- L'augmentation de la perméabilité des agents de soutènement (larges, plus sphérique, les grains d'agent de soutènement ont une perméabilité élevée).
- Minimisation de l'endommagement de la perméabilité du proppant causé par le gel (Polymère) du fluide de fracturation.

### II.7.3 Gradient de fracturation (GF)

Par définition, le gradient de fracturation est égal au rapport de la pression du fond Juste après l'arrêt de pompage (PBISIP) et la profondeur du réservoir (D) en (ft).

$$GF = \frac{P_{\text{BISIP}}}{D} \quad (\text{II.6})$$

On a longtemps admis les règles empiriques suivantes reliant le gradient de Fracturation et l'orientation de la fracture.

$GF < 0.16$  bar/m (0.7psi/ft): Fracture vertical.

$GF > 0.23$  bar/m (1psi/ft): Fracture horizontal. [7]

### II.7.4 L'efficacité du fluide de traitement (F.E.) ou ( $\eta$ )

C'est le rapport de la fraction du fluide pompé présent dans la fracture à un moment donné et le volume total pompé [8].

$$F.E.=\eta = \frac{\text{volum de fluide present dans la fracture}}{\text{volum totale de fluide pompé}} \quad (\text{II.7})$$

## II.8 Pression d'initiation et d'extension d'une fracture

La figure représente une courbe schématique de l'évolution de la pression lors de la fracturation hydraulique. Elle est divisée en deux parties :

- Partie d'injection
- Partie de fermeture

Dans la première partie, le fluide est pompé dans la zone de stimulation ciblée à un débit prescrit et la pression augmente jusqu'à un pic à la pression de rupture, suivi d'une stabilité, qui correspond à l'initiation et à la propagation de la fracture. La deuxième partie commence par une chute soudaine de pression suivie d'une stabilité. Cela correspond à :

- Pression d'arrêt instantanée (ISIP) : le point où le pompage s'arrête.
- La pression de fermeture de la fracture ( $P_c$ ).
- Pression nette de fracture (Net fracture pressure) :

La pression nette est la pression supplémentaire au-dessus de la pression de fracture nécessaire pour maintenir la fracture ouverte après l'arrêt du pompage. C'est une indication de l'énergie disponible pour propager la fracture. Définie comme suit :

$$\Delta p_{net} = ISIPBH - P_c$$

(II.8)

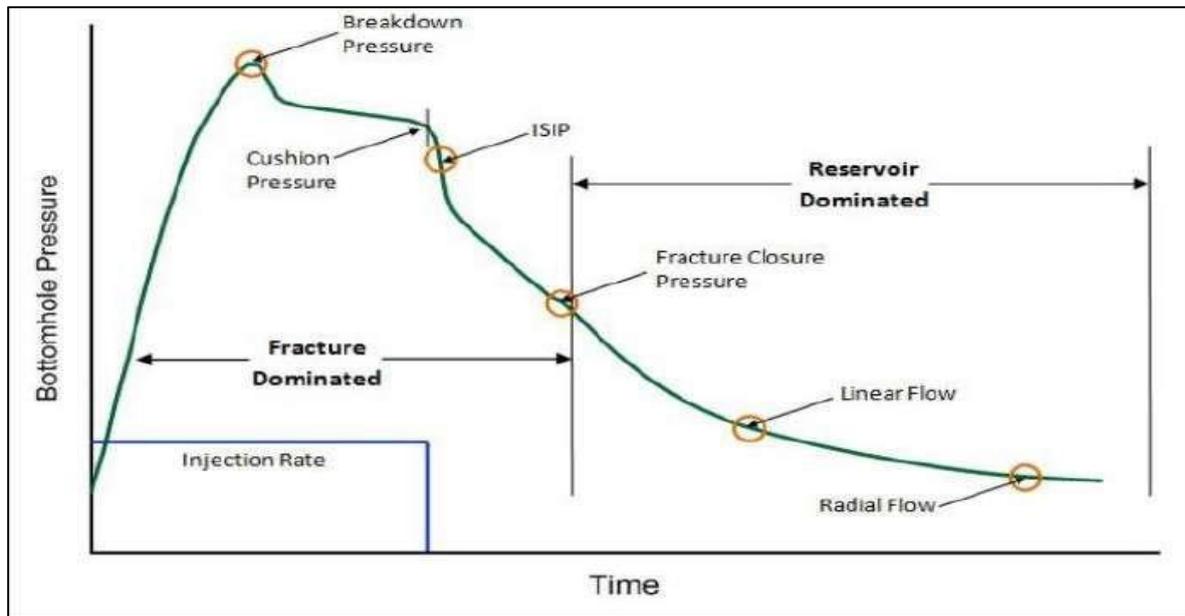


Fig II-9 : Evolution de la pression lors de la fracturation hydraulique [4].

### II.9 Les modèles de propagation de la fracture

Pour modéliser ce système complexe, des modèles bi- et tridimensionnels sont actuellement proposés. Ces modèles sont basés sur des hypothèses simplificatrices afin de représenter la géométrie de la fracture, qui est une fonction complexe des conditions initiales de contrainte du réservoir et des propriétés de la roche réservoir. Ils visent à fournir des valeurs de magnitude proches de la réalité.

#### II.9.1 Les modèles 2D

Les modèles 2D de fractures hydrauliques nécessitent souvent une hauteur de fracture pour calculer la longueur et la largeur. Les principaux modèles discutés sont le modèle KGD, le modèle PKN et le modèle radial. Une hypothèse courante est que les effets latéraux sont négligeables par rapport aux effets verticaux, ce qui permet une analyse en deux dimensions, appelée déformation plane. Cela signifie que chaque section transversale agit indépendamment, ce qui est intégré aux modèles de fractures 2D. Deux types de déformation plane sont distingués pour les formulations 2D. [12]

#### II.9.2 Modèle KGD (Greetsma-de Klerk)

La zone de fracture se déformera indépendamment des couches supérieures et inférieures. Cela sera possible pour un glissement libre sur ces couches et représentera une fracture avec une pénétration horizontale beaucoup plus petite que la verticale ( $x_l < h$ ), et où la forme de la fracture ne dépend pas de la position verticale. Cela décrit la géométrie de fracture KGD comme le montre la Figure (II-10). Cette géométrie a une hauteur constante avec une section transversale de forme

rectangulaire.

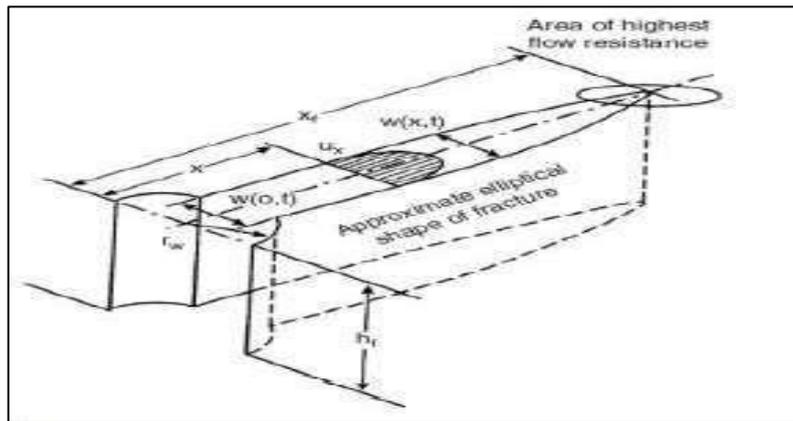


Fig II-10: Géométrie KGD [9].

### II.9.3 Modèle PKN (Perkins & Kern) :

Ce modèle est utilisé lorsque la longueur de la fracture est nettement supérieure à sa hauteur ( $x_L > h$ ). Cette condition existe pour un confinement important où la fracture est limitée à une zone donnée. Chaque section transversale verticale se déforme indépendamment des autres. Les largeurs de fracture dans la direction verticale sont couplées par les équations de continuité et d'écoulement de fluide ; cependant, comme il n'y a pas d'extension verticale (dans chacune des sections verticales) pendant la simulation, la pression est uniforme et la forme de la section transversale de la hauteur de la fracture est elliptique. Cela décrit la géométrie PKN comme illustré dans la Figure (II-11).

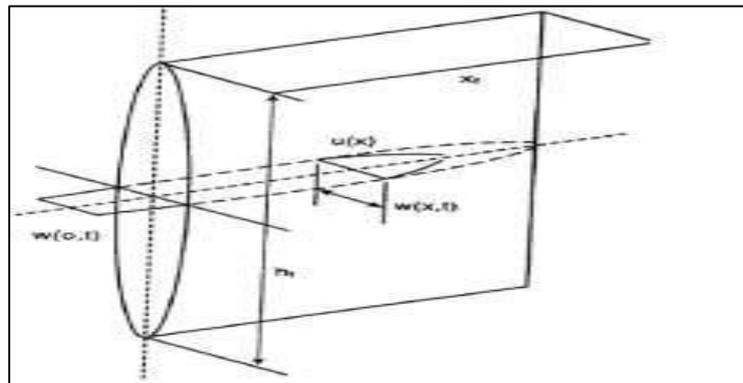


Fig II-11 : Géométrie PKN [11].

### II.9.4 Le modèle radial

Le modèle radial se caractérise par un profil circulaire dans le plan vertical avec une section elliptique. Dans ce modèle, la hauteur de la fracture est égale à sa longueur ( $x_L = h$ ). Il est utilisé lorsque la zone perméable est petite et présente seulement de faibles intercalations de barrières.

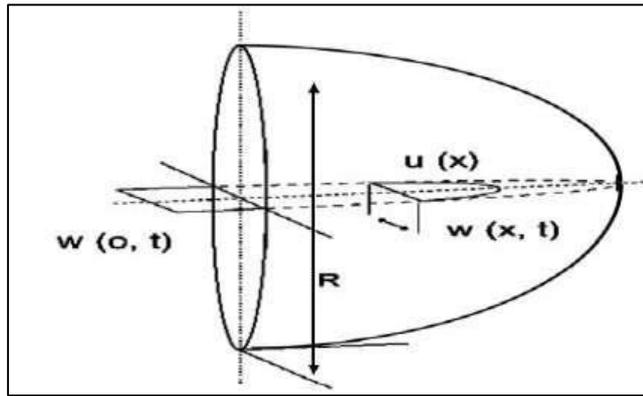


Fig. II-12 : Géométrie radiale pour fracture 2D [9].

### II.9.5 Le Modèle pseudo tridimensionnel (P3D)

Les simulateurs P-3D produisent généralement un profil de fracture elliptique en raison de leurs méthodes de gestion de la croissance verticale et de leur nature de modèles intégrés. Aujourd'hui, avec la technologie et les ordinateurs puissants, les modèles pseudo-tridimensionnels (P3D) sont les plus utilisés.

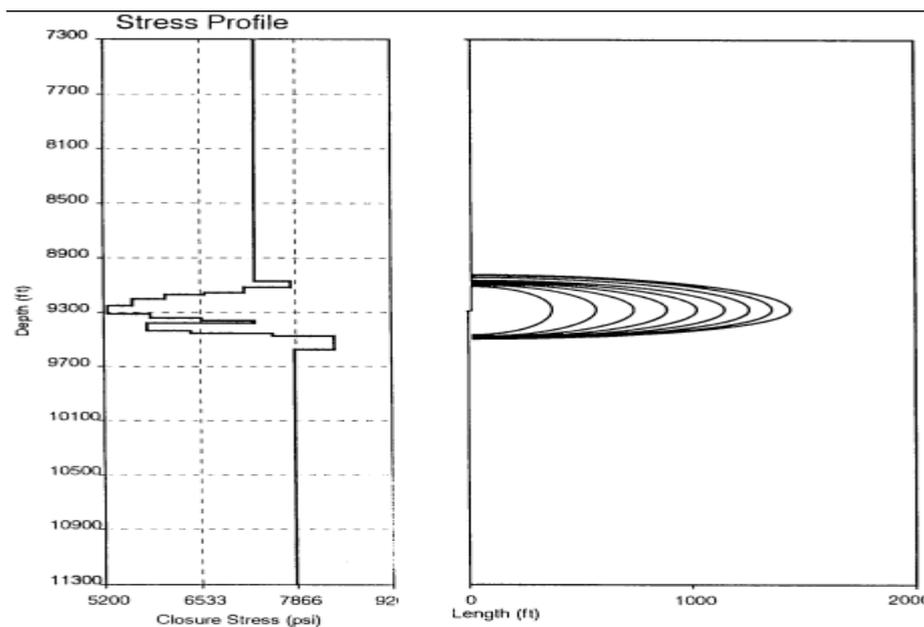


Fig II-13 : Profil elliptique (P-3D) [10].

## II.10 Les polymères et Les gels

### II.10.1 Les polymères

Un polymère est une macromolécule obtenue par la répétition d'une unité constitutive, encore appelée unité de répétition ou monomère, comportant un groupe d'atomes. Les monomères sont liés par des liaisons covalentes.

Un monomère comporte au moins un groupe fonctionnel qui contient un ou plusieurs sites

réactifs capables de former une liaison chimique avec un autre monomère [12].



**Fig II-14:** la structure répétitive d'un polymère de l'unité constitutive A [12].

### II.10.2 Les gels

Le gel est une matrice polymère gonflée dû à une dispersion de grande quantité de solvant dans une phase solide. Les chaînes polymères sont connectées entre elles, formant un réseau qui sert à retenir le liquide et qui donne au gel sa rigidité [12].

## II.11 Les fluides de fracturation hydraulique

### II.11.1 Les fluides à base d'eau

Les fluides à base d'eau sont largement utilisés en raison de leur coût réduit, de leurs performances élevées et de leur manipulation aisée. De nombreux polymères solubles dans l'eau peuvent être utilisés pour créer des solutions viscosifiées capables de suspendre des agents de soutènement à température ambiante. Pour compenser les effets thermiques, la concentration en polymère peut être augmentée, mais cela s'avère coûteux. Alternativement, des agents de réticulation sont utilisés pour augmenter le poids moléculaire effectif du polymère, ce qui augmente la viscosité de la solution de manière significative. Il existe deux catégories principales de fluides à base d'eau :

➤ **Fluides à faible viscosité (gel linéaire)**

Le gel linéaire est constitué de longues chaînes polymériques, les unes à côté des autres sans liaison. Les dérivés du guar comprennent : hydroxy-propyl-guar (HPG), carboxy-méthylguar (CMG) ou carboxy-méthyl-hydroxy-propyl-guar (CMHPG) [10].

➤ **Fluides réticulés (gel réticulé)**

Un gel réticulé est formé de longues chaînes polymériques, mais cette fois-ci, des liaisons fortes sont créées entre les chaînes polymériques grâce à un agent réticulant. Ces liaisons confèrent au gel une viscosité beaucoup plus élevée (de 10 à 3000 Cp). Les fluides à base d'eau peuvent être réticulés dans des conditions de pH élevé ou faible. Les CMG ou CMHPG se sont avérés être plus polyvalents dans les applications avec les systèmes métalliques réticulés, et ce sont les polymères couramment utilisés avec eux.

### II.11.2 Les fluides à base d'huile

Les huiles lourdes ont été initialement utilisées comme fluides de fracturation en raison de

## **Chapitre II Généralités sur la fracturation hydraulique**

---

leur perception comme moins dommageables pour la formation porteuse d'hydrocarbures que les fluides à base d'eau. Leur viscosité naturelle les rend également plus attrayantes que l'eau. Cependant, les fluides à base d'huile sont coûteux à utiliser et présentent des défis de manipulation, ce qui les limite désormais à des formations très sensibles à l'eau.

### **II.11.3 Les fluides à base d'acide**

De l'acide est injecté dans une formation de carbonate à une pression adéquate pour fracturer la formation ou ouvrir les fractures naturelles déjà existantes. L'acide coule le long de la fracture et dissout des parties de la surface de la fracture. Habituellement, de l'acide chlorhydrique (HCl) est utilisé pour cette tâche, bien qu'il soit plus coûteux que la plupart des fluides de traitement non réactifs.

### **II.11.4 Fluide Multiphasique**

#### **➤ Les mousses :**

Une mousse est un mélange stable de liquide et de gaz. Les fluides moussants sont généralement utilisés pour fracturer les réservoirs à basse pression, avec l'azote et le dioxyde de carbone comme gaz d'activation couramment utilisés [11].

#### **➤ Émulsions :**

Les fluides de fracturation à base d'émulsion sont des solutions très visqueuses avec de bonnes propriétés de transport. Cependant, les inconvénients des émulsions résident dans les difficultés opérationnelles de mélange et une pression de friction plus élevée.

## **II.12 Les additifs de fluide de fracturation**

Nous avons observé que le fluide de fracturation doit posséder plusieurs propriétés spécifiques. Ainsi, il est important de sélectionner le fluide ainsi que les additifs appropriés en fonction des conditions opérationnelles et de l'opération à effectuer. Parmi les additifs couramment utilisés, on peut citer :

### **II.12.1 Agent de réticulation (crosslinker)**

Les polymères hydrosolubles peuvent être réticulés en utilisant différents ions métalliques, Les réticulant les plus couramment utilisés sont les composés de borate, Ti (IV), Zr (IV) et Al (III).

### **II.12.2 Les briseurs de gels (breakers)**

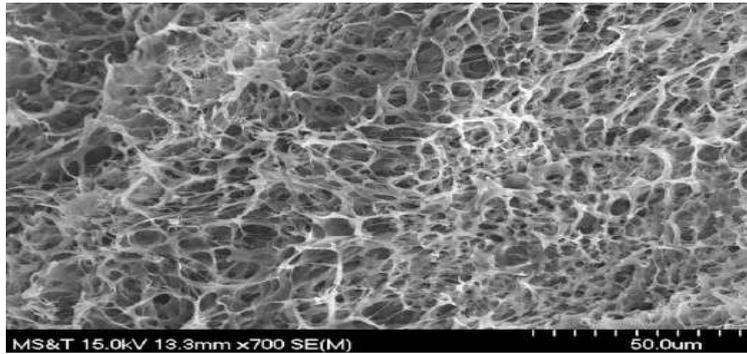
Les briseurs de gel sont utilisés pour diminuer la viscosité du fluide mélangé au proppant. Ils réduisent la viscosité en fragmentant le polymère en morceaux de faible poids moléculaire. Une augmentation de la concentration en polymère entraîne une augmentation significative de la viscosité. Par exemple, la viscosité d'un fluide guar non dégradé contenant du polymère à 200 lb/1000 gal (20 lb/1000 gal) peut se concentrer dix fois en raison de la perte de fluide.

## Chapitre II Généralités sur la fracturation hydraulique

Idéalement, un briseur de gel devrait avoir un impact minimal sur le gel jusqu'à ce que le pompage cesse et que la fracture se ferme. À ce moment-là, il devrait réagir rapidement avec le gel.

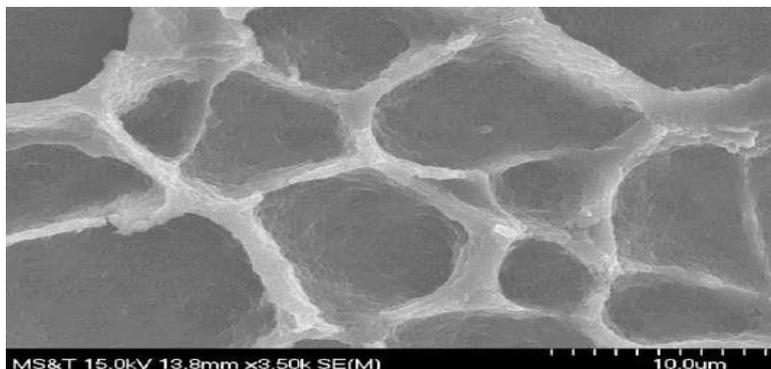
### II.12.2.1 Oxydant

Les brisants oxydants sont largement utilisés dans les applications de fracturation. Le processus par lequel l'oxydant agit est la libération de radicaux libres qui agissent sur les liaisons ou les sites oxydables qui sont sensibles.



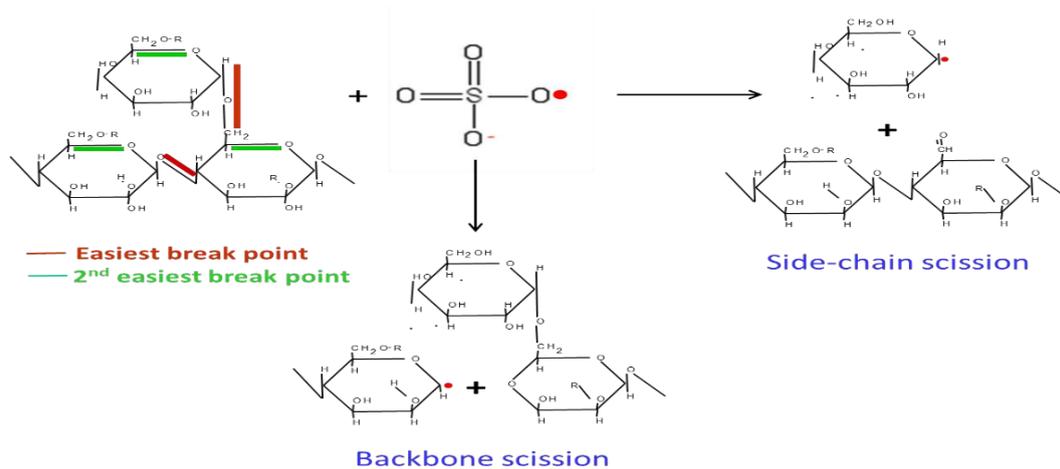
**Fig III-15:** Structure des RPPG avant la dégradation [13].

Les radicaux libres sont des ions avec des électrons non appariés, ce qui les rend très réactifs en raison de leur tendance naturelle à former des paires d'électrons. Ils peuvent être générés par l'activation thermique ou catalytique des espèces oxydantes. Les figures III-15 et III-16 ci-dessous illustrent la structure des gels de particules réticulables (RPPG) avant et après dégradation.



**Fig III-16:** Structure des RPPG après la dégradation [13].

Les briseurs oxydants les plus courants sont les sels d'ammonium, de potassium et de sodium du peroxydisulfate. La décomposition thermique du peroxydisulfate (persulfate) produit des radicaux sulfates hautement réactifs qui attaquent le polymère, réduisant ainsi son poids moléculaire et sa capacité de viscosité.

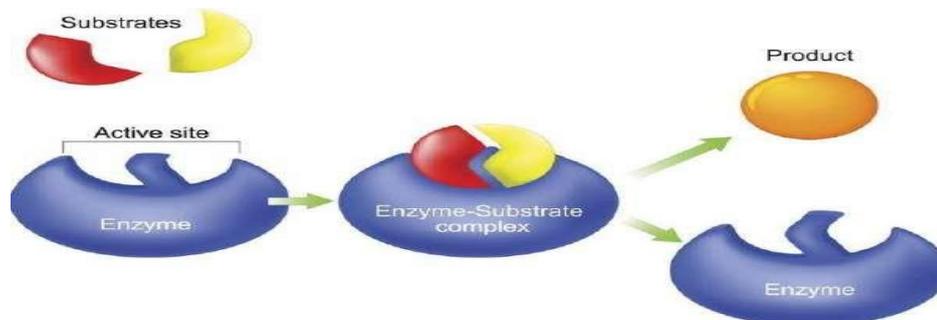


**Fig III-17 :** Chimie du clivage des polymères [13].

### II.12.2.2 Briseurs enzymatiques

Les enzymes sont de grandes protéines hautement spécialisées produites par des organismes et constituées d'acides aminés à longue chaîne reliés par des liaisons peptidiques. Les enzymes peuvent être considérées comme respectueuses de l'environnement car elles ne sont pas toxiques et peuvent être facilement décomposées et réabsorbées dans l'environnement.

Les enzymes ont la capacité d'accélérer les réactions chimiques en tant que catalyseurs. L'activité catalytique ne modifie pas la structure de l'enzyme pendant le début de la réaction, de sorte que l'enzyme peut déclencher une autre enzyme.



**Fig III-18 :** Mécanisme de dégradation des enzymes [13].

Le mécanisme de dégradation des enzymes est illustré ci-dessus (**Fig III-18**). La réaction des enzymes commence par le principe de la " serrure et de la liaison ", ce qui signifie que pour réagir avec le substrat, l'enzyme particulière doit avoir une configuration tridimensionnelle et un site actif qui est spécifiquement complémentaire du site du substrat qu'elle doit faire réagir, sinon, si la forme de l'enzyme n'est pas complètement complémentaire de la forme du substrat, comme la clé de la serrure d'assemblage, la réaction ne se fera pas.

Toutes les enzymes peuvent effectuer leur réaction spécifique sans être modifiées au cours du processus, ce qui permet à un seul brin d'enzyme de briser successivement de nombreuses

## Chapitre II Généralités sur la fracturation hydraulique

molécules de polymère [13].

### II.12.2.3 Briseurs encapsulés

Selon Gulbis et al. (1992), les briseurs encapsulés ont été conçus afin de permettre l'utilisation de concentrations élevées de briseurs sans altérer la viscosité du fluide lors du pompage. Dans un briseur encapsulé, le briseur actif est entouré d'un film qui constitue une barrière entre le briseur et le fluide de fracturation. Un écrasement, une rupture osmotique ou la diffusion du produit chimique du briseur peuvent entraîner la libération du briseur à travers le polymère de barrière. Il est possible d'encapsuler tous les produits chimiques, y compris les enzymes et les acides. En général, l'encapsulation est coûteuse, ce qui permet d'utiliser un mélange d'agents de rupture dissous et encapsulés pour obtenir le produit [13].

### II.12.3 Autres additifs :

Les autres additifs et ses rôles sont résumés dans le tableau suivant :

**Tableau II-1:** les types des additifs et leur rôle.

Les types	Le rôle
Buffers	Acides ou bases faibles ajoutés au fluide de fracturation pour contrôler et maintenir la valeur de pH souhaitée.
Stabilisant d'argile	Les stabilisateurs d'argile sont des produits chimiques utilisés pour stabiliser les argiles et les fines afin d'empêcher l'argile de gonfler et/ou de migrer à travers la matrice.
Surfactant	Utilisé pour prévenir les émulsions et favoriser le nettoyage du fluide de fracturation de la fracture. De plus, il rend l'eau de formation humide.
Bactéricides	Les enzymes issues de bactéries peuvent se nourrir des polymères, causant ainsi la dégradation du gel. Par conséquent, des bactéricides sont ajoutés aux fluides de fracturation pour prévenir leur croissance.
Les Tensioactifs	Les tensioactifs sont utilisés pour réduire les tensions superficielles et interfaciales, et modifier la mouillabilité des fluides pour faciliter leur récupération dans la formation.
Stabilisateurs	Les stabilisateurs sont utilisés pour empêcher la dégradation des gels de polysaccharides à des températures supérieures à 200°F

### II.13 Agent de soutènement (Proppant)

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

- Etre assez résistant pour maintenir la fracture ouverte.

## Chapitre II Généralités sur la fracturation hydraulique

- Etre distribuées d'une manière à permettre l'écoulement des fluides vers le puits.

Le comportement des Proppants dans la fracture dépend des caractéristiques liées:

- Aux matériaux utilisés (type d'agent).
- A la roche constituant les lèvres de la fracture (roche tendre où dure...).
- A l'état des contraintes régnant dans le réservoir.

Donc Le placement, la concentration et le type d'agent de soutènement adéquat dans la fracture est un élément critique pour la réussite d'un traitement par fracturation hydraulique.

### II.13.1 Les propriétés de l'agent de soutènement

Les propriétés qu'un soutènement idéal devrait posséder pour satisfaire ces exigences sont Les suivantes :

- Une bonne granulométrie et une forme susceptible de générer une bonne conductivité et compatible avec la largeur de la fracture.
- Une haute résistance mécanique aux contraintes in-situ en exploitation (résistance à la déformation plastique et la rupture).
- Une résistance chimique dans les conditions de fond avec le temps (corrosion, érosion, température, dissolution par les effluents, vieillissement).
- Une densité compatible avec un transport optimum (sédimentation).

### II.13.2 Les types de proppant

Les deux principaux types d'agents de soutènement utilisés aujourd'hui sont les sables naturels et les proppants artificiels de céramique ou de bauxite.

#### II.13.2.1 Les sables

En raison de son coût relativement bas et de sa disponibilité, le sable est le proppant le plus couramment utilisé, notamment dans les réservoirs présentant une faible pression de fermeture, inférieure à 6000 psi.



Fig II- 19 : sable [4].

#### II.13.2.2 Les proppants en céramiques :

Les agents de soutènement en céramique sont les plus adaptés pour les applications de fracturation à plus de 10 000 pieds de profondeur. Ils se déclinent en cinq types :

## Chapitre II Généralités sur la fracturation hydraulique

### ➤ **Bauxite frittée (sintered bauxite) :**

Utilisée pour des températures élevées ainsi que pour des pressions de fermeture inférieures à 10 000 psi. Elle présente un coût relativement élevé.



**Fig II- 20:** Bauxite frittée [4].

### ➤ **Proppants de résistance intermédiaire (ISP) :**

Ces agents ont une résistance intermédiaire et sont utilisés dans des applications présentant des contraintes de fermeture entre 8000 et 12 000 psi.



**Fig II- 21:** Proppants de résistance intermédiaire [4].

### ➤ **Céramique légère (LWC) :**

Utilisés dans des formations peu profondes avec une pression de fermeture de 6 000 à 10 000 psi.

### ➤ **Proppants enrobés de résine (RCP) :**

Applicables pour des températures supérieures à 300 °F et des pressions de fermeture inférieures à 8 000 psi. Ils sont utilisés pour améliorer la force de soutènement et réduire les reflux pendant la production. Le revêtement de résine permet d'encapsuler les parties écrasées des grains et d'éviter leur migration et le colmatage des canaux d'écoulement.

### ➤ **Proppants ultra-légers (ULW):**

Commercialisés en 2004, ils sont utilisés pour des températures inférieures à 200°C et des pressions de fermeture inférieures à 500 psi.

## **II.14 Déroulement de l'opération de fracturation hydraulique :**

Avant d'entreprendre une fracturation hydraulique, il est essentiel de mener un programme d'essais pour préparer et garantir la cohérence des processus de traitement. Les données des essais doivent être étudiées et analysées avec sérieux et finesse.

### II.14.1 Les mesures avant le traitement :

La sélection du puits candidat ce n'est pas facile par ce qu'il n'existe pas une règle à suivre, Donc pour le sélectionner il faut rassembler toutes les informations sur :

- Le réservoir (K perméabilité, S saturation ...ect),
- Le puits (type de complétion, la cote des perforations ...ect).

Parmi les principales mesures on distingue :

- Les mesures de diagrapie.
- Le carottage.
- Les essais du puits.

### II.14.2 Sélection des puits candidats à la fracturation hydraulique :

La sélection des puits candidats à la fracturation n'est pas toujours simple, car il n'existe pas de règles strictes à suivre. Pour guider ce processus de sélection, il est essentiel de collecter, évaluer et classer les informations nécessaires concernant :

➤ **Au réservoir :**

Nature du réservoir.

Les contacts WOC et GOC.

Nature du fluide en place.

Perméabilité du réservoir.

Epaisseur du réservoir.

➤ **Au puits :**

- Historique du puits.
- Etat des perforations.
- Etat de la cimentation.

➤ **A l'aspect économique :**

L'estimation de la rentabilité d'une opération de fracturation nécessite une évaluation précise des éléments suivants :

- Le coût de l'opération de fracturation proprement dite.
- Le coût des opérations préalables, notamment le conditionnement du puits (re-complétion).
- La probabilité de succès de la stimulation.

La rentabilité du traitement exige un amortissement dans un délai raisonnable, variable avec La situation géologique et la nature du fluide en place (huile ou gaz).

### II.14.3 Préparation du puits pour la fracturation hydraulique (Phase Pré-Frac) :

Si le puits a déjà été en production pendant une période plus ou moins longue, le succès d'un

## Chapitre II Généralités sur la fracturation hydraulique

Le traitement de fracturation hydraulique dépend largement des opérations préliminaires de nettoyage du puits. Cela implique des essais préalables sur le puits ainsi que des opérations de nettoyage mécanique et chimique, notamment :

- Essais préalables sur le puits.
- Nettoyage mécanique du puits.
- Nettoyage chimique du puits à l'acide.

### II.14.4 Les équipements nécessaires pour l'opération de fracturation

Le succès d'une opération de fracturation hydraulique est obtenu grâce à une série d'équipements spéciaux et à un personnel hautement qualifié qui sont :

#### II.14.4.1 Réservoir de fracturation (frac tanks)

Il s'agit d'un réservoir de stockage d'eau d'une capacité de 20 000 gallons. Le nombre de réservoirs utilisés pendant l'opération dépend du volume d'eau nécessaire. Cette eau est utilisée pour préparer le gel de fracturation.



Fig II- 22 : Réservoir de fracturation [4].

#### II.14.4.2 Mélangeur (Blender)

Cet équipement est utilisé pour mélanger et envoyer vers la pompe haute pression tous les éléments nécessaires au fluide de fracturation (liquides, proppants, additifs). Il est constitué de deux compartiments, l'un pour les composés solides et l'autre pour les additifs liquides. Un dispositif de contrôle des concentrations des additifs est installé.



Fig II-23 : Mélangeur.

## Chapitre II Généralités sur la fracturation hydraulique

### II.14.4.3 Réservoir de stockage d'agent de soutènement

Le mélangeur est un réservoir d'agents de soutènement, avec une capacité pouvant aller jusqu'à 2500 pieds. Il est divisé en cinq (5) compartiments pour stocker différents types de proppants.



**Fig II-24 :** Réservoir de stockage d'agent de soutènement [7].

### II.14.4.4 Pompe à haute pression (High pressure pumps)

Une pompe triplex envoie le fluide de fracturation à haute pression et à un débit élevé vers le puits dans la conduite haute pression du missile. Les pompes haute pression doivent être installées suffisamment près du mélangeur pour que les pompes de refoulement sur le mélangeur puissent facilement alimenter la boue dans les collecteurs d'admission des pompes. Le nombre de pompes utilisées est basé sur la puissance de chaque pompe (HHP).



**Figure II-25:** Pompe à haute pression [7].

### II.14.4.5 Manifold de haute pression

Un manifold est un ensemble des vannes qui collecte des mixtures et peut résister à des Pressions de 20000 Psi pour un débit de 75 bbl/mn.



**Fig II-26 :** Manifold de haute pression.

### II.14.4.6 Outil d'isolation de tête de puits (Tree-saver ou WIT)

Les pressions des traitements peuvent dépasser les pressions de travail maximales de l'équipement de tête de puits. Ainsi, le "tree saver" est utilisé pour protéger le "Christmas tree" à la tête de puits des dommages et des éventuelles défaillances résultant de l'exposition à des fluides abrasifs et à haute pression lors des opérations de fracturation ; il est monté sur le "Christmas tree".



Fig II- 27: Outil d'isolation de tête de puits [4].

### II.14.4.7 Véhicule de contrôle de traitement (TCV)

Il s'agit d'un camion de surveillance des données destiné à contrôler et à faire fonctionner l'équipement à l'aide d'un système d'acquisition de données appelé "FracCAT". Il s'agit d'un système d'acquisition de données et de contrôle basé sur PC conçu pour surveiller et contrôler les équipements de pompage, de mélange et de mélange à travers des capteurs et des câbles liés à l'équipement.

### II.14.5 Le test d'injectivité

Ce test consiste à injecter un fluide en régime de fracturation. Si le puits à traiter est colmaté, ce test revêt une importance particulière, car de l'acide est mélangé au fluide d'injection pour décolmater les abords du puits. Le test d'injectivité se fait avec des fluides conventionnels tels que :

- Eau traitée ou saumure, gélifiée ou non gélifiée.
- Brut ou gasoil.

L'interprétation des résultats de ces tests permet de :

- Déterminer le gradient de fracturation.
- Évaluer les pertes de charge lors de l'injection, en estimant si possible les pertes de charges à prévoir à un débit différent au cours du traitement principal.
- Vérifier le comportement des équipements du puits : la qualité de la cimentation et le teste des équipements de fond.

### II.14.6 Test de mini-frac (data frac)

Le test DataFRAC est un test de diagnostic d'injectivité réalisé sans agent de soutènement avant un traitement principal de stimulation de fracture. Un volume total de fluide sera injecté dans la formation, puis surchassé avec un gel linéaire pour créer une fracture non soutenue sur une période de temps suffisante.

Le processus consiste à fracturer la formation pour créer une courte fracture pendant la période d'injection, puis à observer la fermeture du système de fracture pendant la période de test qui suit. Le test DataFRAC permet d'identifier des valeurs de paramètres critiques pour optimiser la conception du traitement de fracturation, tels que la pression de fermeture, l'efficacité du fluide et le coefficient de leak off. Cela permet d'estimer les frottements, le gradient de fracture, la géométrie de la fracture et le modèle de propagation.

Les avantages de ce test sont les suivants :

- Minimise la possibilité de colmatage résultant de paramètres inexacts.
- Optimise le traitement même en cas d'informations limitées sur le réservoir.
- Détermine les paramètres essentiels de la formation et du puits.
- Réduit les dommages au pack de soutènement et les coûts de traitement.

De plus, ce test est une étape décisive pour calibrer le profil de contrainte et décider du volume de travail.

### II.14.7 Traitement principal

IL subdivise en six (06) étapes comme suite :

**1ere phase (Une série de tests sur les installations) :** Les équipements et les installations doivent résister aux pressions atteintes lors d'une fracturation.

**2eme phase (Acide stage) :** Consiste à pomper plusieurs dizaines de milliers de litres de solution d'acide diluée dans l'eau (acide chlorhydrique) afin de nettoyer les débris de ciment et de boue de forage restants dans les entailles créées par les perforations avant l'injection du fluide de fracturation.

**3eme phase (Pad stage) :** Consiste à injecter d'eau visqueuse (Slickwater) sans proppant. Ce fluide, une fois pompé dans le puits, a pour but d'initier et d'ouvrir les fractures sous très haute pression supérieure à la pression de fracturation (de 5000 psi à 13000 psi) pour permettre l'acheminement et la mise en place des agents de soutènement (proppant). La pression nécessaire à ré ouvrir la fracture est appelée pression de réouverture de la fracture, elle est généralement inférieure à la pression de fracturation établie pendant les tests de mini frac.

**4eme phase: Injection du slurry (Fluid + Proppant: Gelled water or Cross-linked gel):**

Consiste à pomper l'agent de soutènement (proppant) enrobé dans un fluide très visqueux

(eau gélifiée).

Généralement le proppant n'est injecté qu'une fois sûre que :

- La largeur de la fracture est suffisamment ouverte pour accepter l'intrusion des agents de soutènement.
- La longueur obtenue s'approche de la longueur prévue.
- La concentration du proppant est augmentée au fur et à mesure qu'on s'approche de la fin de l'étape.

En effet une faible concentration de proppant est injectée au tout début de l'étape, ceci a pour but de débarrasser et de nettoyer l'itinéraire.

### **5ème phase : La chasse du slurry (Flushing Stage) :**

Consiste à pomper un volume de l'eau industrielle (gel linéaire) suffisant pour déplacer (dégorger) l'excès de slurry restant dans le tubing ou dans les perforations. Le volume de chasse doit toujours être estimé en fonction du size de la complétion.

### **6ème phase: Fluid Return (Flow back):**

Il faut tenter d'évacuer au mieux non seulement le fluide de traitement contenu dans le puits et dans la fracture mais encore le fluide qui a filtré dans la formation.

## **II.15 Problème lie à la fracturation hydraulique**

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

### **II.15.1 Problème lie au fluide de fracturation**

Le fluide de fracturation peut causer l'endommagement de la formation ou de la Conductivité de la fracture, et cela par :

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

Un gel non brisé ou un polymère peut entraîner une réduction importante de la perméabilité du Pack d'agents de soutènement et avoir un effet négatif sur la conductivité de la fracture. Les filtrations de fluide de fracturation dans la formation peuvent causer des endommagements du front de fracture. Cela diminue la perméabilité de la formation à l'extérieur de la fracture.

La performance de la dégradation peut être évaluée en fonction de diverses propriétés, telles que la viscosité et la concentration des gels, ainsi que le poids des résidus des gels. Cependant, la dégradation des gels ne signifie pas le retour du fluide, car après la dégradation, il reste beaucoup de résidus qui endommagent la perméabilité des noyaux.

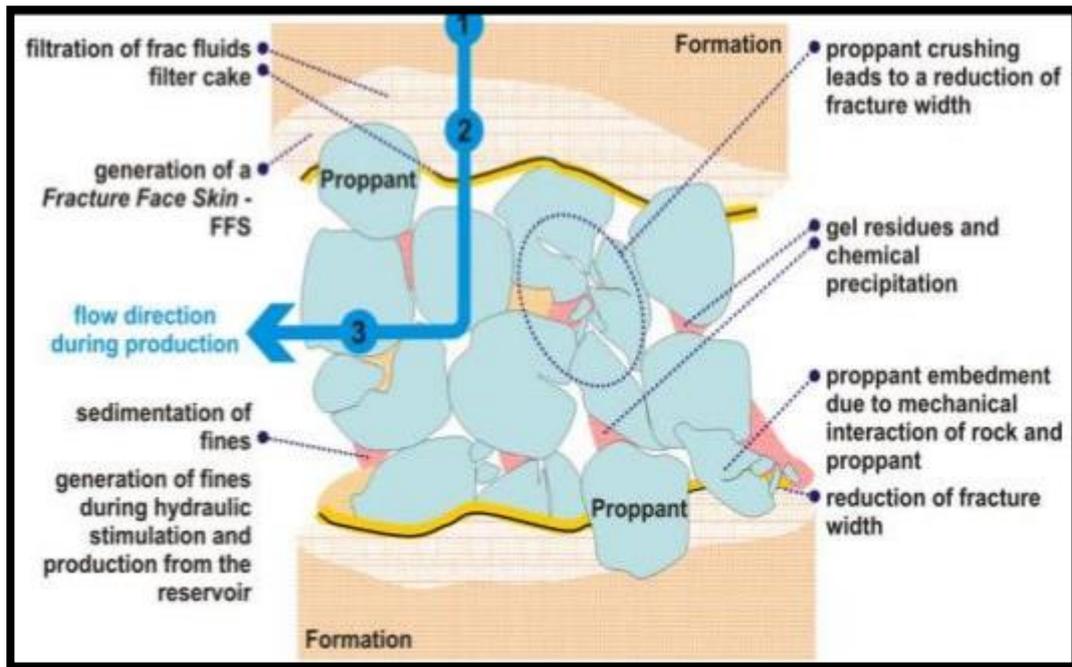


Fig II-28 : Mécanismes altérant la conductivité des proppants dans la fracture [10].

### II.15.1.1 Type de gel et sa concentration

Différents types de gels ont été développés pour des conditions variées, et un même rupteur dégradant différents gels peut conduire à des résultats totalement différents. Bien que différents types de gels aient une quantité différente de résidus après dégradation, la quantité de résidus dépend principalement des matériaux insolubles dans les gels [13].

### II.15.1.2 Types de briseurs et concentration

Comme chaque type de briseur fonctionne selon un mécanisme différent pour dégrader le polymère, chaque briseur produit une série de facteurs différents qui affectent la quantité de résidus.

Le peroxydisulfate d'ammonium (APS) est l'un des oxydants les plus couramment utilisés. Et l'enzyme la plus utilisée est l'enzyme spécifique de liaison (LSE). On a observé que les casseurs enzymatiques permettaient une réduction du poids moléculaire plus efficace que les casseurs oxydants. Des études ont montré que les broyeurs enzymatiques continuent à catalyser la réduction du poids moléculaire des polymères pendant au moins huit semaines.

L'augmentation de la concentration du brisant raccourcit le temps de dégradation et augmente le degré de dégradation. Cependant, une concentration élevée de rupteurs est nécessaire pour réduire les endommagements de l'emballage [13].

### II.15.1.3 Température

Bien que les différents types de rupteurs aient des plages de température d'application différentes, lorsque la température dépasse la température d'application la plus élevée, les rupteurs peuvent se décomposer, ce qui réduit l'effet de dégradation. Avec une température plus élevée,

## Chapitre II Généralités sur la fracturation hydraulique

même sans ajout de rupteurs, la viscosité du gel diminuera, ce qui est similaire à la dégradation du gel.

La température peut également raccourcir le temps nécessaire pour que les gels se dégradent jusqu'à la performance de dégradation attendue, et l'utilisation de dispersants d'agrégats polymères peut réduire le blocage des pores à haute température, ce qui permet de conserver une perméabilité jusqu'à 150 % supérieure à celle des rupteurs séparés.

Cependant, cela ne signifie pas que plus la température est élevée, meilleur est le degré de dégradation. Les différents broyeurs ont des plages d'application de température différentes, si la température est supérieure à la plage, le degré de dégradation diminuera. En particulier pour les enzymes, lorsque la température est de 75°F.

En outre, pour l'application des oxydants, il existe encore des limitations de température. Si la température est trop élevée, les brisants peuvent se décomposer et perdre la capacité de dégrader les gels [13].

### II.15.1.4 Quantité d'ions et pH des solutions

Pour l'influence des ions, la performance de dégradation des gels est significativement affectée par le type d'ions dans l'eau produite, et diminue dans l'ordre de  $Al_3^+ > Mg_2^+ > Ca_2^+ > Na^+$  avec la même concentration d'ions.

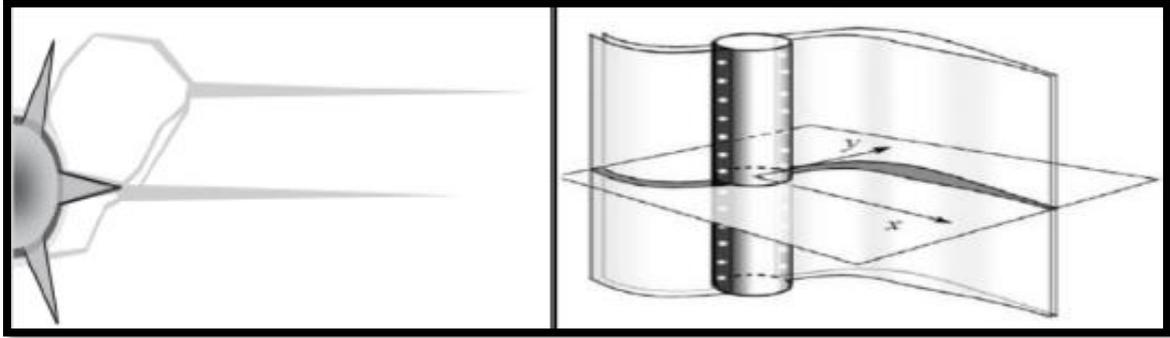
En ce qui concerne l'effet des valeurs de pH, le pH peut affecter le processus de dégradation, en particulier pour les enzymes. Les environnements d'application des enzymes sont généralement recommandés comme légèrement acides.

Lorsque la valeur du pH est comprise entre 3 et 5, les enzymes sont les plus actives et ont la vitesse de réaction la plus élevée, lorsque la valeur est de 8, la vitesse de réaction diminue, lorsque la valeur du pH augmente jusqu'à 10, les enzymes sont inactives mais peuvent encore dégrader les gels lorsque le pH diminue, tandis que lorsque le pH augmente jusqu'à 12, les enzymes se dénaturent et ne peuvent plus dégrader les gels [13].

### II.15.2 Effets de tortuosité et frictions aux perforations

Les perforations des petits trous à travers lesquels un fluide hautement visqueux est pompé avec un débit très élevé lors d'une opération de fracturation hydraulique. Par conséquent, il est clair qu'il y a une chute de pression due aux frictions au niveau de ces perforations. Cependant, quatre choses agissent pour rendre cette chute de pression complexe et difficile à savoir :

- Le fluide pompé ne pénètre pas à travers toutes les perforations car la formation ne se casse qu'aux points les plus faibles et non pas sur tout l'intervalle perforé simultanément.
- Les perforations actives s'érodent et augmentent en diamètre tout au long du traitement car les proppants sont très abrasifs [10].



**Figure II.29:** Illustration schématique des chemins d'écoulements rétrécis entre les perforations et la (les) fracture(s) elle(s)-même(s) qui causent la tortuosité [10].

### II.15.3 Le Screen-Out

L'augmentation de la pression, à partir du moment où les agents de soutènement arrivent au fond.

### II.15.4 Problème lié au Cimentation

Pour une mauvaise cimentation, le fluide de fracturation va pénétrer dans les zones à faible résistance. Pour résoudre ce problème on fait l'injection du « proppants-slug » pour fermer (boucher) les canaux derrière le casing.

### II.15.5 Les perforations

Le type de perforation et leur densité ainsi la distribution jouent un rôle très important pour la réussite de la fracturation ; et pour éviter certains problèmes : Pour éviter le problème de tortuosité il faut que les perforations soient dans la direction de la contrainte horizontale maximale. Pour éviter ce problème. Il faut faciliter le passage des billes et pour cela il faut que les diamètres des perforations soient assez grands.

### II.15.6 La configuration de la tête de puits

En générale la série des têtes du puits producteurs est de 5000 psi alors que lors du traitement on dépasse facilement 5000 psi en tête, mais le problème a été résolu on mettait un équipement qui by passe la tête du puits et qui s'ancre dans le casing appelé « Tree saver ».

## II.16 Conclusion

En conclusion, la fracturation hydraulique est utilisée pour créer un chemin conducteur entre le réservoir et le puits afin d'améliorer la productivité. Le succès de cette opération dépend largement de plusieurs paramètres tels que la mécanique des roches et les contraintes in situ, ainsi que la sélection des matériaux et les considérations opérationnelles sur site afin d'éviter tout échec de l'opération.

**Chapitre III :**  
**Programme de nettoyage par l'eau  
traitee, reformat et EZclean (puits  
HTFN 2)**

### III.1 Présentation du champ de Hassi Terfa

#### III.1.1 Introduction

La région de Hassi Messaoud (Fig III.1) est localisée dans la partie centrale du Sahara algérien, connue pour ses puits productifs d'huile, principalement dans les réservoirs Cambriens. Plusieurs gisements ont été mis en évidence, à savoir El Agreb, Zotti, El Gassi, Rhourde El Baguel et Mesdar. Le champ super-géant de Hassi Messaoud est un dôme large de près de 1600 km<sup>2</sup>. Les dépôts cambriens qui sont représentés par des grès et des quartzites sont les mieux connus et constituent des importants réservoirs cambriens Ri et Ra. (Fig III-2).

Le réservoir ordovicien (quartzites de Hamra), érodé sous la discordance hercynienne et constituant l'auréole de Hassi Messaoud, est un objectif pétrolier d'un grand potentiel. Il a fait récemment l'objet de nouvelles découvertes, dont Hassi Terfa (HTF), Hassi Dzabat (HDZ) et Hassi Guttare (HGA) [14].

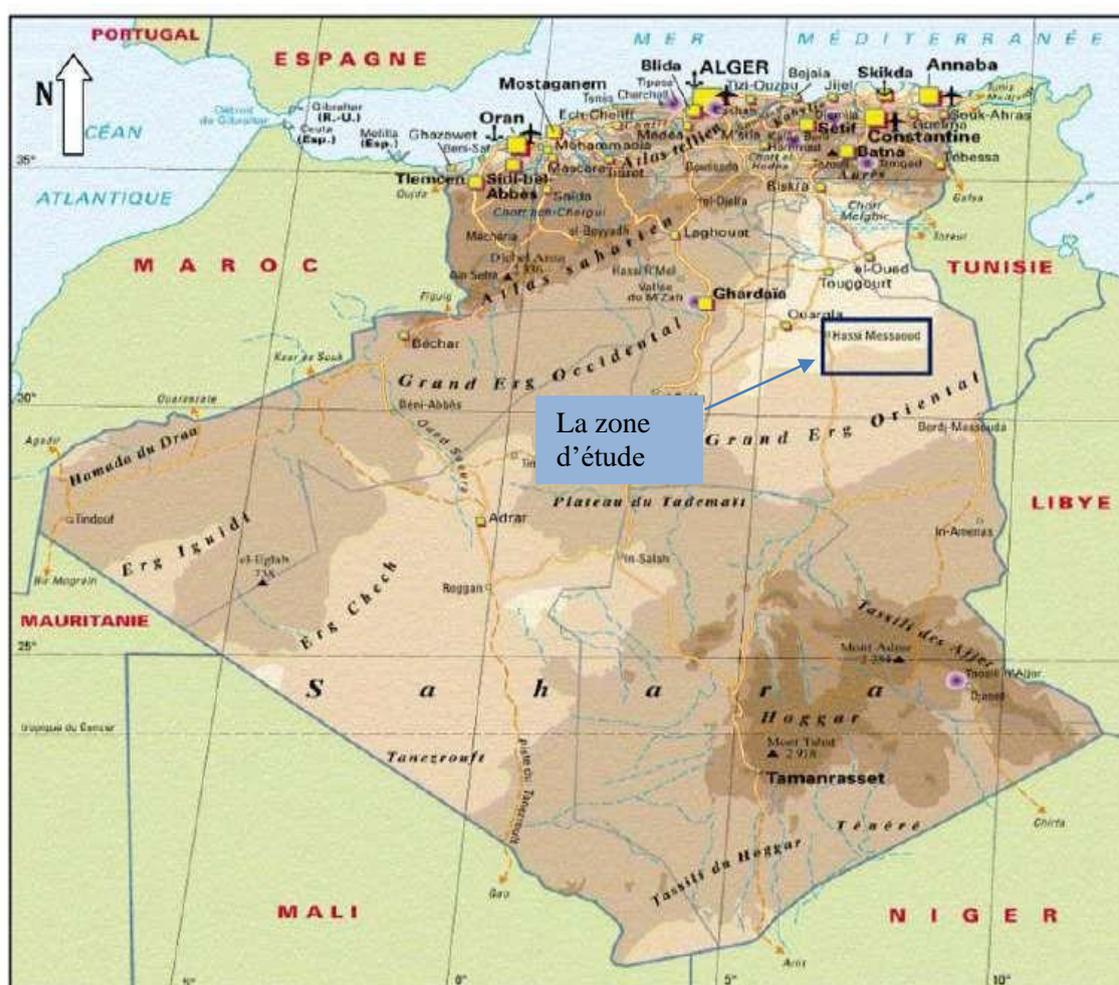


Fig III-1 : Situation géographique de la région de Hassi Messaoud (région d'étude).

### **III.1.2 Situation géographique**

Le champ de Hassi Terfa est un champ périphérique de Hassi Messaoud. Il correspond à une structure satellite qui s'étend vers le Sud, se trouvant dans le bloc n° 427 et occupant globalement la partie de transition du permis de Hassi-D'zabat, et le champ de Hassi Messaoud (figure I.2). Il est limité par les parallèles 31° et 32° N et les méridiens 6° et 7° Est.

### **III.1.3 Situation géologique de la région**

La structure de Hassi Terfa est située dans le bassin triasique, au sud du gisement de Hassi Messaoud.

Le champ de Hassi Terfa est limité par le champ de Hassi Messaoud vers le Nord et le Nord-Est, par la structure anticlinale de Hassi D'zabat, vers l'Ouest. A l'Est est situé le champ de Mesdar, et enfin au Sud on a les champs d'El Gassi.

### **III.1.4 Historique des puits**

La présence d'hydrocarbures dans les réservoirs ordoviciens (Quartzites de Hamra) a été progressivement démontrée depuis 1958. En effet des indices d'huile dans les Quartzites de Hamra ont été découverts dans un puits situés au Sud – Est de Hassi Messaoud, cela leurs a permis de mettre en évidence la présence des hydrocarbures au sein de cette formation. Plusieurs puits d'exploration ont été implantés dont l'objectif principal était la recherche des Quartzites de Hamra en position favorable au Sud- Ouest de la structure de Hassi – Messaoud. Certains puits implantés au flanc de la structure Hassi D'zabat, rencontrent les Quartzites de Hamra sur environ 60m mettant ainsi en évidence des saturations en hydrocarbures assez notables, mais le faciès s'est révélé très compact.

Des résultats positifs ont été enregistrés à HGA-1 et HGA-2, d'environ 3.4 m<sup>3</sup>/ h d'huile à HGA-1 et 14 m<sup>3</sup>/ h d'huile à HGA-2.

Ces résultats encourageants ont permis de relancer l'exploration avec l'objectif d'arriver à cette unité réservoir. Parmi les régions dans lesquelles la présence d'hydrocarbure au niveau des Quartzites de Hamra a été mise en évidence on cite : les HTF, HDZ, et HGA (figure I.2) [14].

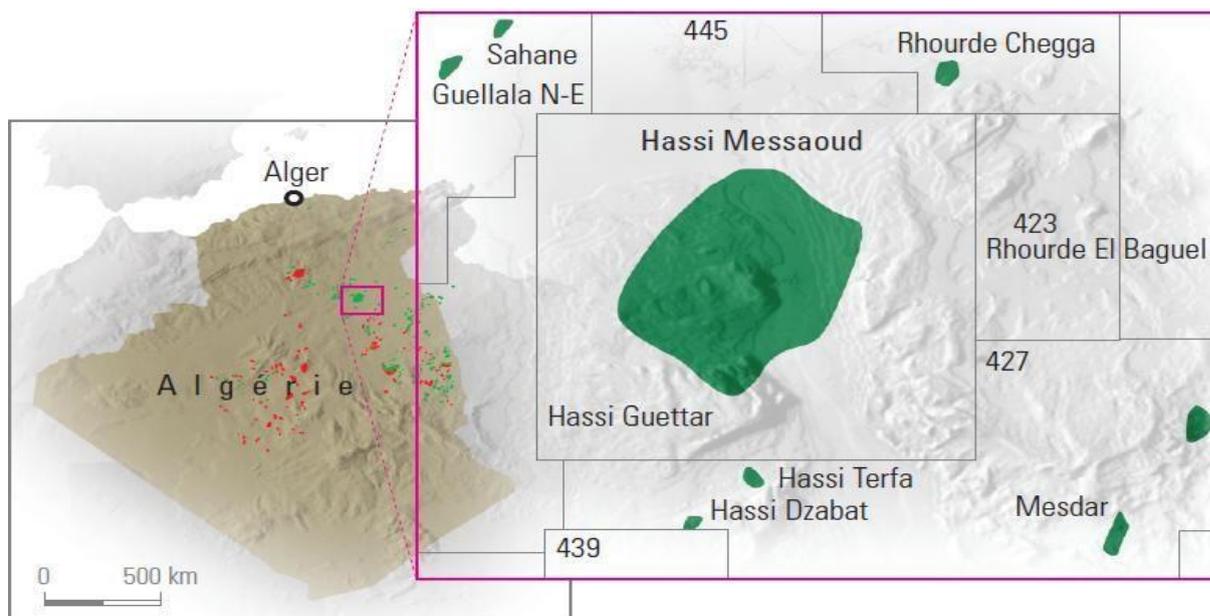


Figure III-2 : Les principaux gisements dans la région de Hassi Massoud [14].

### III.2 Présentation du puits HTFN2

Le puits HTFN2, foré le 11/05/2015 en tant que puits vertical producteur de pétrole, situé dans la zone HZP-HASSI TARFA, a été complété avec un tubage de 4"1/2 et un LCP de 4"1/2 jusqu'à 3700 m / TR.

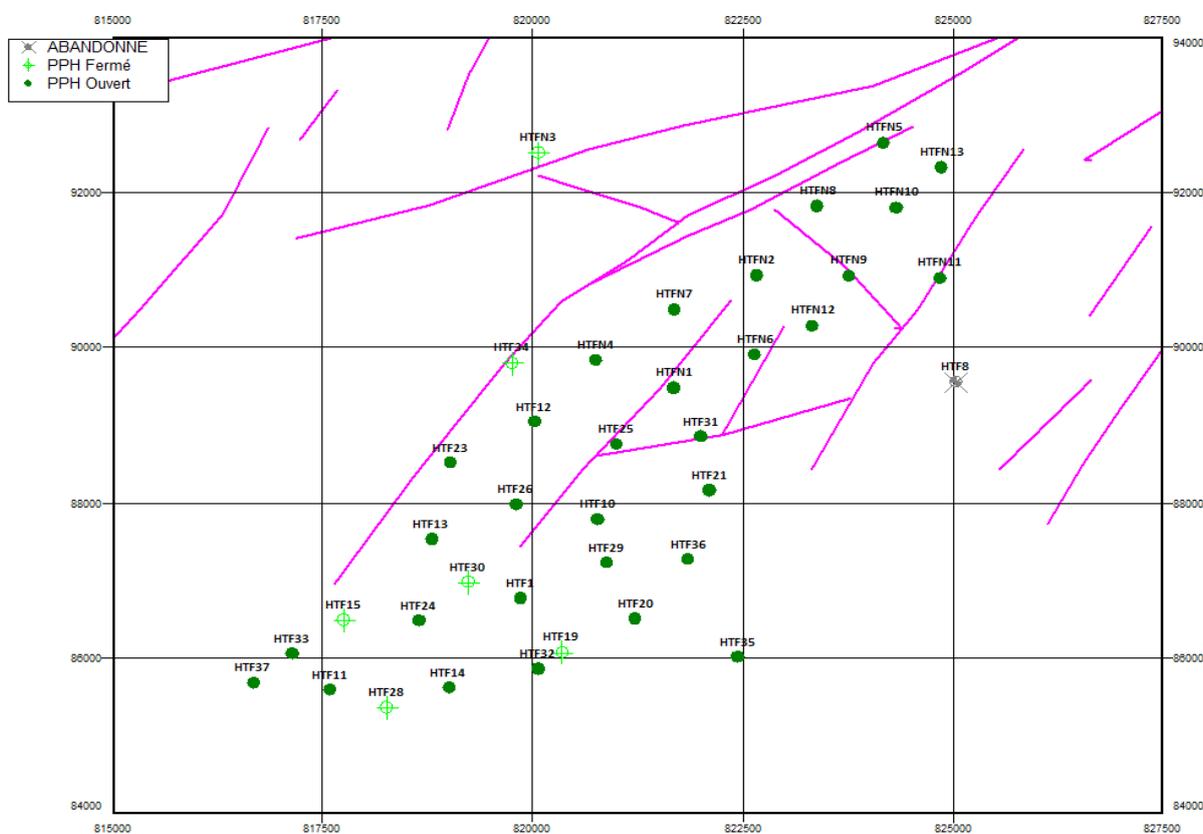


Figure III-3: Carte de localisation du puits HTFN2.

### III.3 Critère de choix du puits HTFN2

Le HTFN2 est un puits producteur de pétrole, il est situé dans la zone HZP qui est connue par les problèmes des asphaltènes.

Après une fracturation hydraulique effectuée en juin 2022 sans aucun problème d'exploitation et d'incidents, mais le puits n'a pas pu améliorer ou même restaurer sa productivité initiale, et les polymères résiduels du système de fluide fracturé sont suspectés d'être piégés et reliés aux pores et aux fractures en raison de la densité de formation et de l'épuisement du réservoir.

### III.4 Historique du puits HTFN2

Le puits HTFN2, foré le 11/05/2015 en tant que puits vertical producteur de pétrole, situé dans la zone HZP-HASSI TARFA, a été complété avec un tubage de 4"1/2 et un LCP de 4"1/2 jusqu'à 3700 m / TR.

Plusieurs bailers ont été exécutés et ont réussi à obtenir des échantillons de trous inférieurs. Les résultats de l'analyse en laboratoire sont présentés dans le tableau ci-dessous :

**Tableau III-1:** résultat d'analyse en laboratoire.

PUITS	Date Echantillonnage	Lieu d'échantillonnage(cote)	Résultats
HTFN2	05/03/2017	2316m	99% asphaltènes. Reste sels. D'autres tests En cours
HTFN2	21/04/2017	2386m	85 %Asphaltènes12% paraffines 2,33% Sels,0,6% oxydes de fer,
HTFN2	22/08/2017	2376m	80% asphaltene, 10% Sels (NaCl) , reste : grès de formation
HTFN2	27/08/2019	3650m	2,33% Sels (NaCl)+54,34% Asphaltènes +38,66% paraffine+Reste: Argile

Les dernières interventions effectuées au puits sont les suivantes :

29/03/2018: Nettoyage par Reformat.

07/05/2019: Nettoyage par Reformat Xylène.

04/12/2021: Nettoyage par Reformat Xylène.

29/06/2022 : fracturation hydraulique.

### III.5 Déroulement de l'opération de fracturation hydraulique

#### III.5.1 Tests d'injection

Le puits avait une pression de 57 psi à la tête de puits lorsqu'il a été ouvert. Ensuite, remplir le puits avec 7 056 gallons d'eau traitée et établir l'injectivité du fluide dans les perforations avec 6 363 gallons d'eau traitée, puis passer au pompage de reformat, le volume pompé est de 7 121 gallons et le déplacement de reformat avec l'eau traitée. Un test d'injection a été établi avec un volume total d'eau traitée de 9 870 bbl avec un débit maximal de 24,1 bpm.

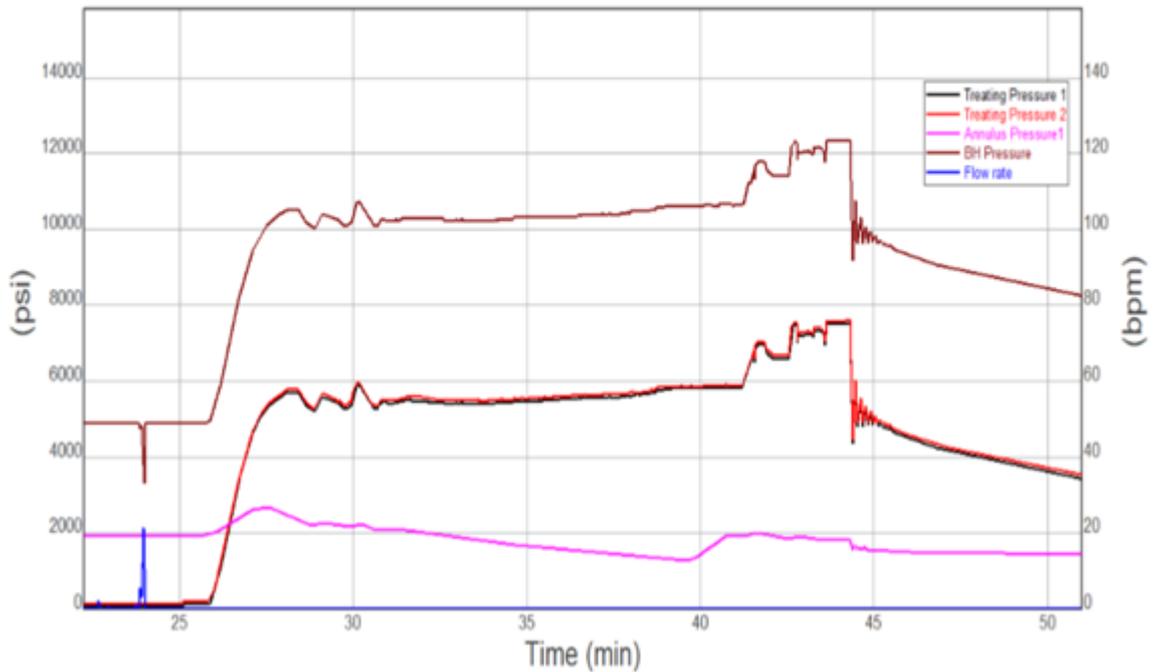


Fig III-4: test d'injection avec l'eau traitée.

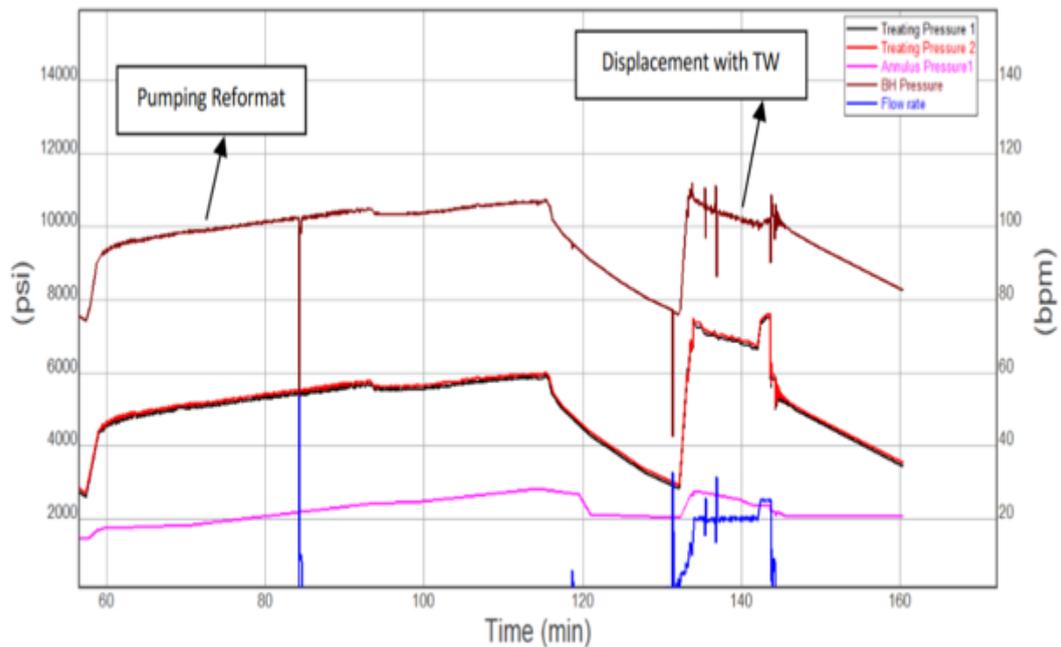


Fig III-5: déplacement de reformat avec l'eau traitée.

### III.5.2 Le mini frac (pressure match)

Le but du Mini Frac est de fournir la meilleure information possible sur la formation, avant le pompage du traitement principal.

### Chapitre III: Programme de nettoyage par l'eau traitée, reformat et EZclean (puits HTFN 2)

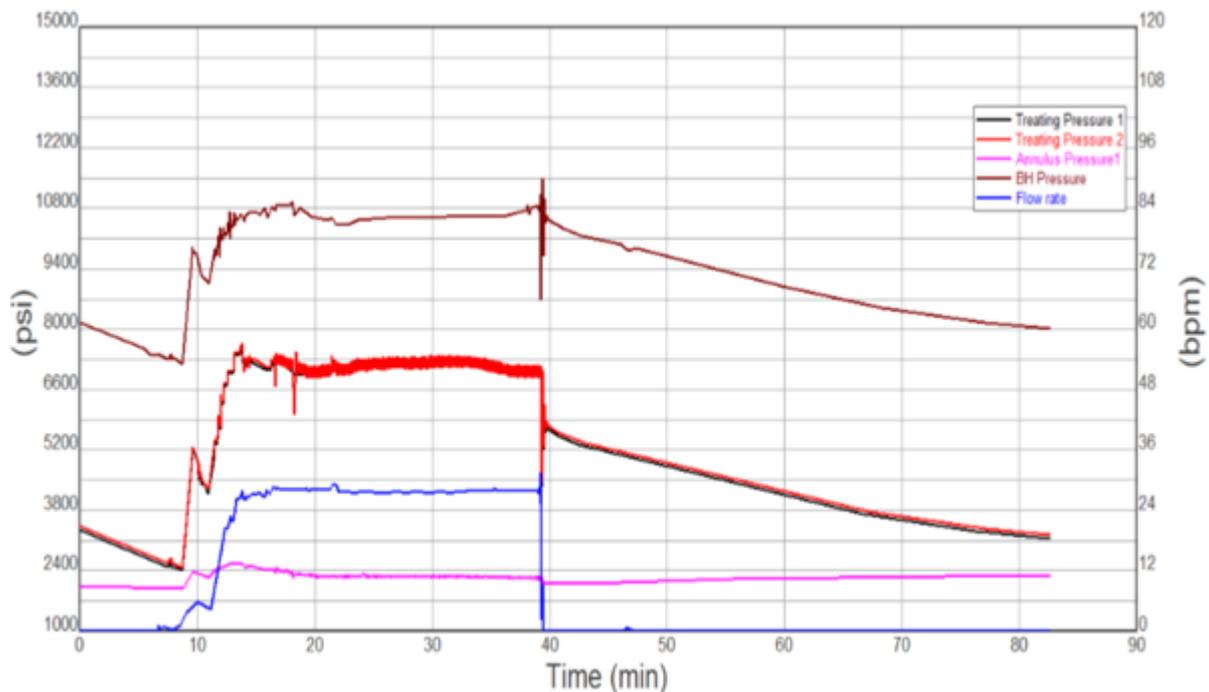
Les entrées pour le simulateur de fracturation ont été dérivées de diverses sources. La contrainte de fermeture dans l'intervalle de fracture, ou contrainte horizontale minimale, a été calibrée à la pression de fermeture dérivée de l'analyse du mini frac, et les couches de confinement ont été attribuées des valeurs typiques de contrainte en fonction de la teneur relative en argile de la lithologie.

Les principales entrées pour le simulateur sont résumées ci-dessous :

**Tableau III-2:** les entrées de modèle de fracture.

Gradient de contrainte, psi/ft	0.9
Module de Young, $\text{psi} \times 10^6$	8.6
Coefficient de Poisson	0.29
Coefficient de perte totale. Cr.ft/min/2	0.0052
Perte initiale, gal/ft <sup>2</sup>	0.005

Le simulateur de fracture utilisé pour la correspondance de pression (pressure match) était le modèle de Meyer. La pression au fond du trou dérivée des données enregistrées a été mise en correspondance avec celle prédite par le simulateur, comme le montre le graphique suivant :

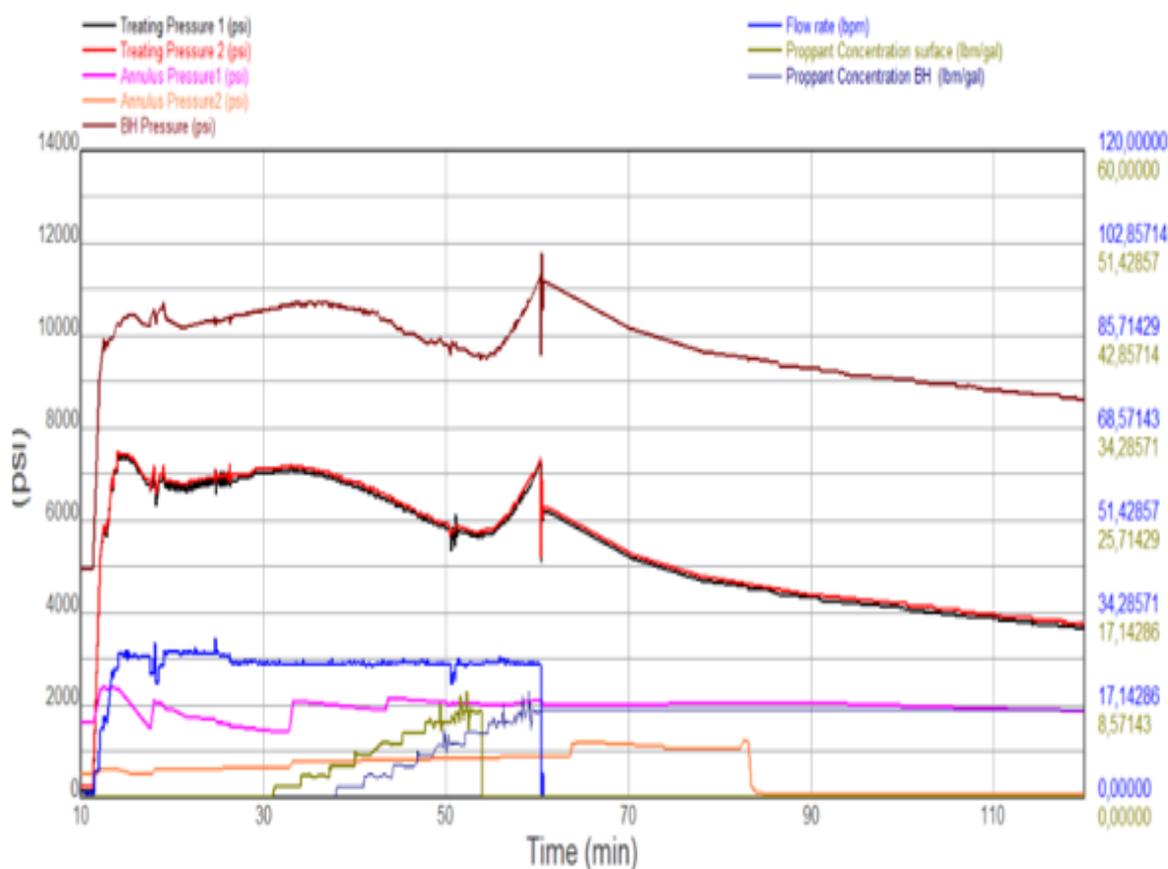


**Fig III-6:** test mini frac.

- La pression d'arrêt instantanée au fond du trou (ISIP) est de 10 609 psi. Cela correspond à un gradient de fracture de 0,970 psi/pied.
- La dernière pression de pompage au fond du trou était de 10 788 psi.

- La friction totale estimée au fond du trou avec de l'eau traitée à un débit de pompage de 28 bpm était de 179 psi.
- La pression d'arrêt instantanée en surface (ISIP) est de 5 820 psi. La dernière pression de pompage en surface était de 7 147 psi.
- La friction totale estimée avec du gel linéaire de 35# à un débit de pompage de 28 bpm était de 1 327 psi.
- Friction dans la tubulure : friction totale - friction totale au fond du trou = 1 148 psi.

### III.5.3 Main frac



**Fig III-7:** test main frac.

Une tendance de pression relativement constante est observée tout au long des phases de pré-gel et de début d'injection de sable. Une augmentation de la pression au fond du trou est évidente lorsque le sable de 7 à 8 ppa entre dans les perforations. La pression au fond du trou continue d'augmenter jusqu'à l'arrêt. Le traitement a été pompé conformément au calendrier de conception.

La pression d'arrêt instantanée au fond du trou (ISIP) est de 11 200 psi. Il s'agit d'une augmentation de 591 psi par rapport à celle enregistrée après le mini frac.

III.5.4 Log de température

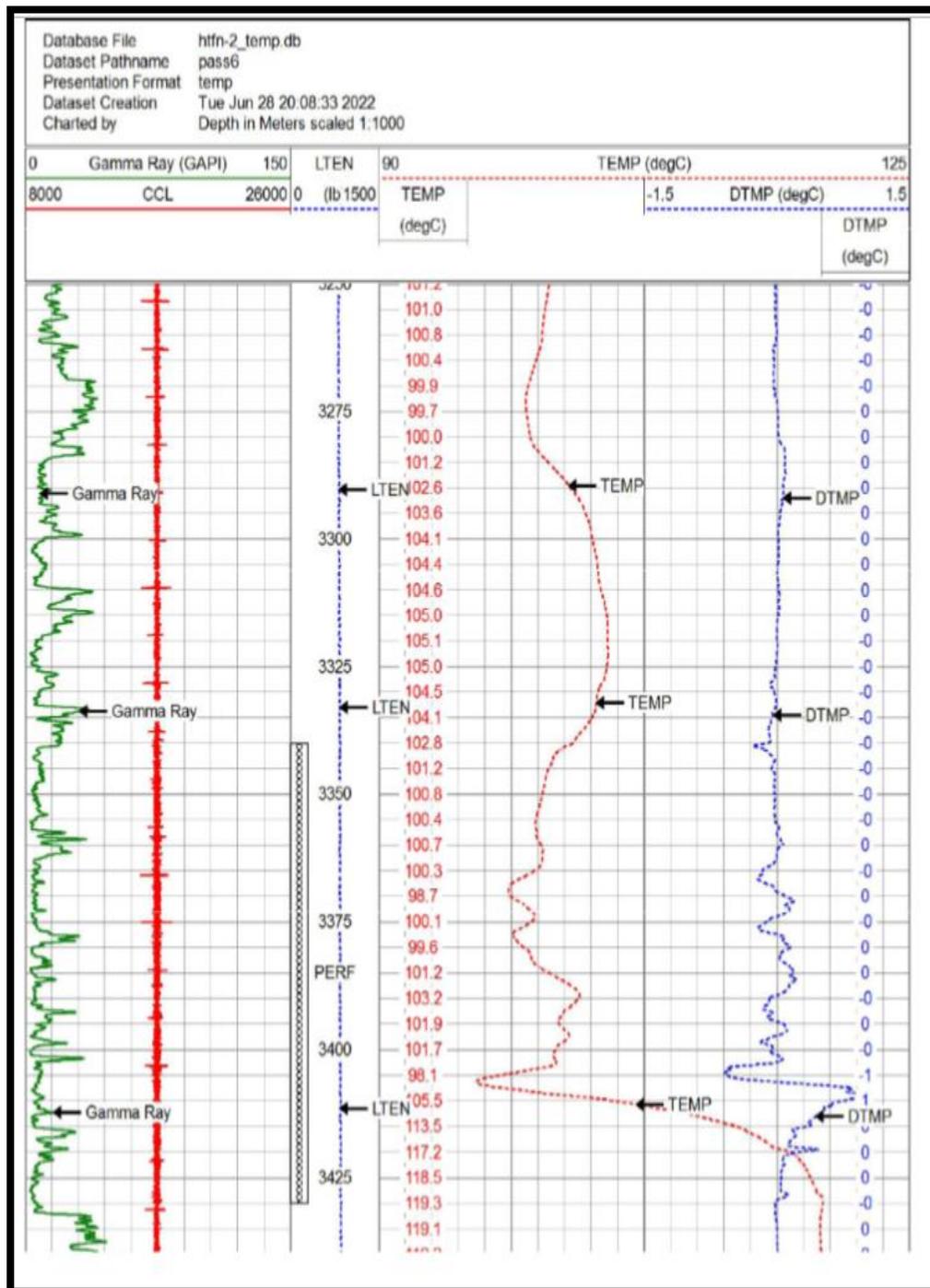


Fig III-8 : log de température.

Le log de température est effectué environ de quatre heures après l'opération de fracturation hydraulique et indique que la propagation de la fracture s'est produite sur le long de l'intervalle des perforations (la zone cibles), soit de 3333m à 3412 m (indique la longueur et la profondeur de la fracture).

### III.6 Les tests de jaugeage avant et après la fracturation

#### III.6.1 Les tests de jaugeage avant la fracturation

Tableau III-3 : les tests de jaugeage avant la fracturation.

Date Mesure	Dia m. Dus e (m m)	Unité Sépar.	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Temp Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observation s
			Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar.			Réc upé rée	Inject ée	
<a href="#">31/01/2022</a>	9	1440	2.87	275.67	96	26.68	10.26	10.16	19	.4846	0		-----
<a href="#">14/04/2022</a>	9	1440	2.01	165.72	82	18.32	10.11	10.05	26	.4756	0		-----

A partir des résultats des tests, nous remarquons une baisse de la valeur du débit d'huile à partir de 2.87 m<sup>3</sup>/h jusqu'à 2.01 m<sup>3</sup>/h et une chute de pression de tête à partir de 26.68 kg/cm<sup>2</sup> jusqu'à 18.32 kg/cm<sup>2</sup> presque dans un période de 3 mois. Ces résultats indiquent un endommagement dans la formation (dans ce cas l'endommagement est dû à cause des dépôts d'asphaltènes).

#### III.6.2 Les tests de jaugeage après fracturation

Après la fracturation hydraulique effectuée en juin 2022 sans aucun problème d'opération ni incident, le puits n'a pas pu améliorer ni même restaurer sa productivité initiale. On soupçonne que les polymères résiduels du système de fluide de fracturation soient piégés et aient obstrué les pores et les fractures. La figure ci-dessous montre les résidus de gel après la dégradation de fluide de fracturation :

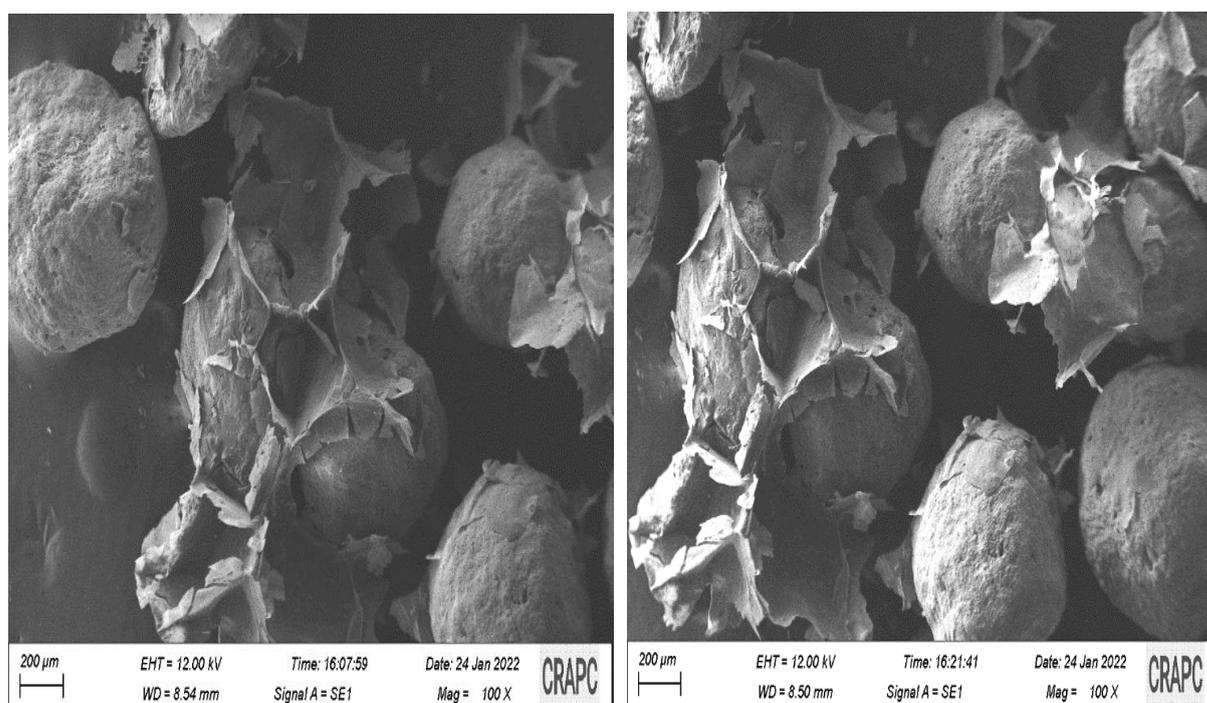


Fig III-9: les résidus de gel [13].

## Chapitre III: Programme de nettoyage par l'eau traitée, reformat et EZclean (puits HTFN 2)

La pression de tête du puits est devenue nul 0 psi (pt=0) alors la fermeture du puits.

### III.7 EZ clean et le test d'émulsion

#### III.7.1 Introduction

Un échantillon de pétrole brut provenant de HTFN2 a été confié à BJSP Engineering pour un test de compatibilité dans notre laboratoire entre le système EZ Clean (produit du système BJSP) et le Pur Reformat / échantillon de pétrole afin de déterminer la conception du travail.



Fig III-10: Échantillon de pétrole brut provenant de HTFN2.

#### III.7.2 Définition du système EZclean

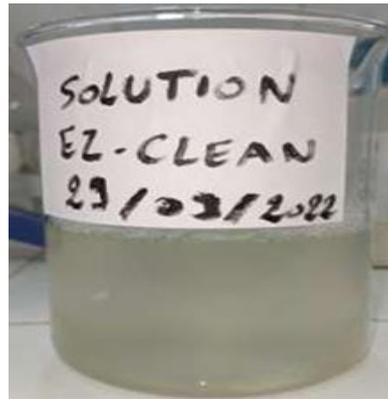
C'est une Bioenzyme catalysent la décomposition des résidus organiques en rompant les liaisons chimiques, Les résidus sont décomposés en molécules plus petites pour faciliter l'élimination et le nettoyage.

#### III.7.3 Conception des fluides de système EZ clean

Le système EZclean est composé d'un mélange d'eau douce, des agents moussant et séquestrant, tampon de PH, enzyme, stabilisateur d'argile, non émulsifiant et surfactant comme indiqué dans le tableau ci-dessous et la solution finale est montrée sur la figure III- .

Tableau III-4 : Conception des fluides de système EZ clean.

Additif	Description	par	m3
Eau douce	Eau douce	983	Lts
FAW-25	Agent moussant	5	Lts
Ferrotrol 900	Agent séquestrant	2.4	kgs
Fumaric Acid	Tampon de PH	0.6	kgs
GBW-12CD	Enzyme	3	Lts
Clay treat-3C	Stabilisateur d'argile	1	Lts
Inflo-102	Surfactant	5	Lts
NE-118	Non émulsifiant	1	Lts



**Fig III-11 :** Solution EZ Clean (Laboratoire).

**III.7.4 Les données de test d'émulsion entre EZ clean et le pétrole**

Les tests ont été effectués à 80 °c et les résultats sont présentés comme suite :

**Tableau III-5 :** Les données de test 1.

Real Mix Vol (cc)	Mixture									
	Ratio		Volume (cc)		2 minutes		5 minutes		10 minutes	
	huile	EZC	Huile	EZC	Vol EZC (cc)	%	Vol EZC (cc)	%	Vol EZC (cc)	%
200	75	25	150	50	40	80	45	90	50	100
200	50	50	100	100	90	90	100	100	100	100
200	25	75	50	150	140	93	145	96	150	100



**Fig III-12 :** test d'émulsion entre EZC et pétrole brut.

**Observations :**

100cc EZC + 100cc pétrole brut (totale séparation après 10min).

### Chapitre III: Programme de nettoyage par l'eau traitée, reformat et EZclean (puits HTFN 2)

50cc EZC +150cc pétrole brut (totale séparation après 10 min).

150cc EZC +50cc pétrole brut (totale séparation après 10min).

Après un temps de 10 minutes, nous avons obtenu une séparation totale (100%), une bonne séparation, pas d'émulsion, il y a une compatibilité entre l'échantillon d'huile et le système BJSP EZ Clean.

#### III.7.5 Système Reformat Pur (solvant aromatique)

**Tableau III-6:** les données de test 2.

Real Mix Vol (cc)	Mixture				2 minutes		5 minutes		10 minutes	
	Ratio		Volume(cc)		Volacid (cc)	%	Vol acid(cc)	%	Volacid (cc)	%
	Ref	EZC	Ref	EZC						
200	75	25	150	50	45	90	48	96	50	100
200	50	50	100	100	92	92	100	100	100	100
200	25	75	50	150	140	94	145	97	150	100



**Fig III-13 :** test d'émulsion entre reformat et EZC.

#### Observations:

100cc EZC + 100cc reformat (Total separation after 10min).

50 cc EZC+ 150cc reformat (Total separation after 10min).

150 EZC + 50cc reformat (Total separation after 10min).

## Chapitre III: Programme de nettoyage par l'eau traitée, reformat et EZclean (puits HTFN 2)

Après un temps de 10 minutes, nous avons obtenu une séparation totale (100%) pour différentes proportions, une bonne séparation, pas d'émulsion, et il y a une compatibilité entre Reformat et le système BJSP EZ Clean.



**Fig III-14:** Test refait pour (50/50) échantillon d'huile/Reformat et EZ Clean après 2min, 5min et 10min.

### Observation :

Partiale séparation après 2min et totale séparation après 5min et 10min dans le test refait pour (50/50) huile-EZclean et reformat-EZclean.

## III.8 Déroulement de l'opération de traitement par l'eau traité, reformat et EZclean

### III.8.1 Les équipements et les produits exigences

#### ➤ Les équipements :

Les équipements utilisés sont :

- Une unité de coiled tubing, avec un outil de jetage élevé (high jetting Tools).
- Une unité de pompage à haute pression.
- Un (01) convertisseur d'azote à haute pression.
- Trois (03) réservoirs pour le transport du produit.

#### ➤ Les Produits :

- 27 m3 d'eau traitée mélangée avec 3 % NH4 CL (For cleaning).
- 27 m3 d'huile morte (Dead oil) pour le remplissage.
- 27 m3 Reformat (for cleaning and squeeze).
- 14 m3 EZ-Clean G (For squeeze).
- 12 m3 d'azote liquide.

### III.8.2 Procédure de travail

#### ➤ Jour 1 : Nettoyage par l'eau traitée et Reformat

1. Vérifiez bien la tête et les connexions de surface ainsi que la ligne de torche.
2. Spot et rig-up coiled tubing, unité de pompage à haute pression, unité N2 et les réservoirs pour mélanger les produits chimiques.
3. Remplir toutes les lignes de traitement & CT avec de l'eau traitée. Test de pression toutes les lignes, y compris la vanne maitresse, à 5000 psi pendant 15 min.
4. Ouvrez le puits jusqu'à la ligne de torche et commencez RIH CT avec l'outil de jetting à haute pression, tout en pompant de l'eau traitée nitrifiée à (0.5 bpm + 300 scfm) Jusqu'au sommet de la distance cible à 3334 m. Augmentez la vitesse de la pompe si vous trouvez une restriction dans le puits.
5. Une fois CT à une profondeur de 3420 m (perf inférieur), commencer à nettoyer le puits en pompant des liquides nitrifiés à travers le coiled tubing jusqu'au sommet du perf de 3334 m et se concentrer sur le lavage de l'intervalle de perforation (3334 m – 3420 m) en réciproquant de haut en bas en utilisant le jetting à haute pression tout en pompant les liquides de nettoyage comme suit :

**Tableau III-7:** Programme de pompage.

depuis	Jusqu'à	Longueur de l'intervalle (m)	System	Volume (m <sup>3</sup> )	Débit de N2 (l/min)
3420	3334	86	Reformate nitrifié	4	15-20
3334	3420	86	Eau traitée	3	15-20

6. CT @ TD, arrêtez les liquides et continuez à pomper N2 tout en prenant le CT à kick of point.
7. Une fois que la CT atteint la profondeur de 2500 m, poursuivre le pompage de l'azote pour s'assurer que tous les liquides traités sont récupérés à la ligne de torche, confirmé avec l'observation de retour sur la ligne de torche.
8. Retirez le coiled tubing à la surface. Préparez-vous pour le traitement de la matrice.

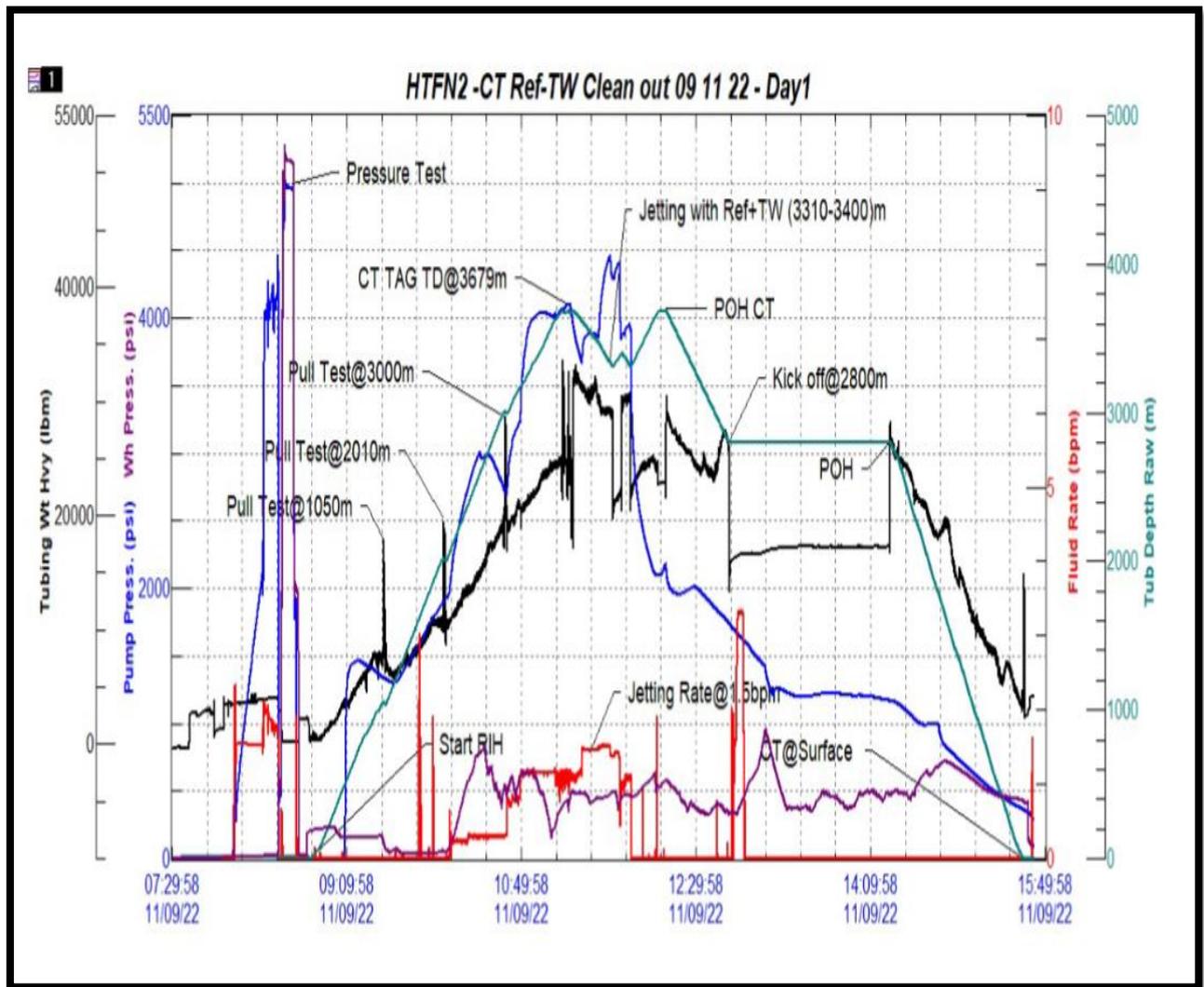


Fig III-15: déroulement de l'opération-1<sup>ère</sup> jour.

➤ **Jour 2 : Traitement de la matrice avec Reformat et EZclean**

1. Effectuer l'essai de pression de la pile de CT et de toutes les lignes, y compris la vanne maitresse à 5000 psi pendant 15 min et de vérifier la valve à 2000 psi pendant 10 min.
2. Appuyez sur l'annulus entre: 4''1/2 x 7'' à 50 bars et 7'' x 9''5/8 à 30 bars. Confirmez-vous qu'il n'y a pas de communication annulus.
3. Ouvrez le puits jusqu'à la ligne de torche et commencez RIH CT avec une broche standard, tout en circulant l'eau traitée à une vitesse faible de 0,5 bpm à TD 3700 m.
4. CT à TD, commencé à remplir le puits avec 24 m3 d'huile morte (Dead oil).
5. Passez à 10 m3 Reformat. Une fois l'huile morte à son retour, fermer le puits et commencer la pression (squeeze) à la vitesse maximale tout en déplaçant CT vers le bas et vers le haut le long de la section perforée (3334 m-3460 m) comme suit :
  - a. 10 m3 Reformat
  - b. 14 m3 EZ-Clean

## Chapitre III: Programme de nettoyage par l'eau traitée, reformat et EZclean (puits HTFN 2)

- Déplacer le volume CT avec de l'eau traitée. Une fois le volume de l'EZ-Clean hors du broyeur, garder le puits retour fermé et lancer POOH le CT à la surface.
- CT sur la surface, équipement de rig-down. Laisser le traitement mouiller (soaking) pendant la nuit.

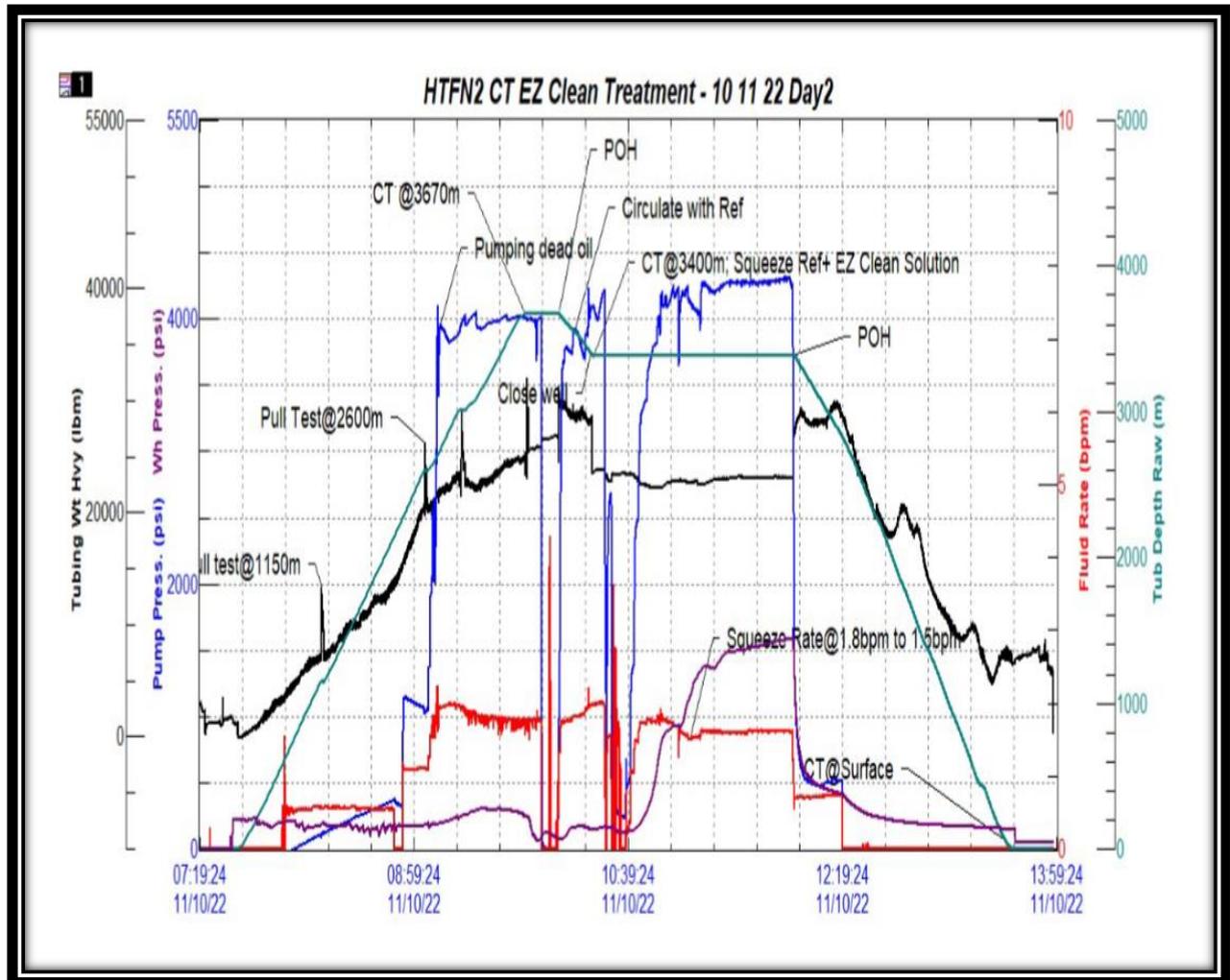


Fig III-16:déroulement de l'opération –jour2.

### ➤ Jour 3: CT N2 Kick Off

- Ouvrir le puits le lendemain à la ligne de flamme et observer le débit du puits.
- Exécution CT pompage de l'azote pour décharger les résidus dissous et lancer le puits.
- Une fois que le débit du puits est stabilisé, tirer le CT à la surface.
- Dégager tout l'équipement et mettre le puits de retour à la production.

### III.9 Les tests de jaugeage avant et après la fracturation ainsi après le traitement avec EZclean

La figure (III-17) suivante montre une baisse du débit d'huile à partir du 31/01/2022 où il était de 2,87 m<sup>3</sup>/h jusqu'au 2.01 m<sup>3</sup>/h dans 14/04/2022. Nous avons effectué une opération de fracturation hydraulique pour augmenter la productivité et éliminer les endommagements, mais

### Chapitre III: Programme de nettoyage par l'eau traitée, reformat et EZclean (puits HTFN 2)

après la fin de l'opération, le débit a chuté brusquement à 0 m<sup>3</sup>/h. Quelques mois plus tard, exactement le 29/11/2022, certains ingénieurs ont proposé un traitement par L'eau traitée, reformat et EZ clean (proposé par l'entreprise de BJSP) et après cette opération le débit est devenu 2,48 m<sup>3</sup>/h.

Le tableau ci-dessous montre les résultats de test de jaugeage après le traitement par EZclean :

**Tableau III-8:** test de jaugeage après traitement par EZclean.

Date de Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Temp. Huile (°C)	K Psi
			Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar.		
<a href="#">29/11/2022</a>	9	-	2.48	352.63	142	21.3	10.8		24	.4485

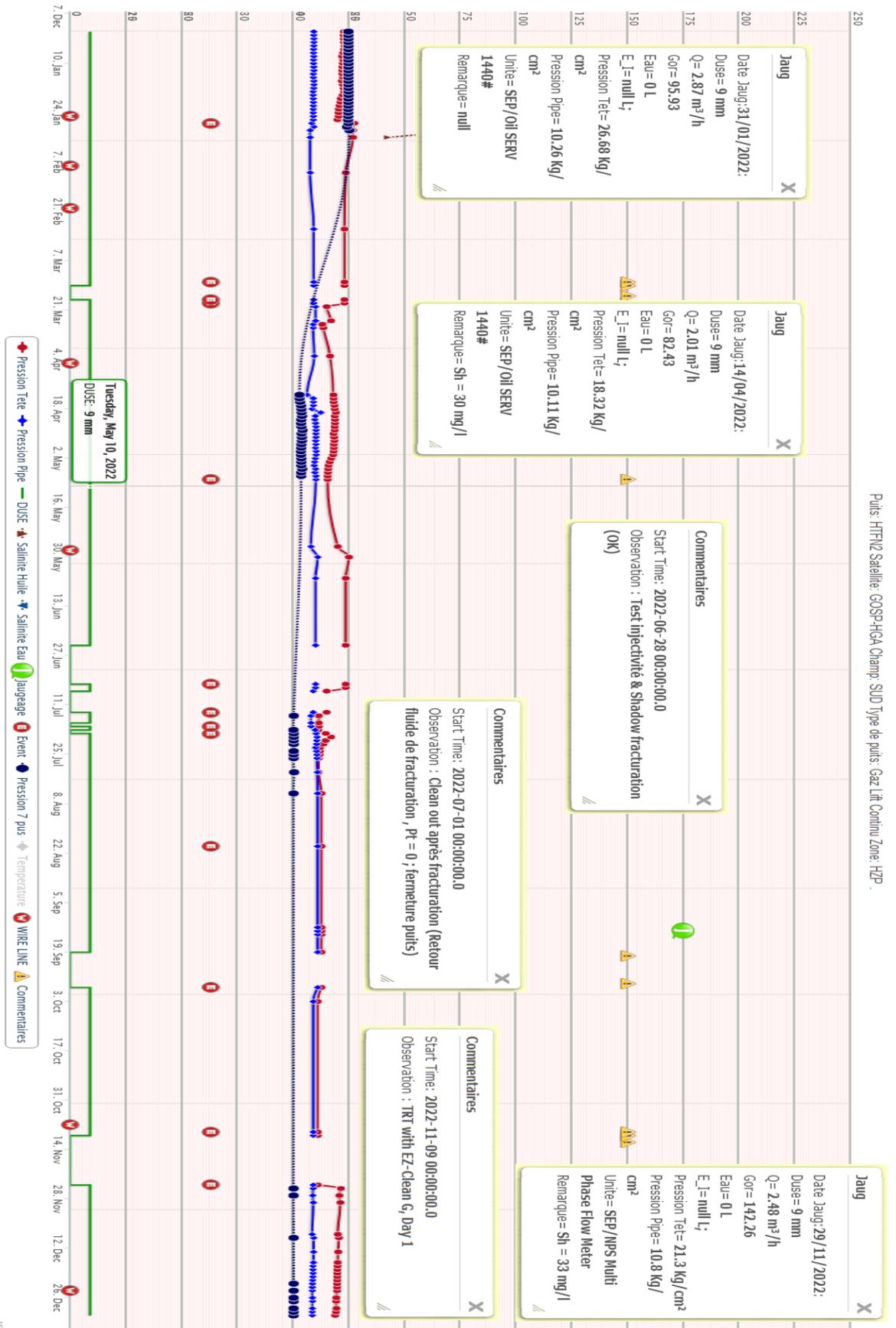


Fig III-17 : les tests de jaugeage.

# Conclusion Générale

Les résidus des polymères laissés après l'utilisation de fluide de fracturation est une problématique critique dans l'industrie pétrolière et gazière, en raison des impacts potentiels sur la productivité et l'exploitation maximale de réservoir. EZ Clean, en tant que solution de nettoyage chimique, offre une approche prometteuse pour résoudre ces défis.

EZ Clean démontre une efficacité remarquable dans la dissolution et l'élimination des dépôts tenaces formés par les fluides de fracturation. Ces dépôts peuvent obstruer et empêcher l'écoulement des fluides dans le réservoir, donc ça cause la réduction de la productivité des puits. L'utilisation d'EZ Clean permet de restaurer la capacité de production en éliminant ces obstructions de manière efficace.

EZ Clean se distingue également par sa facilité d'application et L'un des avantages notables d'EZ Clean est son profil environnemental favorable, Cette solution chimique est conçue pour minimiser les impacts environnementaux, réduisant ainsi les risques de contamination des sols et des nappes phréatiques.

EZclean est une nouvelle solution est en cours d'essai et d'étude a montré excellents résultats lors de la première utilisation en 2022 dans le champ Hassi Messaoud.

D'après les tests de jaugeage de puits HTFN2, le débit d'huile avant la fracturation hydraulique est 2.01 (m<sup>3</sup>/h) et après l'opération de fracturation le débit devient nul 0 (m<sup>3</sup>/h) et après le traitement par EZclean on observe un débit de 2.48 (m<sup>3</sup>/h), à travers ces résultats nous pouvons constater l'efficacité de ce traitement pour augmenter la productivité du puits.

# Recommandations

Pour le bon déroulement d'une opération de traitement d'endommagement lié au fluide de fracturation par système EZ clean dans le champ de HMD, certaines recommandations sont à prendre en compte en sachant :

- Vérifier que l'endommagement est dû à des résidus polymérique liés à fluide de fracturation et assure que l'EZclean est la solution approprié pour cette traitement ;
- Effectuer un test d'émulsion entre les solutions utilisées et le pétrole brut, aussi effectuer un Nettoyage de puits par l'eau traitée et Reformat si le puits est endommagé par des asphaltènes.
- Laisser la solution agir pendant la durée recommandée par l'ingénieure pour assurer la dissolution complète des résidus. Un temps de contact insuffisant peut réduire l'efficacité du traitement.

En suivant ces recommandations, on peut garantir une utilisation optimale d'EZ Clean pour le traitement des résidus de fluides de fracturation, assurant ainsi une efficacité maximale, une sécurité accrue, et une conformité environnementale.

# Références bibliographiques

- [1] ZOBIRI YOUSEF "Généralité sur l'endommagement", cours IAP/HMD.
- [2] MEDDOUR DIHIA, « Traitement matriciel par acidification, champ RAHLET-EL-AOUDA ».mémoire de master, UNIV Ouargla-Algeria, 2018.
- [3] Larry W. Lake, petroleum engineering handbook, «Volume IV production operations engineering,» © Copyright 2007 Society of Petroleum Engineers (SPE), U. Of Texas at Austin.
- [4] BOUKAZZOULA ANIS, ABBACH RAYANE, “Study of the Efficiency of Multistage Fracturing Using Broadband Sequence Technology North Africa – Algeria Case” mémoire de master, UNIV Ouargla-algeria,2022.
- [5] DR.A K Pandey DGM(Chemistry), WELL STIMULATION TECHNIQUES, WORKSHOP ON TECHNOLOGY IMPERATIVES FOR EXPLORATION AND PRODUCTION OF OIL & GAS (21-24 Décembre), SIVASAGAR.
- [6] MICHAEL J. ECONOMIDES, KENNETH G.NOLTE, Reservoir Stimulation, Third Edition, Schlumberger 2000, WILEY, England.
- [7] ZOBIRI YOUSEF : "la fracturation hydraulique", cours IAP/HMD
- [8] MICHAEL J.ECONOMIDES, TONY MARTIN:” Modern fracturing enhancing naturel gas production”, 2007.
- [9] HOUARI IMENE, ZENKAH CHEHRA, « Evaluation De L'opération De Fracturation Hydraulique Au Niveau Du Champ HMD (puits Htfn-11) », mémoire de master, UKMO-Algeria, 2020.
- [10] AOULI SALIM, AMZIANE KARIM, « Design et évaluation d'une fracturation hydraulique par la méthode HiWAY sur le puits MLC-2 du champ MLN – HASSI BERKINE », thèse de master, UMBB- Algeria, 2017.
- [11] Schlumberger Dowell, FRACTURING ENGINEERING MANUAL Fracture Modeling, may 1998.
- [12] SEID SOUHEIB ET ABD EL AZIZ MAROUA, « Étude de l'influence des VES et nanoparticules sur la conductivité du proppants après la fracturation hydraulique » mémoire de master, UKMO-Algeria ,2019/2020.
- [13] ALI SEYFEDDINE GUENAOUI, « Etude expérimentale des facteurs affectant la perméabilité des agents de soutènement en fracturation hydraulique dans un réservoir pétrolier », Thèse de doctorat, UKMO-Algeria, 2021/2022.

- [14] HACINI TAQIYEDDINE, BERAKNA MOHAMED, «Mises au point sur les forages infructueux dans le gisement de HASSI-TERFA »thèse de magister, E.N.P El-Harrach, 2011/2012.
- [15] Fliti Fathi, «EVALUATION D'UNE OPERATION DE FRACTURATION HYDRAULIQUE PUITTS TML03 TFT », thèse de master, UMBB- Algeria, 2020.

# Annexe

## 1. Schéma de puits :

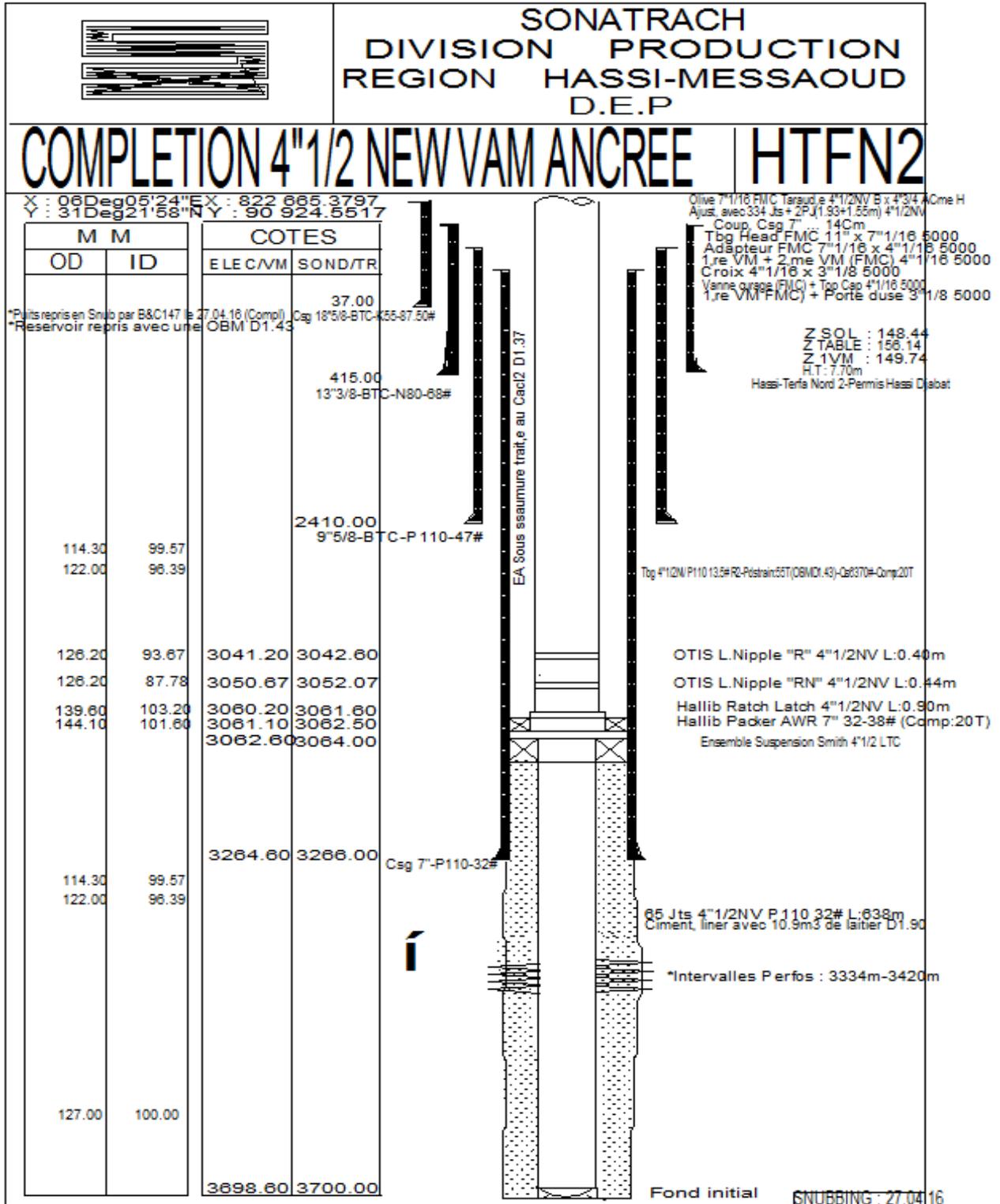


Fig 1 : schéma de puits HTFN2.

**2. Rapport de traitement :**

**tableau1 : rapport de traitement.**

Well Name				Remarks
Zone Code				
Sonatrach Supervisor				
Service Company				
Completion	Slotted Liner • Cemented Liner •	Size		
	Tubing Size	CCE : Yes • No •	Size	
Rig Up	Equipment	Coiled Tubing Unit	Yes • No •	
		Pump Unit	Yes • No •	
		Nitrogen Unit	Yes • No •	
		Others	Yes • No •	
	Pressure Tests	Lines	Yes • No •	
		9 5/8" Annulus	Yes • No •	
		7" Annulus	Yes • No •	
TubeClean Stage	Date			
	WHP	Before kg/cm2	After kg/cm2	
	Well Flowing	Yes • No •	Yes • No •	
	Treatment	Reformat Wash	Yes • No •	
		TubeClean	Yes • No •	
		Treated Water	Yes • No •	
		Nitrified Fluids	Yes • No •	
	Quantities	Reformat Wash		m3
		TubeClean		m3
		Treated Water		m3
		Nitrogen		m3
		Others		m3
	Flow Back	Yes • No •		
	Matrix Treatment Stage	Date		
WHP		Before kg/cm2	After kg/cm2	
Well Flowing		Yes • No •	Yes • No •	
Treatment		Preflush	7.5% HCl	•
			Other	•
		Main Treatment	Mud Acid	•
			Reformat	•
		Overflush	7.5% HCl	•
			Other	•
		Nitrified Fluids	Yes • No •	
Diversion		Foam	Yes • No •	
		Other	No •	
Quantities		Preflush		m3
		Main Treatment		m3
		Overflush		m3
		Nitrogen		m3
Flow Back		All Fluids	Yes • No •	
		Partial Flow Back	Yes • No •	
		Kick Off Needed	Yes • No •	
Samples Taken	Yes • No •			

### 3. Historique de production de puits htn2 :

Tableau2 : historique de puits HTFN2.

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Densité		Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.	Huile	Gaz			Récupéré	Injectée
15/05/2016	12.7	600	18.06	4096.54	227	82.5	17	4.28	.799		35	0.4432	0	0
19/05/2016	9	600	11.4	1883.65	165	126.5	13	4.28	.791		33	0.5791	0	0
20/06/2016	9	600	10.23	1593.78	156	104.7	13	4.28	.791		32	0.5341	0	0
27/07/2016	9	-	9.86	1461.29	148	94.2	33	4.59	.793		30	0.4988	0	0
27/09/2016	9	600	8.67	1827.55	211	84	35	3.06	.797		31	0.5058	0	0
11/10/2016	9	1440	9.89	857.67	87	80.3	36.4	36.4	.786		36	0.4239	0	0
14/11/2016	9	1440	8.71	2534.72	291	78	34	6.42	.789		26	0.4676	0	0
30/11/2016	9	1440	12.23	1961.85	160	53	35	5.71	.79		29	0.2261	0	0
04/01/2017	9	-	7.61	1467.17	193	80	34.5	4.28	.797		13	0.5484	0	0
19/01/2017	9	-	12.63	2344.23	186	46.5	32	4.28	.812		30	0.1922	0	0
01/03/2017	9	600	5.32	1182.11	222	68	35	4.28	.799		31	0.6673	0	0
30/03/2017	9	Vx29	7.51	995.61	133	69.6	36.5	--	.802		28	0.4838	0	0
02/05/2017	9	-	7.15	903.99	126	74	35	4.5	.803		22	0.54	0	0
11/06/2017	9	600	7.1	1166.00	164	71.6	36	5	.794		29	0.5261	0	0
27/06/2017	9	600	7.06	1068.56	151	70	31.8	5	.783		35	0.5174	0	0
04/09/2017	9	600	6.66	1481.16	222	50	9.8	4.28	.801		37	0.3917	0	0
30/10/2017	9	-	7.1	849.91	120	66.8	40.7	4.28	.793		29	0.4908	0	0
03/01/2018	9	Vx29	6.68	880.23	132	61.3	45.6	--	.804		18	0.4787	0	0
26/03/2018	9	1440	5.58	856.88	153	58.5	45.5	5	.8		18	0.5333	0	0
22/05/2018	9	-	6.05	1072.12	177	54.3	42.5	--	.805		14	0.4549	0	0
19/06/2018	9	Vx29	6.33	1049.77	166	47.4	13.6	--	.792		33.4	0.391	0	0
08/09/2018	9	1440	5.51	971.60	176	46.4	12.4	4.28	.791		32	0.4396	0	0
27/10/2018	9	600	5.11	808.19	158	39.8	11	4.28	.798		33	0.4063	0	0
23/12/2018	9	Vx29	5.95	748.54	126	39	12.1	--	.798		19	0.3423	0	0
23/01/2019	9	Vx40	5.93	1009.19	170	42.8	11.6	--	.8		16	0.377	0	0
09/04/2019	9	1440	5.81	629.59	108	37.4	12.4	12.44	.786		30	0.3361	0	0
01/06/2019	9	-	4.77	854.27	179	34.7	13.3	--	.794		23	0.3797	0	0
12/08/2019	9	1440	5.14	577.43	112	34.1	12.6	--	.779		36	0.3462	0	0
06/10/2019	9	1440	4.75	779.35	164	32.6	10	4.49	.787		26	0.3583	0	0
27/10/2019	9	1440	4.49	501.56	112	32.3	11.1	11.22	.78		25	0.3751	0	0

04/01/2020	9	1440	3.58	449.92	126	26	8	3.57	.79		22	0.379 6	0	0
25/02/2020	9	1440	3.96	540.42	136	27.1	10.6	4.18	.792		25	0.357 1	0	0
04/05/2020	9	1440	3.93	423.21	108	28	9	4.08	.798		33	0.371 6	0	0
15/05/2020	9	1440	8.64	505.18	58	25.3	10.2	4.28	.801		35	0.152 9	0	0
27/05/2020	9	1440	3.15	290.77	92	22	11.5	3.87	.794		32	0.364 7	0	0
26/06/2020	9	1440	2.95	277.28	94	23	12	4.28	.786		31	0.406 4	0	0
30/09/2020	9	1440	2.72	396.38	146	20.6	11.4	--	.787		31	0.394 3	0	0
10/12/2020	9	1440	3.17	1056.6 4	333	22.3	10.5	3.45	.791		24	0.366 9	0	0
02/03/2021	9	1440	3.19	255.19	80	21.1	9.5	3.45	.8		17	0.344 8	0	0
11/07/2021	9	1440	3.11	365.86	118	20.1	11.4	11.36	.782		40	0.338	0	0
29/09/2021	9	1440	2.48	286.91	116	24.6	10.7	10.85	.778		28	0.517 6	0	0
16/11/2021	9	-	2.35	373.33	159	22.6	9.5	9.38	.8		19.1	0.501 6	0	0
20/01/2022	9	1440	2.45	200.09	82	22.5	9.9	9.8	.79		16	0.479 3	0	0
31/01/2022	9	1440	2.87	275.67	96	26.7	10.3	10.16	.789		19	0.484 6	0	0
14/04/2022	9	1440	2.01	165.72	82	18.3	10.1	10.05	.789		26	0.475 6	0	0

#### 4. Les équipements de fracturation hydraulique :

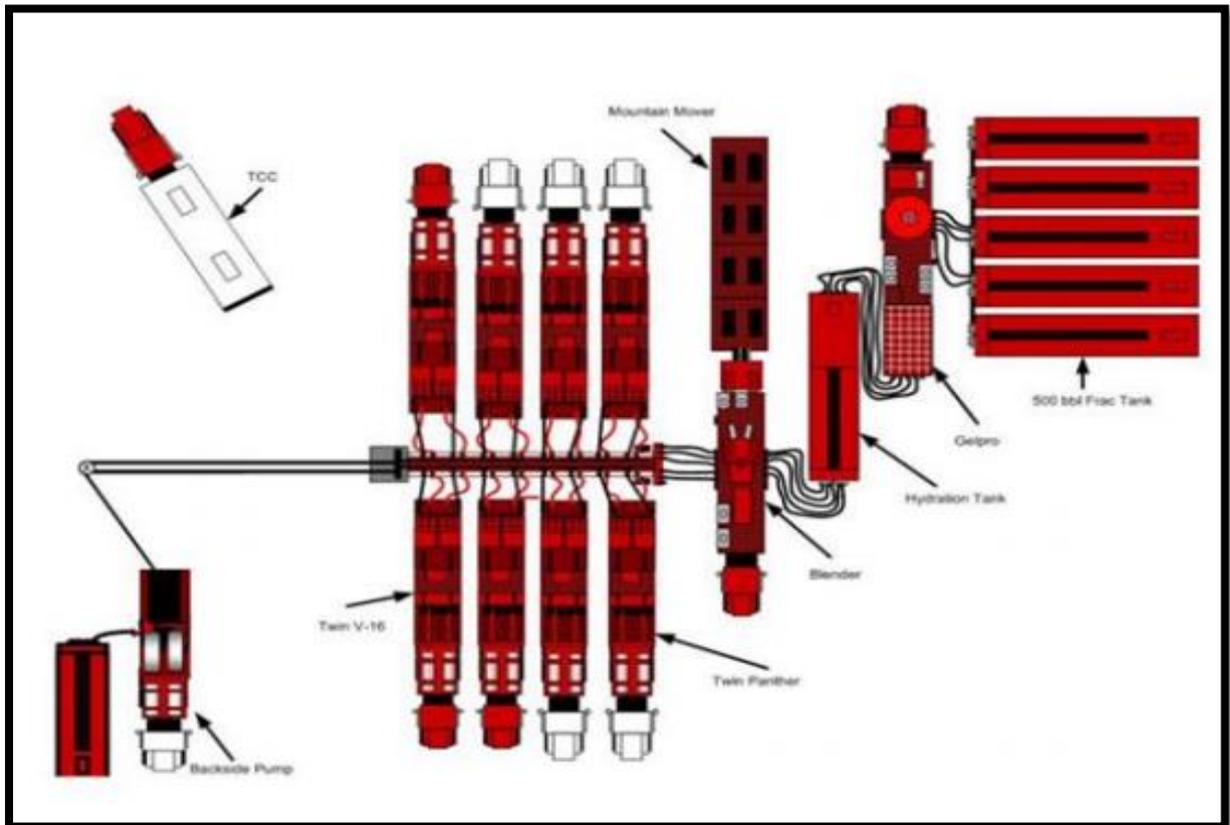


Fig 2 : Plan de position des équipements de fracturation hydraulique.