

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production

Présenté Par :

**BEN KADDOUR Med Abdessalem, DADENE Med Baha Eddine,
HABBI Ahmida**

-THEME-

**Etude et analyse des échecs de la fracturation
hydraulique des puits à faible pression de réservoir**

Soutenue publiquement le : 12/06 /2022

Devant le Jury :

Président	GHARIB Toufik	Univ. Kasdi Merbah Ouargla
Examineur	ARBAOUI Med Ali	Univ. Kasdi Merbah Ouargla
Encadreur	CHETTI Djamel Eddine	Univ. Kasdi Merbah Ouargla
Co-encadreur	RIGHI Youcef	Consultant BJSP

Année Universitaire 2021/2022

Remerciement

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

Nous exprimons toute notre gratitude à Mr CHETTI DJAMEL EDDINE pour la confiance qu'il nous a témoignée en acceptant de suivre ce thème, pour ses conseils, son sérieux et sa disponibilité.

Nous remercions les membres du jury de soutenance, M^r GHARIB TOUFIK et M^r ARBAOUI MOHAMED ALI d'avoir accepter d'examiner ce travail.

Nous tenons aussi à dire un grand merci pour M^r RIGHI YUCEF M^r RIGHI SALEH M^r RUDY CAESARIA KURNIAWAN et Mr BACHIR MHIFER pour tous leurs efforts et leurs encouragements fournis durant la réalisation de ce travail. Nous remercions aussi tous les enseignants, sans oublier l'équipe administrative du département de production des hydrocarbures de l'université d'Ouargla.

Enfin, nous remercions nos ami(e)s pour nous avoir soutenus et encouragés pendant toutes ces années.

Dédicace

Avec l'expression de ma reconnaissance, je dédie ce Mémoire :

*A mon très cher père
et A ma très chère mère*

Pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études, et quoi que je fasse ou que je dise, je ne saurai point vous remercier comme il se doit.

*A mes très chers frères Oussama, Abdenour et mes très chères sœurs
Amina, Meriem et marie.*

*Puisse Dieu vous donne santé, bonheur, courage et surtout réussite
dans votre vie.*

A tous mes oncles, mes tantes et mes cousines.

A toute ma famille BEN KADDOUR et KHEFFI

A mon binôme et ami et frère BAHA EDDINE.

ABDESSALEM

Dédicace

*Je dédie ce modeste travail accompagné d'un profond amour
A celle qui m'arrosé de tendresse et d'espoirs, à la source d'amour*

*..... **Ma mère***

*A mon support dans ma vie, qui m'appris ma supporté et ma dirigé
vers la gloire ... **Mon père***

*A l'âme de ma précieuse grand-mère immaculée, qui était comme
ma mère.*

*A mes chères frères Med Faiz, Akram Elhocine et mes chère sœurs
Djouhria, Bouchra et Hadil.*

A tous mes oncles et toutes mes tantes et mes cousins.

*A toute ma famille **DADENE** et **SID***

*A ceux qui m'ont soutenu spirituellement et intellectuellement mon
cheikh Mohamed Elazher Boughaba*

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

A toute personne qui a prié pour mon succès et mon bonheur.

Baha Eddine

Dédicace

Je dédie ce mémoire

À toutes la familles HABBI.

À tous nos collègues de promotion,

ET à tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à accomplir

Ce travail.

AMANDA

Résumé

La fracturation hydraulique, est une technique très employée dans l'industrie pétrolière pour améliorer la productivité des puits. Notre travail consiste à faire l'étude et l'analyse des échecs de la fracturation hydraulique. Plusieurs causes sont à l'origine de ce problème et notre travail est axé sur les gisements à faible pression de réservoir dans la région de Hassi Messaoud. L'analyse et l'interprétation des résultats obtenues ont permis de conclure l'importance de la pression de gisement sur la réussite de la fracturation hydraulique c-à-d l'indice de la productivité. L'utilisation des fluides énergisant telle que le foam frac qui contient l'azote (N₂) et le CO₂, permet d'assurer le flowback et exploiter le maximum de réserves.

Mots-clés : fracturation hydraulique, indice de productivité, échec de la fracturation, faible pression de réservoir, foam Frac.

Abstract

Hydraulic fracturing is a technique widely used in the oil industry to improve well productivity. Our work consists in the study and analysis of hydraulic fracturing failures. Several causes are at the origin of this problem and our work is focused on low reservoir pressure in the Hassi Messaoud region. The analysis and interpretation of the results obtained have allowed us to conclude the importance of the reservoir pressure on the success of hydraulic fracturing that's to say the productivity index. The use of energizing fluids such as foam frac which contains nitrogen (N₂) and CO₂, allows to ensure the flowback and to exploit the maximum of the reserves.

Key words: hydraulic fracturing, productivity index, failure, low reservoir pressure, foam Frac.

تلخيص

التكسير الهيدروليكي هو تقنية تستخدم على نطاق واسع في صناعة النفط لتحسين إنتاجية الآبار. مهمتنا هي دراسة وتحليل حالات فشل التكسير الهيدروليكي. تكمن أسباب هذه المشكلة في عدة أسباب، ويتركز عملنا على الحقول ذات الضغط المكمن المنخفض في منطقة حاسي مسعود. أتاح تحليل وتفسير النتائج التي تم الحصول عليها استنتاج أهمية ضغط المكمن في نجاح التكسير الهيدروليكي، أي مؤشر الإنتاجية. يضمن استخدام سوائل التنشيط مثل سائل الرغوة الذي يحتوي على النيتروجين (N₂) وثنائي أكسيد الكربون، التدفق العكسي واستغلال الحد الأقصى من الاحتياطيات.

الكلمات المفتاحية: التكسير الهيدروليكي، مؤشر الإنتاجية، فشل التكسير الهيدروليكي، ضغط الخزان المنخفض، سائل الرغوة.

Table des matières

Résumé	V
Table des matières	VI
Liste des figures	IX
Liste des tableaux	XI
Liste des abréviations.....	XII
Introduction	1
I.CHAPITRE I : GENERALITE SUR LES HYDROCARBURES ET LE RESERVOIR	
I.1Le système pétrolier	2
I.1.1Définition de Réservoir.....	2
I.1.2Définition de la roche réservoir	3
I.1.3Piège :	3
I.1.4Les couvertures :	3
I.2Les types de réservoirs.....	3
I.2.1Réservoirs gréseux	3
I.2.2Réservoirs carbonatés	3
I.3Les paramètres pétro physiques de réservoirs	4
I.3.1La porosité :	4
I.3.2Les différents types de porosité	5
I.3.3La perméabilité (k) :.....	5
I.3.4Types de perméabilités :	6
I.3.5Saturation	7
I.4Les hydrocarbures conventionnels et non conventionnels.....	7
I.4.1Hydrocarbures conventionnels.....	7
I.4.2Hydrocarbures non conventionnels.....	8
I.4.3Les techniques d'exploitation des hydrocarbures non conventionnels.....	9
I.5L'endommagement de réservoir	9
I.5.1Définition de l'endommagement :	9
I.5.2Cause d'une faible productivité :	9

I.5.3 Cause et mécanismes d'endommagement :	10
I.5.4 Principaux remèdes d'endommagement	13
I.6 Le skin	14
I.6.1 Définition :	14
I.6.2 Les causes de skin	15
II. CHAPITRE II :STIMULATION PAR FRACTURATION HYDRAULIQUE	
II.1 La stimulation	24
II.2 Généralité sur la Fracturation Hydraulique	25
II.2.1 Principe de la fracturation hydraulique :	25
II.2.2 But de fracturation hydraulique :	25
II.2.3 Critères de sélection des puits candidats à la fracturation hydraulique :	26
II.3 Notions fondamentales sur la fracturation hydraulique :	28
II.3.1 Les contraintes	28
II.3.2 Propriétés mécaniques des roches	29
II.4 Géométrie de fracture :	30
II.5 Conductivité des fractures :	30
II.6 Fluide de fracturation :	31
II.6.1 Les additifs :	32
II.7 Agents de soutènement (proppant) :	33
II.8 Les équipements nécessaires pour réaliser la fracturation hydraulique :	34
II.8.1 Frac tank (réservoir d'eau) :	34
II.8.2 Blender (mélangeur) :	34
II.8.3 Mountain Mover (réservoir de stockage d'agent de soutènement) :	35
II.8.4 Pompe triplex :	35
II.8.5 Manifold :	36
II.8.6 Pentre pump (Pompe Pentre) :	36
II.8.7 Cabine de contrôle :	37
II.8.8 Wellhead isolation Tool (Outil d'isolation de tête de puits (Tree-saver))	37
II.9 Mode opératoire de la fracturation hydraulique :	38

II.9.1 Essai d'injectivité (Injectivity Test).....	38
II.9.2 Data Frac (Shadow Frac ou Mini Frac)	38
II.9.3 Déroulement d'un traitement principal :	42

III. CHAPITRE III : LES ECHECS DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE DES PUITS A FAIBLE PRESSION DE RESERVOIR

III.1. Présentation du champ de Hassi Messaoud.....	45
III.1.1. Description du réservoir	45
III.1.2. Caractéristiques des huiles	47
III.1.3. Caractéristiques de gaz associé	47
III.2. Les échecs de la fracturation hydraulique :	47
III.2.1. Les colmatages :	47
III.2.2. Cimentation :	48
III.2.3. L'épaisseur des épontes :.....	48
III.2.4. La tortuosité :.....	48
III.2.5. Les perforations :.....	49
III.2.6. Configuration de la tête de puits :.....	49
III.2.7. la puissance hydraulique (Hydraulic Horsepower (hhp)).....	49
III.2.8. La faible pression de réservoir	50
III.3. Etude de cas : puits OMP572	50
III.3.1. Objectif de l'étude :.....	50
III.3.2. Historique du puits OMP572.....	51
III.3.3. Les paramètres et les données du puits OMP572.....	52
III.3.4. La réalisation de la fracturation hydraulique (FRAC#1) dans D1	54
III.3.5. La réalisation de la fracturation hydraulique (FRAC#2) dans R2 :.....	55
III.3.7. Les calculs liés à la fracturation hydraulique	68
III.4. Etude comparative de la fracturation hydraulique dans D1 et R2.....	69
III.4.1. L'analyse graphique :	69
III.4.2. Evaluation l'opération de fracturation :	70
Conclusion et recommandation.....
Références bibliographiques

Liste des figures

Figure I.1	LE RESERVOIR.	2
Figure I.3	LE MILIEU POREUX	5
Figure I.4	L'EXPERIENCE DE DARCY	6
Figure I.5	RESERVOIR CONVONTIONNEL DES HYDROCARBURES	8
Figure I.6	HYDROCARBURES NON CONVENTIONNEL.	8
Figure I.7	REPRESENTATION DES ZONES DU RESERVOIR ENVAHIES PAR LE FLUIDE DE FORAGE LORS DE SA TRAVERSEE	11
Figure I.8	FILTRAT DU FLUIDE DE FORAGE.	11
Figure I.9	ENDOMMAGEMENT DE RESRVOIR DU AU PERFORATION.	11
Figure I.10	LES DEPOTS MINERAUX	13
Figure I.11	LE SKIN	14
Figure II.1	RAYON DU WELLBORE EFFECTIF	25
Figure II.2	L'EFFET DE LA FRACTURATION SUR LA PRODUCTION	26
Figure II.3	FRACTURATION HYDRAULIQUE.	26
Figure II.4	MODELE DES CONTRAINTE	28
Figure II.5	LA FORME ET L'ORIENTATION DE LA FRACTURE.	30
Figure II.6	LA COMPOSITION DU FLUIDE DE FRACTURATION.	32
Figure II.7	DIFFERENTS AGENTS DE SOUTENEMENT (PROPPANTS)	34
Figure II.8	RESERVOIR D'EAU (FRAC TANK).	34
Figure II.9	BLENDER.	35
Figure II.10	MOUNTAIN MOVER.	35
Figure II.11	POMPE TRIPLEX.	36
Figure II.12	MANIFOLD.	36
Figure II.13	PENTRE PUMP.	37
Figure II.14	CABINE DE CONTROLE.	37
Figure II.15	WELLHEAD ISOLATION TOOL	38
Figure II.16	STEP RATE TEST.	39
Figure II.17	PRESSURE DECLINE TEST APRES SHUT-IN.	41
Figure II.18	LA PRESSION DE FERMETURE A BASE DE SHUT-IN TEST.	42
Figure II.19	EXAMPLE DU COURBE DECLIN DE PRESSION.	42
Figure III.1	LA TORTUOSITE	49
Figure III.2	POSITION DU PUITTS OMP572.	52
Figure III.3	LES PAREMETRES DE PRODUCTION DU PUITTS OMP572.	53
Figure III.4	PLT AVANT LE SIDE TRACK (Janvier 2010) .	53

Figure III.5	PROFILE DE CONCENTRATION DE FRACTURE	55
Figure III.6	PROFILE DE STRESS DE PUIITS OMP 572	56
Figure III.7	LES DONNEES DE TRAITEMENT TEST D'INJECTION	60
Figure III.8	LES DONNES DE TRAITEMENT : MINI FRAC	61
Figure III.9	PRESSION DU FOND DU PUIITS EN FONCTION DU TEMPS DE HORNER	62
Figure III.10	PRESSION AU FOND DU PUIITS EN FONCTION DU TEMPS DU N.G	63
Figure III.11	PRESSION AU FOND DU PUIITS EN FONCTION DE LA RACINE .C	63
Figure III.12	ENREGISTREMENT DE TEMPERATURE LOG APRES MINI F	65
Figure III.13	MATCH DE PRESSION DU MINI FRAC.	66
Figure III.14	GRAPHE DES DONNEES PRINCIPALES DU TRAITEMENT DE FRAC	66
Figure III.15	PROFIL DE CONCENTRATION DE FRACTURE.	67
Figure III.16	PROFIL DE CONDUCTIVITE DE FRACTURE.	68
Figure III.17	LA PRODUCTION DU PUIITS OMP572.	69

Liste des tableaux

Tableau I-1	Plages valeurs de la porosité .	4
Tableau I-2	classification de la perméabilité	6
Tableau I-3	les endommagements de réservoir	13
Tableau II-1	les additifs de fluide de fracturation.	32
Tableau III-1	Caractéristiques pétro-physiques moyennes du réservoir cambro-Ordovicien	46
Tableau III-2	paramètres du puits OMP572 avant l'opération de fracturation hydraulique.	51
Tableau III-3	Complétion de puits OMP572.	52
Tableau III-4	Paramètre de réservoir R2 et D1.	52
Tableau III-5	Les données de Mini Frac.	54
Tableau III-6	Les données de main frac.	55
Tableau III-7	les informations utile de programme.	57
Tableau III-8	L'enveloppe de pression.	57
Tableau III-9	le programme de pompage.	58
Tableau III-10	les données de mini frac.	62
Tableau III-11	l'analyse de la chute de pression.	64
Tableau III-12	Données du modèle de fracture.	64
Tableau III-13	les volumes de traitement.	67
Tableau III-14	étude comparative de frac.	69

Liste des abréviations

\emptyset_m : porosité de matrice.

VT : volume totale de roche

VS : volume de solide

VP : volume des pores

\emptyset_u : La porosité utile

\emptyset_r : La porosité résiduelle

\emptyset_t : La porosité totale

K : perméabilité.

μ : viscosité de fluide.

dP/dx : la chute de pression à travers toute la longueur de l'échantillon.

A : Surface de l'échantillon cylindrique.

K_{ro} : perméabilité relative d'huile

K_{rw} : perméabilité relative d'eau

K_{rg} : perméabilité relative de gaz

S_o : saturation d'huile.

S_w : saturation d'eau.

S_g : saturation de gaz.

CBM : Coalbed méthane

IP : indice de productivité

H : la hauteur de puits dans lequel l'écoulement se produit,

β : le facteur volumétrique de la formation.

Re : rayon de drainage

rw : Rayon de puits

S : skin d'endommagement

Kf : perméabilité de la formation

Ks : perméabilité de la zone endommagée

rs : Rayon de la zone endommagé

ΔP_{skin} : pseudo-skin

Q : le débit entre le puits et la formation

Kf : perméabilité de la formation

Ks : perméabilité de la zone endommagée

C_m : Compressibilité de la matrice.

C_b : Compressibilité de la roche poreuse

E : Le module de Young

ν : Le coefficient de poisson

σ_i : Contraintes principales effectives

Σ_i : Contraintes principales totales

P : Pression de couche

W_f : L'épaisseur

H_f : La hauteur

K_f : Perméabilité de la fracture

F_{cd} : la conductivité des fractures.

W_f : Largeur moyenne soutenue de la fracture

X_f : Longueur productive de la fracture



Introduction



Introduction Générale

L'augmentation de la production est le souci majeur de l'industrie pétrolière. Divers endommagements dus à plusieurs facteurs peuvent freiner l'exploitation d'un gisement et diminuer sa productivité. Un traitement efficace est nécessaire pour stimuler l'indice de productivité et réactiver les puits.

La fracturation hydraulique est considérée comme l'une des techniques la plus utilisée dans la stimulation des réservoirs et la plus recommandée. Elle facilite la connexion naturelle entre le puits et le réservoir et crée une perméabilité artificielle des zones non drainées dans l'objectif d'améliorer la productivité.

On doit mentionner que la fracturation hydraulique est très coûteuse et très utilisée dans le champ de Hassi Messaoud et périphérie. Le choix des puits candidats pour la fracturation hydraulique est très important pour la réussite des opérations. Parmi les critères de choix, la pression de réservoir qui assurera le flowback après l'opération et par conséquent permet atteindre le débit optimal.

Malgré le progrès qu'a connu la technologie de la fracturation, sa réalisation peut connaître des échecs, parmi les puits à faible pression.

Cette étude est divisée en trois chapitres où nous essayons d'organiser, d'exposer et d'expliquer clairement le processus de fracturation hydraulique et l'échec liée aux puits déplétés qui affecte la réussite de la fracturation hydraulique :

Le chapitre I est un aperçu général sur le réservoir, ses endommagements et l'exploitation des hydrocarbures.

Les aspects de la fracturation hydraulique telle que le but, le design de l'opération, les fluides de fracturation utilisés et les techniques d'exécution sont exposés en chapitre II.

L'étude pratique sur le puits OMP572 proposé à la fracturation hydraulique par le département de réservoir. Le puits est sélectionné comme candidat à cette technique après l'investigation sur son historique dans le but d'améliorer sa productivité. Le puits est resté à son état initial et n'a pas répondu. Après analyse de l'échec de l'opération et après diagnostic on a conclu que la pression de réservoir n'était pas assez élevée pour assurer le flowback.

Enfin, on a proposé des solutions telle que l'utilisation des fluides énergisants qui sont capable de diminuer la pression différentielle et par conséquent le succès de l'opération.

Chapitre I

Généralité sur les hydrocarbures et le

réservoir

I. Introduction

L'industrie pétrolière englobe l'un des grandes étapes successives qui permet l'exploitation idéal d'une richesse naturelle qui existe dans le réservoir. Ces étapes comprennent la géophysique et l'étude de terrain et le forage et encore la production finalement le raffinage et le transport de l'effluent. [1]

Parmi les principaux phénomènes de système pétrolier est la migration des hydrocarbures qui provoque l'existence des gisements conventionnel et non conventionnel. Au cours de l'exploitation des hydrocarbures on prend en compte les caractéristiques pétro-physiques de réservoirs parce que cela a un impact significatif sur la productivité.

La productivité des hydrocarbures chute au cours de l'exploitions à cause de l'endommagement de réservoir ce que nécessite l'intervention par l'utilisation des techniques de stimulation.

Ce chapitre va aborder des généralités sur les hydrocarbures et le réservoir et ses propriétés pétro-physique ainsi que la notion de l'endommagement de réservoir et des remèdes de celui-ci.

I.1 Le système pétrolier

I.1.1 Définition de Réservoir

Un réservoir est une formation de sous-sol, poreuse et perméable, renfermant une accumulation, naturel individuelle et séparée, d'hydrocarbures (huiles et/ou gaz) limitée par une barrière de roche imperméable et souvent par une barrière aquifère, et qui est caractérisée par un système de pression naturelle unique. [2]

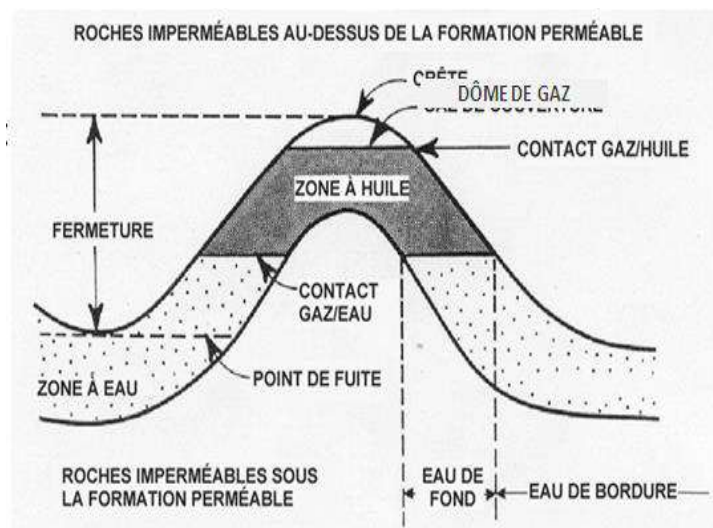


Figure I.1LE RESERVOIR. [3]

1.1.2 Définition de la roche réservoir

Les principales roches réservoirs sont constituées de grés et /ou de carbonates (99% au total) ce sont des roches sédimentaires, c'est-à-dire formées à partir de sédiments constitués en surface par des débris (minéraux, animaux ou végétaux) ou des précipitations chimiques. Elles sont stratifiées en lits successifs. [2]

1.1.3 Piège :

Une combinaison d'une roche réservoir imprégnée d'hydrocarbures, recouvert par une roche couverture (roche imperméable). [3]

1.1.4 Les couvertures :

Les couvertures sont des couches qui s'opposent à la migration des hydrocarbures et qui permettent leur piégeage. Certaines peuvent être également des roches mères. Elles ne sont pas nécessairement imperméables à l'eau. Ces caractéristiques sont essentiellement la non-perméabilité et la plasticité (non-perméabilité ne voulant pas dire absence de porosité). [4]

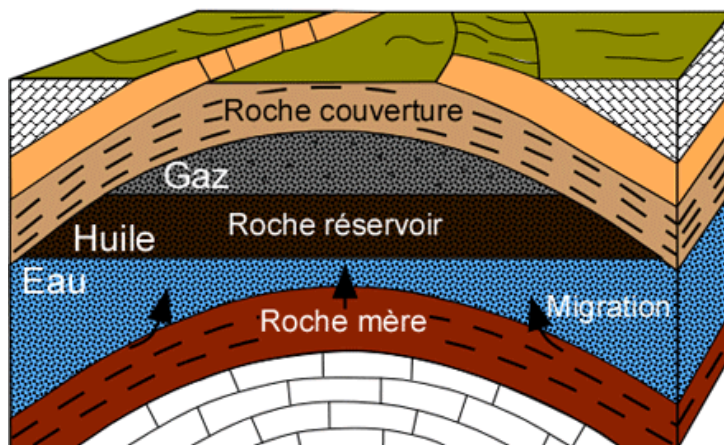


Figure I.2 LE SYSTEME PETROLIER.[5]

I.2 Les types de réservoirs

1.2.1 Réservoirs gréseux

Ce sont de loin les plus répandus : ils représentent 80% des réservoirs et 60% des réserves d'huile.

La roche est formée de grains de quartz (silice SiO_2) présentant une porosité et une perméabilité assez homogène contrôlées par la taille des grains et le degré de cimentation. Si les grains sont libres, il s'agit de sable, si les grains sont cimentés entre eux, il s'agit de grés. Il existe aussi des grés argileux, des grés carbonatés, etc. [2]

1.2.2 Réservoirs carbonatés

Les roches carbonatées sont d'origine variée :

Détritiques : formées de débris (grains de calcaires, coquilles, etc.).

Construites : du type récif.

Chimiques : formées par précipitation de bicarbonate et ayant pour origine des boues marines.

Les réservoirs carbonatés sont caractérisés par une grande hétérogénéité de porosité et de perméabilité.

Elles sont constituées de calcaire (CO_3Ca) et/ou de dolomie (CO_3Ca , CO_3Mg) et présentent souvent des qualités de réservoir. [2]

I.3 Les paramètres pétro physiques de réservoirs

La connaissance précise des propriétés pétro physiques est nécessaire pour :

- Le calcul des accumulations et des réserves.
- Le développement efficace du réservoir.
- La gestion du réservoir.
- La prévision des performances futures du réservoir. [3]

Une roche réservoir est caractérisée par trois paramètres principaux qui vont déterminer sa potentialité à produire des hydrocarbures

I.3.1 La porosité :

Elle correspond au pourcentage de vide (pores) existant entre les éléments minéraux de la roche par rapport au volume total de la roche. [6]

Soit un échantillon de roche de volume total **VT** comprenant un volume solide **VS**.

Représente le volume occupé par les fluides, c'est-à-dire le volume des pores **VP** ($\text{VT} - \text{VS}$).

Sa porosité s'exprime :

$$\emptyset = \frac{VP}{VT} = \frac{VT-VS}{VT} = 1 - \frac{VS}{VT} \quad (\text{I-1})$$

Ou : \emptyset : la porosité.

VP : volume des pores.

VT : volume total.

VS : volume solide.

Dans la pratique, on admet les plages valeurs illustré dans le tableau ci-dessous :

Tableau I-1 Plages valeurs de la porosité .

La porosité	Observation
$\emptyset < 5\%$	Pauvre (carbonates généralement compacts)
$10\% < \emptyset < 20\%$	Normal
$20\% < \emptyset$	Bonne (grés non consolidés)

1.3.2 Les différents types de porosité

➤ **La porosité utile (ϕ_u) :**

La porosité utile (ou connectée ou effective) de l'échantillon est le rapport du volume des pores qui sont reliés entre eux au volume total de l'échantillon.

➤ **La porosité résiduelle (ϕ_r) :**

Due aux seuls pores non reliés. Il peut s'agir soit de vides intra-cristallins (inclusions fluides ou gazeuses par exemple), soit inter cristallins mais reliés au reste du réseau poreux par des accès trop étroits. La porosité utile est en général inférieure de 20 à 25% à la porosité totale.

➤ **La porosité totale (ϕ_t) :**

Correspondant à tous les pores reliés ou non entre eux donné par : [7]

$$\phi_t = \phi_u + \phi_r \quad (I-2)$$

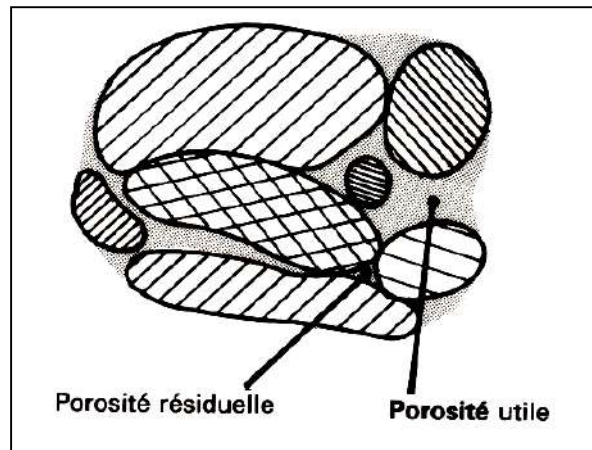


Figure I.3 LE MILIEU POREUX

1.3.2 La perméabilité (k) :

La perméabilité intrinsèque ou absolue d'une roche est l'aptitude de cette roche à laisser circuler à travers ses pores un fluide dont elle est saturée. Elle peut être chiffrée grâce à la loi de Darcy donnée par la formule [2] :

$$Q = \frac{k}{\mu} \cdot A \cdot \frac{dp}{dx} \quad (I-3)$$

Où : Q : Débit d'écoulement de fluide (cm^3/s).

K : Perméabilité (mD).

μ : viscosité du fluide. (Cp)

dP/dx : la chute de pression à travers toute la longueur de l'échantillon (pa/cm).

A : Surface de l'échantillon cylindrique (cm^2).

La perméabilité (k) est le coefficient de proportionnalité qui relie le débit (Q) d'un fluide de viscosité (μ) qui passe à travers un échantillon de roche de section (S) et de longueur (dl), sous une pression différentielle (dP) nécessaire à son passage.[8]

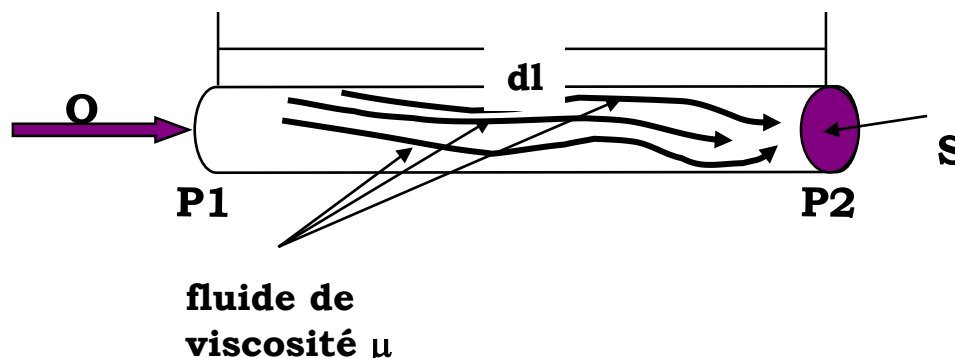


Figure I.4 L'EXPERIENCE DE DARCY

On utilise en pratique le milliDarcy (mD) comme unité de mesure.

Tableau I-2 classification de la perméabilité

0.1	à	1 millidarcy	Perméabilité négligeable
1	à	5 milli darcy	Perméabilité médiocre
5	à	10 milli darcy	Perméabilité moyenne
10	à	100 milli darcy	Perméabilité bonne
100	à	1000 milli darcy	Perméabilité très bonne

I.3.3 Types de perméabilités :

- **Perméabilité absolue :**

C'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide présent, par exemple : la perméabilité à l'air, la perméabilité à l'eau, la perméabilité à l'huile.

- **Perméabilité effective :**

Quand un fluide existe dans la porosité de la roche (à une saturation différente de la saturation irréductible minimale), le résultat de la mesure de la perméabilité à l'aide d'un deuxième fluide est appelé perméabilité effective pour ce fluide.

- **Perméabilité relative :**

Rapport de la perméabilité effective sur la perméabilité absolue, données par les formules [8] :

$$K_{ro} = k_o(sw)/k(sw_i) \quad (I-4)$$

$$k_{rw} = k_w(sw)/k(sw_i) \quad (I-5)$$

$$k_{rg} = k_g(sw)/k(sw_i) \quad (I-6)$$

Kro : perméabilité relative d'huile

Krw : perméabilité relative d'eau

Krg : perméabilité relative de gaz

Sw : saturation d'eau

Par convention dans le cas huile/eau, on a, le drainage : diminution de la saturation en eau, et l'imbibition : augmentation de la saturation en eau. [2]

1.3.4 Saturation

La saturation d'un échantillon de roche en un fluide est le **rapport du volume de ce fluide** dans l'échantillon au **volume de pores VP** de l'échantillon. [2]

On définit ainsi :

$$\text{La saturation en eau} \quad \mathbf{Se} = \frac{ve}{vp} \quad (\text{I-7})$$

$$\text{La saturation en huile} \quad \mathbf{Sh} = \frac{vh}{vp} \quad (\text{I-8})$$

$$\text{La saturation en gaz} \quad \mathbf{Sg} = \frac{vg}{vp} \quad (\text{I-9})$$

$$\text{Avec} \quad \mathbf{Se + Sh + Sg = 1} \quad (\text{I-10})$$

Se : Saturation d'eau

Sh : Saturation d'huile

Sg : Saturation de gaz

Ve : Volume d'eau

Vh : Volume d'huile

Vg : Volume de gaz

1.4 Les hydrocarbures conventionnels et non conventionnels

Les hydrocarbures sont des corps principalement composés de carbone et d'hydrogène qui se présentent sous forme liquide, gazeuse ou solide. [9]

1.4.1 Hydrocarbures conventionnels

Il faut que quatre conditions soient réunies dans une même région :

- Une couche riche en matière organique (**la roche-mère**)
- Une couche poreuse et perméable (**le réservoir**) dans laquelle les hydrocarbures vont se concentrer et pouvoir être produits.
- Une couche imperméable (**la couverture**) qui empêche la migration des hydrocarbures vers la surface.
- Un piège dans lequel les hydrocarbures vont se concentrer. [10]

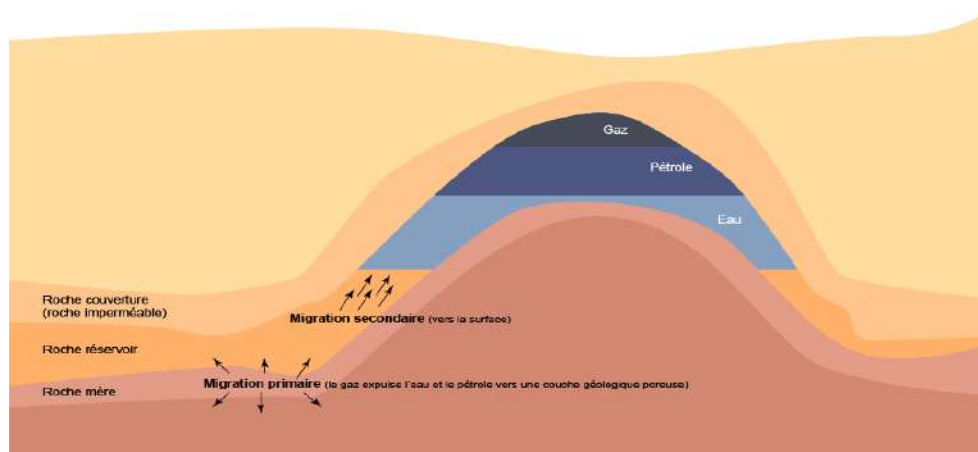


Figure I.5 RESERVOIR CONVONTIONNEL DES HYDROCARBURES [11]

I.4.2 Hydrocarbures non conventionnels

Le gisement non conventionnel, requérait également une roche mère, mais pas de roche-réservoir ni de roche couverture. En effet, la roche mère maintient les hydrocarbures emprisonnés, étant donné son faible degré de porosité et de perméabilité.[12]

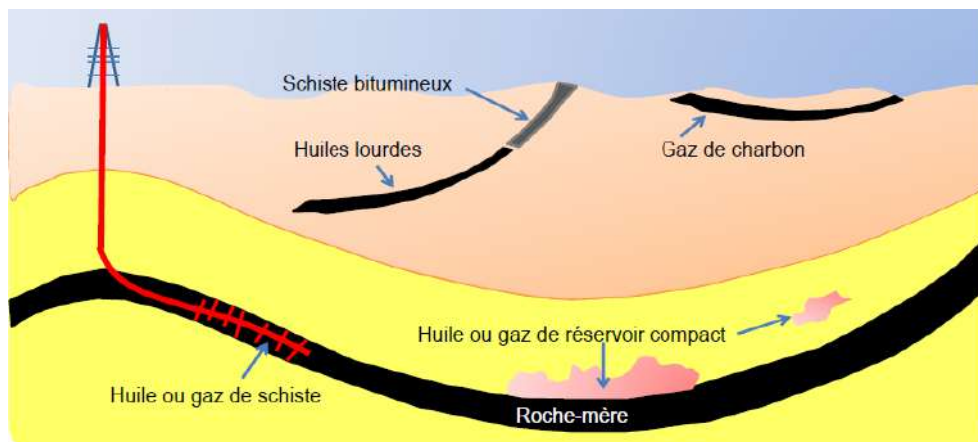


Figure I.6 HYDROCARBURES NON CONVENTIONNEL. [11]

A. Les hydrocarbures liquides non Conventionnels

Sous ce terme générique, on trouve plusieurs types d'hydrocarbures :

- Les pétroles de réservoirs compacts (tight oils)
- Les pétroles lourds ou extra lourds (heavy, extra-heavy oils)
- Les sables asphaltiques ou bitumineux (oil sands, tar sands)
- Les schistes bitumineux (oil shales)
- Les pétroles de schistes (shale oil)

B. Les hydrocarbures gazeux non conventionnels :

- Les gaz de réservoirs compacts
- Le gaz de houille (Coalbed méthane ou CBM)
- Le gaz de schistes (shale gas)
- Les hydrates de méthane (méthane hydrates)

I.4.3 Les techniques d'exploitation des hydrocarbures non conventionnels

Les hydrocarbures non conventionnels se trouvant dans un milieu imperméable, leur production nécessite de créer une perméabilité de façon artificielle en fissurant la roche.

Ces méthodes consistent en la création artificielle aux abords du puits d'une zone dans laquelle l'écoulement des fluides est facilité soit par l'accroissement de la perméabilité, soit par la réduction de la viscosité de ces fluides.

Parmi les nombreuses méthodes utilisées dans la production et la récupération stimulée des ressources non conventionnelles, on distingue les catégories suivantes :

- **Les techniques mécaniques :** la fracturation hydraulique ou par explosifs, qui affectent la perméabilité de la formation.
- **Les techniques thermiques :** le chauffage du puits et de son environnement grâce à des appareils descendus dans le puits ou par injection de fluide comme la vapeur d'eau qui agit sur la viscosité des fluides en place.

Les techniques chimiques : la production d'un puits est augmentée en introduisant directement des produits chimiques dans un réservoir productif afin d'ouvrir des passages d'écoulement par réaction de ces produits chimiques avec les minéraux et/ou les fluides en place (exemple : les traitements acides, injection de solvants...).[13]

I.5 L'endommagement de réservoir**I.5.1 Définition de l'endommagement :**

Un endommagement indique la détérioration des qualités pétro-physiques par des dépôts minérales ou organiques pouvant altérer la liaison couche-trou. Ainsi que l'obturation des perforations. [14]

I.5.2 Cause d'une faible productivité :

Partant de la relation donnant l'IP réel d'un puits à l'huile en écoulement radial Circulaire selon la loi de Darcy (milieu isotrope, fluide monophasique, écoulement Laminaire et permanent) [14] :

$$IP = \frac{2\pi KH}{\beta\mu(\ln \frac{Re}{rw} + S)} \quad (I-11)$$

IP : indice de productivité

KH : capacité d'écoulement

β : facteur volumétrique

On remarque de cette formule que si S augmente IP diminue

I.5.3 Cause et mécanismes d'endommagement :

Un skin élevé engendre une faible productivité, ceci peut survenir :

A. Durant la phase forage :

Broyage de la roche réservoir :

C'est une action mécanique, qui cause le bouchage des pores, C'est principalement dans les formations tendres que le phénomène se produit .Il peut alors atteindre des proportions importantes au point d'empêcher pratiquement tout débit ultérieur.

Solide contenu dans le fluide de forage :

L'invasion de la formation peut être représentée schématiquement par plusieurs zones s'éloignant plus au moins de l'axe du puits comme illustré dans la figure suivante :

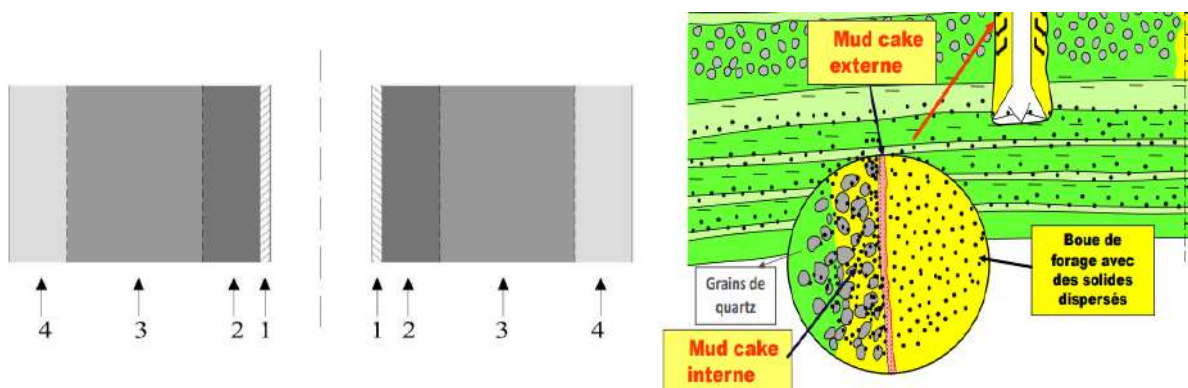


Figure I.7 REPRESENTATION DES ZONES DU RESERVOIR ENVAHIES PAR LE FLUIDE DE FORAGE LORS DE SA TRAVERSEE [15]

- Zone 1 : cake « externe » tapissant les parois du puits
- Zone 2 : cake « interne » : solides ayant pénétré dans le milieu poreux
- Zone 3 : zone envahit par le filtrat
- Zone 4 : zone vierge où la perméabilité n'est pas affectée

L'invasion de la formation par les particules solides de la boue a généralement un rayon relativement modéré, de l'ordre de quelques dizaines de centimètres. Ces solides sont entraînés par le filtrat.

Filtrat du fluide de forage :

Cet endommagement est représenté en zone 3 son rayon, variable, peut atteindre jusqu'à plusieurs mètres dans les cas d'invasion profonde. [14]

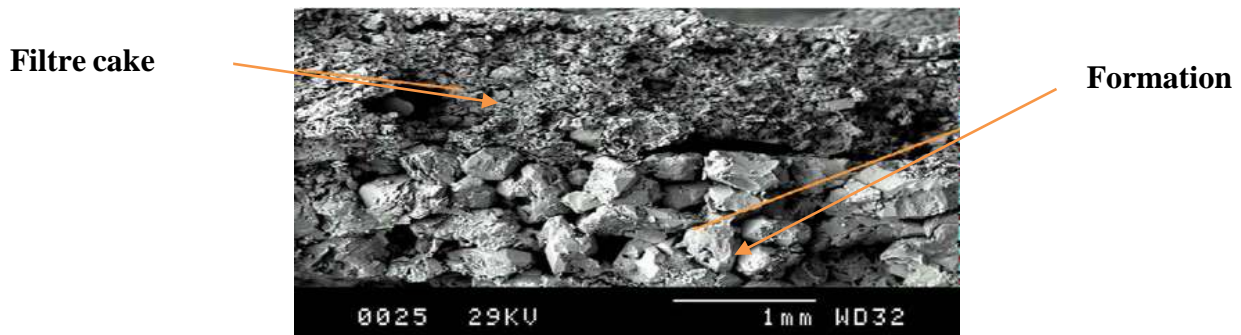


Figure I.8 FILTRAT DU FLUIDE DE FORAGE. [15]

Cimentation des cuvelages et leur restauration :

L'action du filtrat du laitier de ciment : Le filtrat aqueux de laitier de ciment est susceptible de provoquer les mêmes endommagements que celui du fluide de forage, il doit être vigoureusement contrôlé tant en quantité qu'en qualité.

Neutralisation des puits :

La neutralisation des puits est une opération fréquente qui doit être envisagée avec un grand soin.

B. Durant la phase complétion de fond :**Endommagement dû aux perforations :**

Parfois un cake dans les tunnels de perforations causant ainsi un skin et une baisse de pression aux abords des puits. [14]

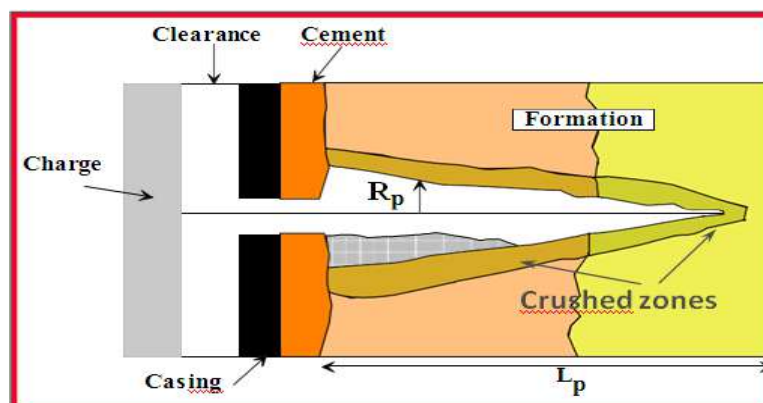


Figure I.9 ENDOMMAGEMENT DE RESRVOIR DU AU PERFORATION. [16]

Invasion du filtrat de ciment :

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

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).

Pendant une fracturation hydraulique, la fracture créée peut être bouchée partiellement ou totalement par des agents de soutènement mal sélectionnés.

C. Durant la phase exploitation :**Endommagement dû à l'injection d'eau :**

Le mélange de l'eau d'injection et l'eau de formation peut contribuer à la création du sulfate de baryum ($BaSO_4$). Qui est une sorte de roche d'aspect grisâtre et très dure, dont les remèdes très onéreux.

Action des bactéries : Des bactéries dites anaérobies, peuvent se développer dans les puits d'injection en l'absence d'oxygène jusqu'à une température de l'ordre de $70^\circ C$. Ces bactéries sont sulfate-réductrice, c'est-à-dire qu'elles réduisent chimiquement les sulfates en H_2S . On aura finalement des matières organiques inattaquables à l'acide, un endommagement de l'équipement et du fer sous diverses formes. Ces produits sont cause de bouchage des puits d'injection. Leur élimination passe d'abord par un échantillonnage et une analyse minutieuse.

Puits de production :**Dépôts organiques :**

Ce type de dépôt peut d'abord se produire dans la formation lors d'un traitement par pompage d'un fluide « froid » par rapport aux éléments lourds du brut. Plus généralement les dépôts organiques se rencontrent dans l'ensemble du puits, y compris le tubing et les perforations, mais peuvent aussi avoir lieu dans le réseau de collectes. (Paraffines, cire, asphaltènes et résines).

Dépôts minéraux :

- Les principaux dépôts minéraux sont :
- Les carbonates de calcium : $CaCO_3$,
- Les sulfates $BaSO_4$ (H_2O), $BaSO_4$, $SrSO_4$,
- Le chlorure de sodium : $NaCl$,
- Les produits corrosifs : FeS , Fe_2O_3 , $FeCO_3$.



Figure I.10 LES DEPOTS MINERAUX [14]

I.5.4 Principaux remèdes d'endommagement

Tableau I-3 les endommagements de réservoir

PROBLÈME	REMÈDE RECOMMANDÉ
Endommagement : Dû aux solides du fluide de forage et/ou aux argiles (gonflement/dispersion) Dû à des dépôts de minéraux. Dû à des paraffines, asphaltènes, sludges. Dû à une inversion de mouillabilité	Traitement de matrice : - Acidification - Solvants appropriés (s'ils existent) - Solvants aromatiques Solvants mutuels ou surfactants
Perméabilité naturelle faible	Fracturation hydraulique (traitement profond)
Venue de sable	Contrôle des sables
Huile très visqueuse	Méthodes thermiques : Injection de vapeur
	Autres remèdes : Reperforation. Nettoyage des perforations. Dégorgement lavage à l'acide.

I.6 Le skin

I.6.1 Définition :

Le skin est le paramètre qui caractérise l'endommagement où le degré de stimulation de la formation selon que ça valeur est positive ou négative. Le skin est un facteur sans dimension déterminé par des essais de puits. [14]

Le skin effect traduit par un ΔP supplémentaire appelé ΔP_{skin} . Cette perte de charge donnée après Van Everdingen et Hurst (Van Everdingen & Hurst, 1949) par :

$$\Delta P_{skin} = \frac{QB\mu}{2\pi Kh} S \quad (I-12)$$

Avec

Q : le débit entre le puits et la formation

k : la perméabilité initiale de la formation,

μ : la viscosité,

h : la hauteur de puits dans lequel l'écoulement se produit,

B : le facteur volumétrique de la formation.

S : le skin.

En peut exprimer le skin en fonction du rayon de l'endommagement et ma perméabilité de la zone endommagé, on utilise la relation suivante :

$$S = \frac{K_f - K_s}{K_s} \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad I-13)$$

K_f : perméabilité de la formation

K_s : perméabilité de la zone endommagée

r_s : Rayon de la zone endommagé

r_w : Rayon de puits

S : Skin

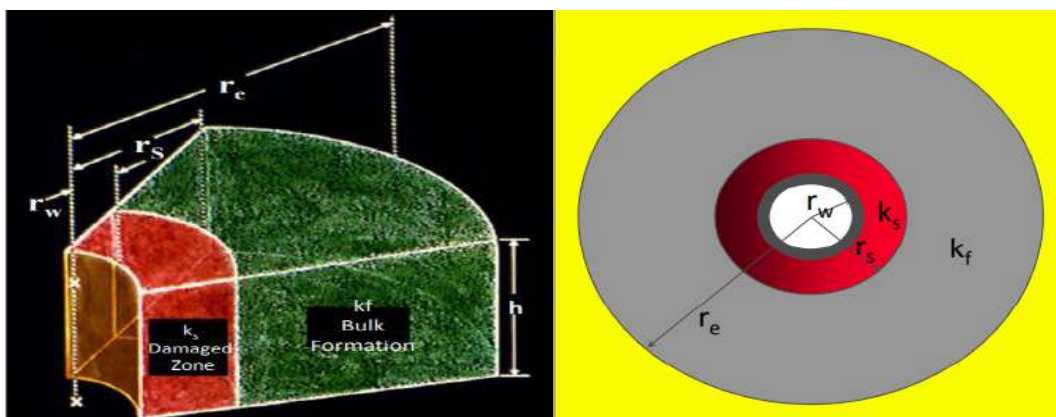


Figure I.11 LE SKIN [15]

Si :

$S > 0$ Réservoir endommagé •

$S = 0$ Ni endommagé ni stimulé •

$S < 0$ Réservoir stimulé

1.6.2 Les causes de skin

La perte de charge supplémentaire due au skin peut être causée par de multiples paramètres, parmi lesquelles on peut citer :

A. Skin due aux perforations : Ce skin englobe plusieurs phénomènes :

- La Restriction aux écoulements apportés par le trou de la perforation.
- Le Poinçonnement du réservoir par les perforations (mini fracture).
- Le fait que sur un ensemble de perforations seules quelques une sont actives

B. Skin due à la perforation partielle du réservoir :

La perforation d'une partie du réservoir provoque une restriction des lignes d'écoulement aux abords du puits.

C. Skin due à l'inclinaison :

La considération d'un puits incliné comme un puits verticale sous-estime la hauteur réelle d'écoulement, l'inclinaison améliore les écoulements aux abords du puits.

D. Skin due à la fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique crée une fracture d'une certaine géométrie, cette Fracturation améliore considérablement la perméabilité aux abords du puits.

E. Skin due à l'analyse d'un puits horizontal comme un puits vertical :

Un puits horizontal peut sous certaines conditions être traité comme un puits vertical affecté d'un skin négatif dû à l'amélioration apportée aux écoulements par le puits.[14]

Chapitre II

*Stimulation par fracturation
hydraulique*

II. Introduction

Pendant la vie de l'exploitation d'un gisement pétrolier, la productivité des puits producteurs diminue après une certaine période de production. Celle-ci est due à des problèmes d'exploitation qui sont souvent à l'origine d'un éventuel endommagement de la formation ou une diminution naturelle de la pression du gisement. Cependant ; il faut intervenir pour maintenir la pression du gisement stable durant le temps d'exploitation. Le moyen le plus fréquent est l'injection de gaz ou l'injection d'eau.

Dans le champ HMD le système d'injection (eau ou gaz ou les deux WAG), est utilisés parallèlement à la production ; dans le but d'augmenter la vitesse de récupération et sauver la pression de gisement. Avec le temps, l'injectivité des puits injecteurs d'eau diminue, pour des raisons liées à l'endommagement.

La fracturation hydraulique est considérée à HMD comme une option pour la réactivation des puits.

[16]

II.1 La stimulation

La Stimulation est une opération qui consiste à injecter dans un réservoir d'hydrocarbures un ou plusieurs liquides accompagnés quelques fois de solide, pour :

- La restauration d'une formation endommagée.
- La modification des caractéristiques pétro-physiques du réservoir.

Dans les deux cas on recherche l'augmentation de la perméabilité et l'accroissement de la productivité du puits

La stimulation se de divise en deux grands groupes :

- Les opérations de restauration (lavage-Acidification-injection de produits chimique)
- Les opérations de modification :
 - Fracturation à l'acide
 - Fracturation Hydraulique

II.2 Généralité sur la Fracturation Hydraulique

II.2.1 Principe de la fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique est une technique de stimulation qui consiste à injecter un fluide dans la formation à des débits élevés, provoquant une augmentation de pression qui est supérieure à la moindre contrainte principale agissant sur la formation afin de fissurer (fracturer) la roche de formation.

Elle est effectuée en fracturant la roche par une contrainte mécanique à l'aide d'un fluide injecté sous haute pression à partir d'un forage de surface. Le fluide peut être de l'eau, une boue ou un fluide technique dont la viscosité a été ajustée.[17]

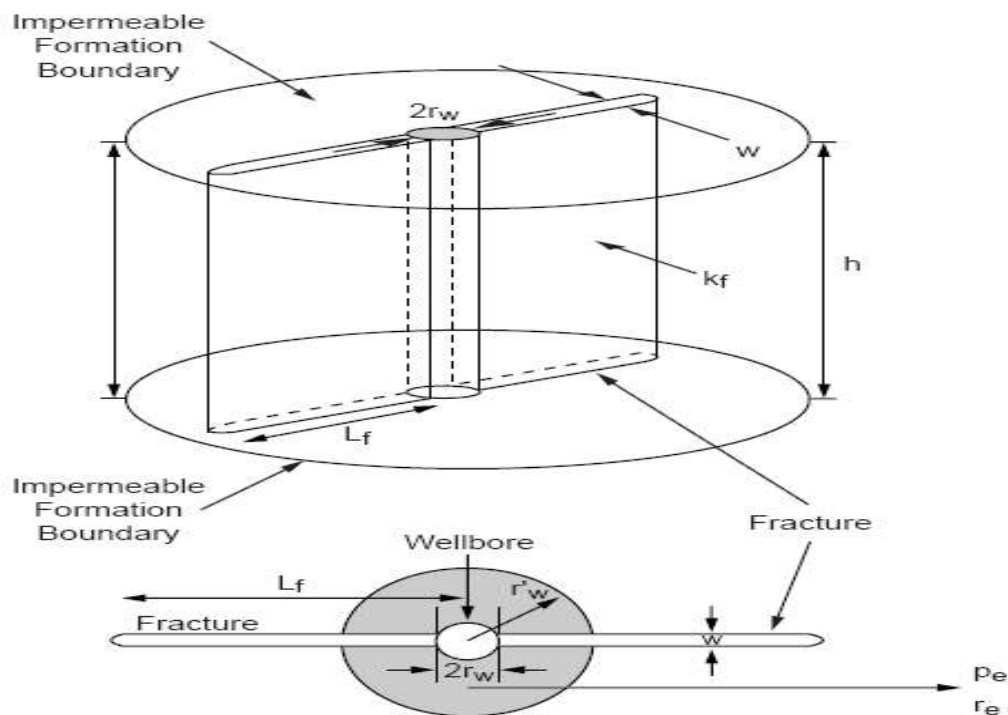


Figure II.1 RAYON DU WELLBORE EFFECTIF [18]

II.2.2 But de fracturation hydraulique :

Souvent, pour améliorer la productivité dans les formations à faible perméabilité, ou pour pénétrer les endommagements à proximité du puits ou pour le contrôle du sable dans les formations à perméabilité plus élevée, un puits peut être fracturé hydrauliquement.

La fracturation hydraulique est un moyen opportun pour :

- Restaurer le potentiel du puits.
- Connecter le puits avec des zones non drainées
- Changer le mode d'écoulement de l'effluent.

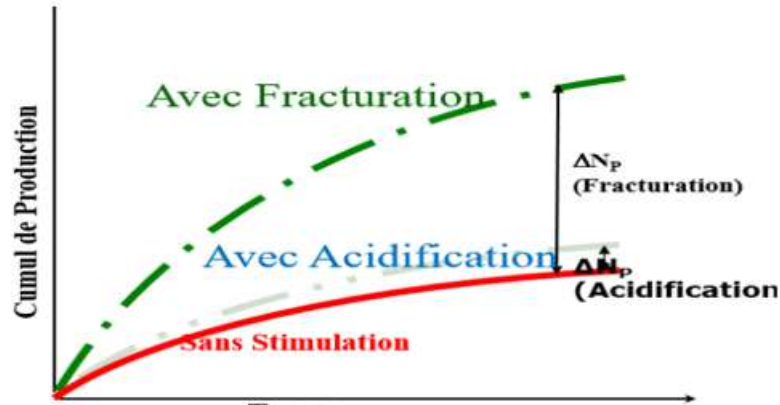


Figure II.2 L'EFFET DE LA FRACTURATION SUR LA PRODUCTION. [19]

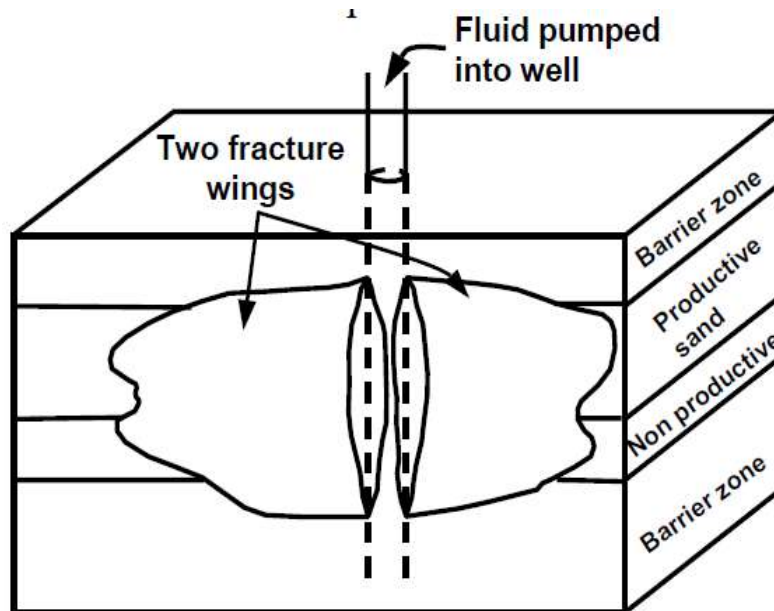


Figure II.3 FRACTURATION HYDRAULIQUE.

II.2.3 Critères de sélection des puits candidats à la fracturation hydraulique :

La sélection des puits candidats à la fracturation n'est pas toujours une tâche aisée car il n'existe pas de règles strictes. Pour orienter ce choix, il est indispensable de rassembler, évaluer et classer les informations nécessaires relatives :

- a) Au Réservoir.
- b) Au puits.
- c) A l'économie de l'opération.

A. Informations relatives au réservoir :**➤ Nature du réservoir :**

Toutes les roches réservoirs peuvent être fracturées plus ou moins facilement (suivant la profondeur). On rencontre cependant des difficultés particulières pour le soutènement des fractures notamment dans les roches mal consolidées par exemple.

➤ Les contacts WOC et GOC :

La réalisation d'une fracturation hydraulique nécessite la connaissance parfaite des interfaces des fluides en place, car il est essentiel d'éviter l'extension des fractures vers les fluides indésirables.

➤ Nature du fluide en place :

Avant tout traitement de stimulation, il convient de s'assurer de la compatibilité des fluides en place avec les fluides de stimulation afin d'éviter la formation :

- Des émulsions stables.
- Des précipités et des résidus de différentes natures.

➤ Perméabilité du réservoir :

Il est indispensable d'avoir une connaissance aussi précise que possible de la perméabilité du réservoir, aussi bien dans l'aire de drainage qu'aux abords immédiats du puits. Les valeurs de la perméabilité seront obtenues par des mesures sur carottes et par l'interprétation des essais de puits qui donneront :

- L'indice de productivité.
- La conductivité de la formation, avec éventuellement mise en évidence d'une barrière ou d'un changement de faciès.
- L'endommagement aux abords du puits (skin effect).

➤ L'épaisseur du réservoir :

La hauteur de la fracture développée est généralement limitée par deux couches peu ou pas perméables.

B. Informations relatives au puits :

- Historique du puits.
- Forage.
- Complétion.
- Essais et diagraphies antérieures
- Traitement et interventions.

- L'état des perforations : Le type de perforation et leur densité sont des facteurs très importants pour la réussite d'une fracturation.
- Etat de la cimentation : Le contrôle de l'état de cimentation de la colonne de production constitue la première opération à exécuter il est nécessaire de vérifier l'isolation parfaite des niveaux à stimuler (adhérence du ciment à la formation) afin :
D'obtenir la protection contre les fluides indésirables et éviter le cheminement préférentiel (channeling) des fluides derrière le tubage.
De mieux contrôler l'extension éventuelle de la fracture.

C. L'aspect économique :

L'estimation de la rentabilité de l'opération nécessite une évaluation aussi précise que possible :

- Du coût de l'opération proprement dite.
- Du coût des opérations préalables, parfois très importantes, pour le conditionnement du puits (recomplétion).
- De la probabilité du succès de la stimulation.

La rentabilité du traitement exige un amortissement dans un délai raisonnable, on estime qu'une opération est rentable si elle est amortie dans moins de trois mois, entre trois mois et six mois le décideur doit tenir compte de la conjoncture économique et politique par exemple, plus de six mois l'opération est vue comme non rentable [20].

$$\text{Délai d'Amortissement [Jours]} = \frac{\text{cout de l'opération}}{\text{gain}} \quad (\text{II-1})$$

Gain [USD/Jour] = $\Delta Q \times$ (prix actuel du Baril)

II.3 Notions fondamentales sur la fracturation hydraulique :

II.3.1 Les contraintes

D'une façon générale, les formations sont soumises à différentes contraintes, qui s'associent entre elles pour maintenir ces roches en états de compression, on cite :

- Contraintes principales totales (Σ_i).
- Contraintes principales effectives (σ_i). (Figure).

Ces contraintes totales sont liées entre eux par la relation suivante :

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

Avec :

P : Pression de couch

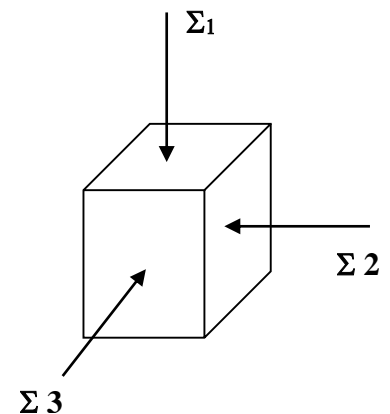


Figure II.4 MODELE DES CONTRAINTE

$$\alpha = 1 - \frac{C_m}{C_b} \quad (\text{II.3})$$

Avec

C_m : Compressibilité de la matrice.

C_b : Compressibilité de la roche poreuse.

$\alpha \approx 1$

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

$$\sigma = \frac{F}{S} \quad (\text{II-4})$$

II.3.2 Propriétés mécaniques des roches

Les roches sont caractérisées par :

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

A. Module de Young E

La rigidité d'un matériau est appelée module de Young noté (E) . Quand le module de Young augmente, la largeur de la fracture diminue, par contre la longueur augmente.

$$E = \frac{\varepsilon}{\sigma} \quad (\text{II-5})$$

ε = déformation de la roche

σ = contrainte

B. Coefficient de Poisson ν

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

$$\nu = \frac{\left(\frac{\Delta d}{d}\right)}{\left(\frac{\Delta l}{l}\right)} \quad (\text{II.3})$$

$\Delta d/d$ = changement de diamètre.

$\Delta l/l$ = changement de longueur.

C. Coefficient de cisaillement G

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

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad \text{II.3}$$

E : module de Young.

ν : Coefficient de poisson. [21]

II.4 Géométrie de fracture :

Les 03 dimensions d'une fracture hydraulique sont comme suit :

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

B. L'épaisseur W_f : C'est l'écartement entre les deux faces verticales de la fracture.

C. La hauteur H_f : C'est la distance suivant la verticale entre les deux points associés à une épaisseur nulle. Tout cela concerne la fracture verticale, pour ce qui est de la fracture horizontale on aura la hauteur qui remplace l'épaisseur et vice versa. [22]

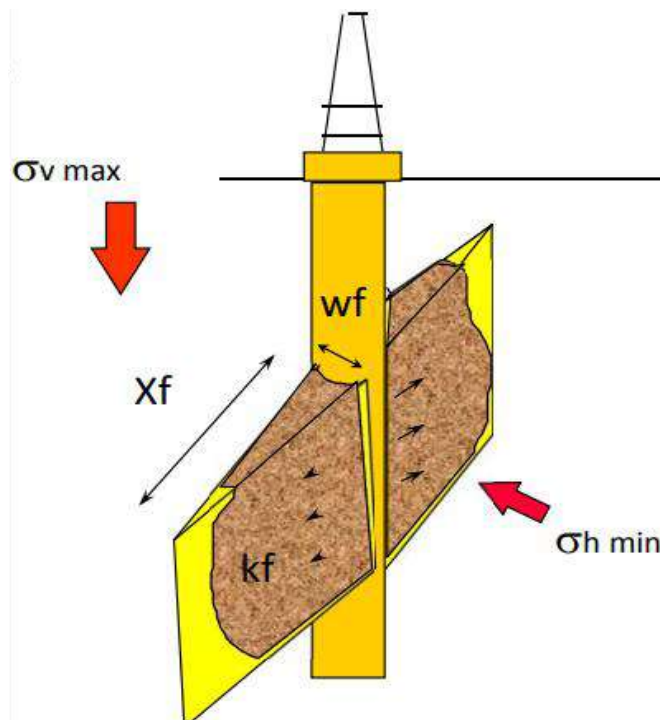


Figure II.5 LA FORME ET L'ORIENTATION DE LA FRACTURE.[16]

II.5 Conductivité des fractures :

$$Fcd = \frac{K_f \cdot W_f}{K \cdot X_f} \quad \text{(II-8)}$$

K_f = Perméabilité de la fracture

W_f = Largeur moyenne soutenue de la fracture

K = Perméabilité de la formation

X_f = Longueur productive de la fracture

Objectif : Obtenir le meilleur Fcd possible

- Plus la valeur du Fcd est élevée plus le potentiel de production augmente

On peut donc jouer sur :

- K_f : la perméabilité de la fracture par :
 - ✓ Choisir un soutènement le plus perméable possible
 - ✓ Éliminer le maximum de résidu
 - ✓ (Conc gel, choix du réticulant, conc breaker)
- W_f : la largeur de la fracture par :
 - ✓ Augmenter la viscosité du gel

La conductivité de fracture peut être augmenté par :

1- augmenter la largeur de fracture.

2-En augmentant la perméabilité et le placement de l'agent de soutènement.

3- Minimiser les dommages de perméabilité au pack d'agents de soutènement sur le fluide de fracturation. [19]

II.6 Fluide de fracturation :

Le fluide de fracturation sera choisi tenant compte de plusieurs critères tels que : sa disponibilité, sécurité, facilité à mélanger et utiliser, sa compatibilité avec la formation, possibilité de dégorgement et le coût résultant. Le fluide de fracturation doit avoir les caractéristiques suivantes :

- Une bonne viscosité et une faible filtration (minimiser la perte du fluide).
- Un Bon transport des agents de soutènement (voir même : ne pas favoriser la sédimentation de ce dernier en cas d'arrêt imprévu).
- Être propre en tant que fluide de base (ne présente pas une source de pollution).
- Facilité de pompage.
- Compatibilité avec les formations du réservoir.
- Dégorgement facile.
- Sécurité.

- Faible frottement pour limiter la puissance de pompage lors de l'injection.
- Adaptés aux températures rencontrées lors de l'opération à réaliser.
- Être aussi économique que possible.

La Figure ci-dessous illustre la composition du fluide de fracturation.

Composition volumétrique d'un fluide de fracturation

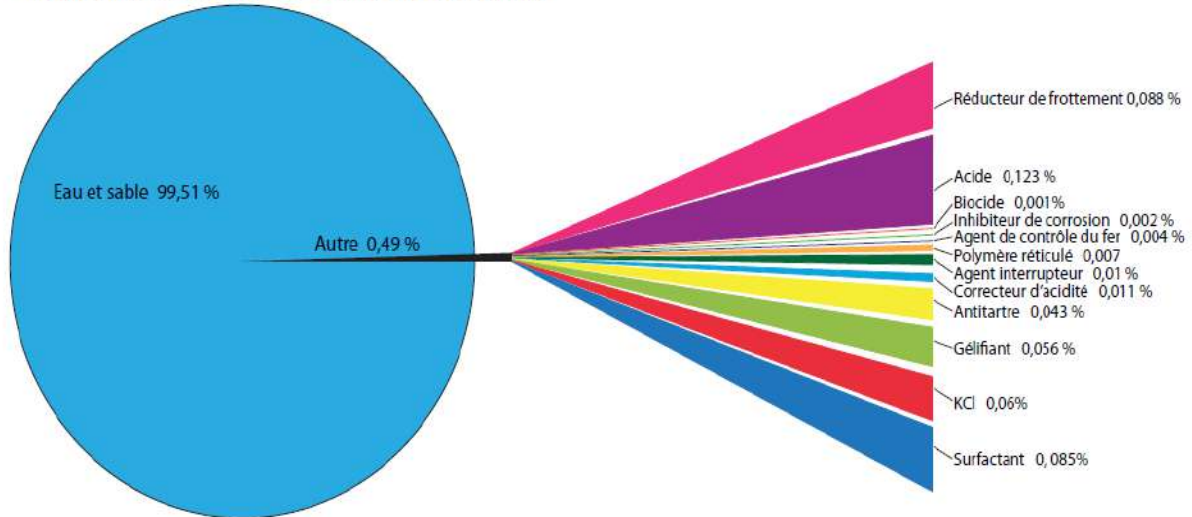


Figure II.6 LA COMPOSITION DU FLUIDE DE FRACTURATION. [23]

II.6.1 Les additifs :

On ajoute quelques %, typiquement 0,5 à 2%, de produits chimiques divers pour améliorer l'effet fracturant de l'eau. Il s'agit le plus souvent :

Tableau II-1 les additifs de fluide de fracturation.

Produit chimique	Rôle	Produits engendrés= polluants
Acide chlorhydrique	dissous certains minéraux gênants	Sels
Inhibiteur de corrosion	empêche la corrosion du train de tubes	détruits par micro-organismes
Contrôleur du fer	Empêche la précipitation de métal dans le tube en réagissant avec les minéraux	Sels
Agent anti-bactérien	Détruit les bactéries de l'eau produisant des produits corrosifs	peu importants

Produit chimique	Rôle	Produits engendrés= polluants
Agent anti- dépôts	Empêche la formation de dépôts dans le tube et les équipements de surface	produit lui-même
Réducteur de frottement	rend l'eau plus "glissante"	produit lui-même
Stabilisateur d'argile	réagit avec l'argile en formation par un processus d'échange ionique sodium- potassium	NaCl, sel de table
Surfactant	rend l'eau plus visqueuse et plus efficace	produit lui-même
Agent gélifiant	rend l'eau plus "épaisse" pour que le sable reste bien en suspension	produit lui-même
Agent casseur	avec un effet retard, annule l'effet gélifiant en profondeur pour une meilleure pénétration de l'eau	ammoniaque, sulfates (sels)
Crosslinker	maintient la viscosité de l'eau malgré l'augmentation de la température	Sels
NaOH	maintient un pH neutre de l'eau et ainsi l'efficacité des autres composants	sels et CO ₂

II.7 Agents de soutènement (proppant) :

Se sont on général des billes de céramiques calibrées, de sable ou de bauxite, de granulométrie de 12/20, 20/40, 30/60 et leur perméabilité variante entre 100 et 800 Darcy.

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

- D'être assez résistants pour maintenir la fracture ouverte.
- D'être distribués d'une manière permettant l'écoulement des fluides vers le puits de production.

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

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



Figure II.7 DIFFERENTS AGENTS DE SOUTENEMENT (PROPPANTS) [23]

Ces différentes petites billes, de la taille d'un grain de sable, maintiennent ouvertes les fractures créées par la fracture hydraulique

II.8 Les équipements nécessaires pour réaliser la fracturation hydraulique :

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

II.8.1 Frac tank (réservoir d'eau) :

Pour stocker l'eau traitée utilisé pour la préparation de gel de la fracturation.



Figure II.8 RESERVOIR D'EAU (FRAC TANK). [24]

II.8.2 Blender (mélangeur) :

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



Figure II.9 BLENDER. [24]

II.8.3 Mountain Mover (réservoir de stockage d'agent de soutènement) :

Est un stockeur d'agent de soutènements, sa capacité peut aller jusqu'à 2500 ft³. Il est divisé en cinq (5) chambres permettant de mettre les différents types de proppant.



Figure II.10 MOUNTAIN MOVER. [24]

II.8.4 Pompe triplex :

C'est un appareil de pompage de fluide de fracturation à haute pression qui peut atteindre 20000 Psi.



Figure II.11 POMPE TRIPLEX. [24]

II.8.5 Manifold :

Est un ensemble de vannes qui collecte des mélanges et peut résister à des pressions de 20000 Psi pour un débit de 75 bbl/mn.



Figure II.12 MANIFOLD. [24]

II.8.6 Pentre pump (Pompe Pentre) :

C'est une pompe de gonfler les deux espaces annulaires pour éviter l'écrasement de tubing ou tubage.



Figure II.13 PENTRE PUMP.[24]

II.8.7 Cabine de contrôle :

la place ou le superviseur contrôle le débit d'injection, la pression de tête, de fond et d'annulaire...etc.



Figure II.14 CABINE DE CONTROLE. [24]

II.8.8 Wellhead isolation Tool (Outil d'isolation de tête de puits (Tree-saver ou WIT))

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

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

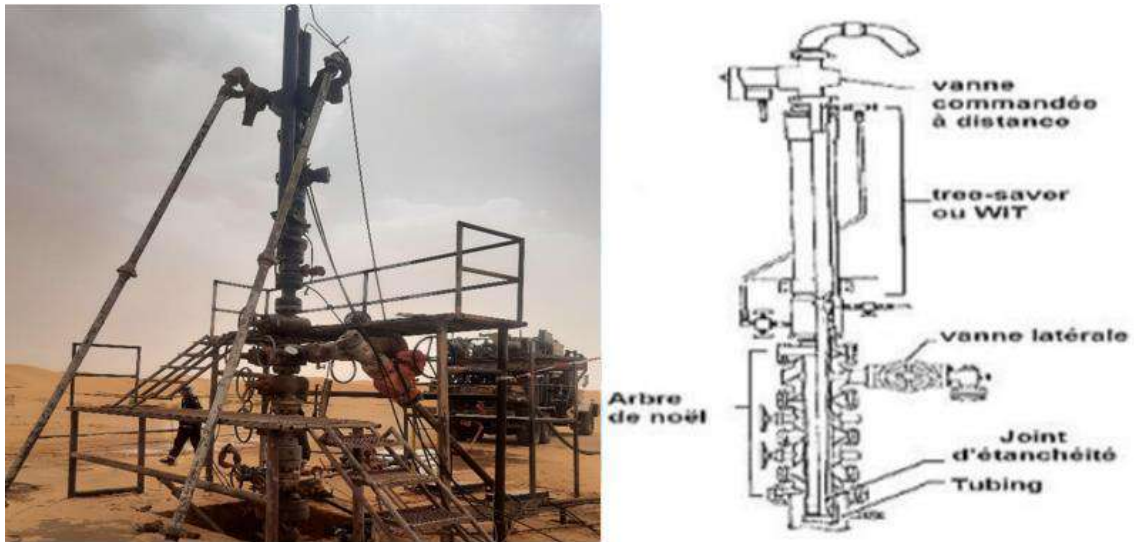


Figure II.15 WELLHEAD ISOLATION TOOL (OUTIL D'ISOLATION DE TETE DE PUIIS). [24]

II.9 Mode opératoire de la fracturation hydraulique :

Le déroulement d'un traitement de fracturation hydraulique est comme suit :

II.9.1 Essai d'injectivité (Injectivity Test)

Il consiste à injecter un fluide tel que : " l'eau traitée, la saumure " en régime de fracturation en vue de :

- ✓ Vérifier si la formation absorbe le fluide.
- ✓ Déterminer le gradient de fracturation. [25]

Thermométrie (température log)

Avant l'exécution de l'opération de fracturation, on enregistre une thermométrie dite de référence, afin de comparer son profil à celui qui sera enregistré après le test de cassure (break down test). La thermométrie est donc l'outil qui nous renseigne sur la hauteur de la fracture, si elle a lieu. [26]

II.9.2 Data Frac (Shadow Frac ou Mini Frac)

Permet d'amorcer et créer une fracture non soutenue pendant une durée de temps suffisante de manière à déterminer :

- La pression de fermeture.
- Le coefficient de filtration.
- Instantaneous Shut In Pressure (ISIP)
- L'efficacité du fluide.

- La géométrie de la fracture.
- Les pertes de charge.
- Déterminer le gradient de la fracturation.

Tous ces paramètres nous permettent d'établir le programme de fracturation, c'est-à-dire déterminé Le débit, le volume du fluide injecté et les concentrations maximales de proppants que l'on doit injecter durant le traitement Main Frac.

Le shadow frac inclut trois tests :

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

A. Step rate test (Test de débit par incrément) :

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

Cette injection doit être accompagnée d'un enregistrement continu de la pression, et on obtient une courbe de la forme suivante : [27]

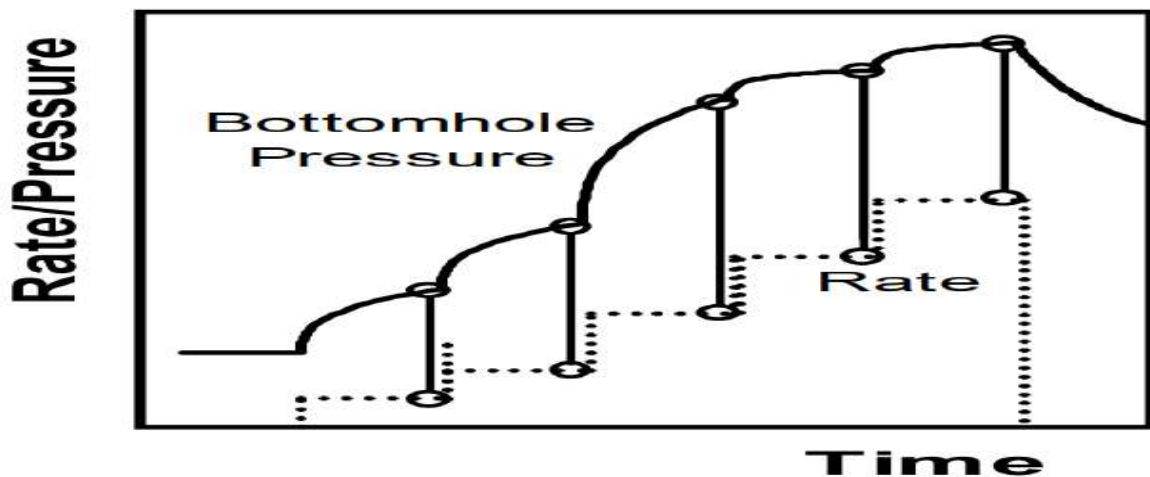


Figure II.16 STEP RATE TEST. [28]

B. Pump in Flow back test:

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

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

➤ La première consiste à continuer l'injection avec le débit du dernier incrément du step rate test et le maintenir pendant un temps suffisant pour injecter un certain volume compris entre 50 à 150 bbl, puis à fermer le puits.

➤ La deuxième consiste à ouvrir le by-pass et à laisser le fluide injecté sortir (purgé le puits) à un faible et constant débit. Puis on arrête la purge, le débit de flow back est important pour estimer la pression de fermeture exactement. Lorsque l'injection est arrêtée, la pression du fluide dans la formation diminue jusqu'à atteindre une valeur inférieure à la pression de fermeture, naturellement, la fracture se referme. Ainsi, l'écoulement du fluide change d'un écoulement à partir du puits vers la fracture à un écoulement provenant de la matrice vers le puits. C'est ce qui explique le changement brusque de la pente dans la partie flow back. [29]

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

La pression de fermeture est estimée en dessinant deux tangentes sur la courbe de réponse de pression.

La restriction au voisinage du puits doit forcer la pression de fond à être inférieur à la pression de fermeture pendant le flow back, si ce dernier ne continue pas longtemps au-delà du point d'inflexion, la stabilité de la pression répondue peut fournir une meilleure estimation de la pression de fermeture. [27]

C. Pressure Decline Test (test de déclin de pression)

Ce test consiste à créer une mini-fracture dans la formation avec le même fluide que celui proposé pour le traitement principal. Il se divise en deux étapes :

- Étape Minifrac, qui permet de déterminer le modèle de propagation.
- Étape Fall-off ou chute de pression après Minifrac. [31]

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

- ✓ L'efficacité du fluide

$$\eta = \frac{V_f}{V_i} = \frac{V_i - V_{lp}}{V_i} = 1 - \frac{V_{lp}}{V_i} \quad (\text{II-9})$$

V_f : Volume de la fracture.

V_i : Volume total du fluide injecté dans la fracture.

V_{Lp} : Volume du fluide filtré.

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

Il consiste en premier lieu à injecter le fluide dans la formation avec le débit du traitement principal proposé, et le maintenir jusqu'à pomper 20 à 30% du volume total proposé pour le traitement principal. Puis à arrêter l'injection et fermer le puits pour entrer dans la seconde phase qui est le Fall-off, en laissant la pression au fond chuter. La pression doit être mesurée pendant la Minifrac et après jusqu'au déclin complet de la pression.

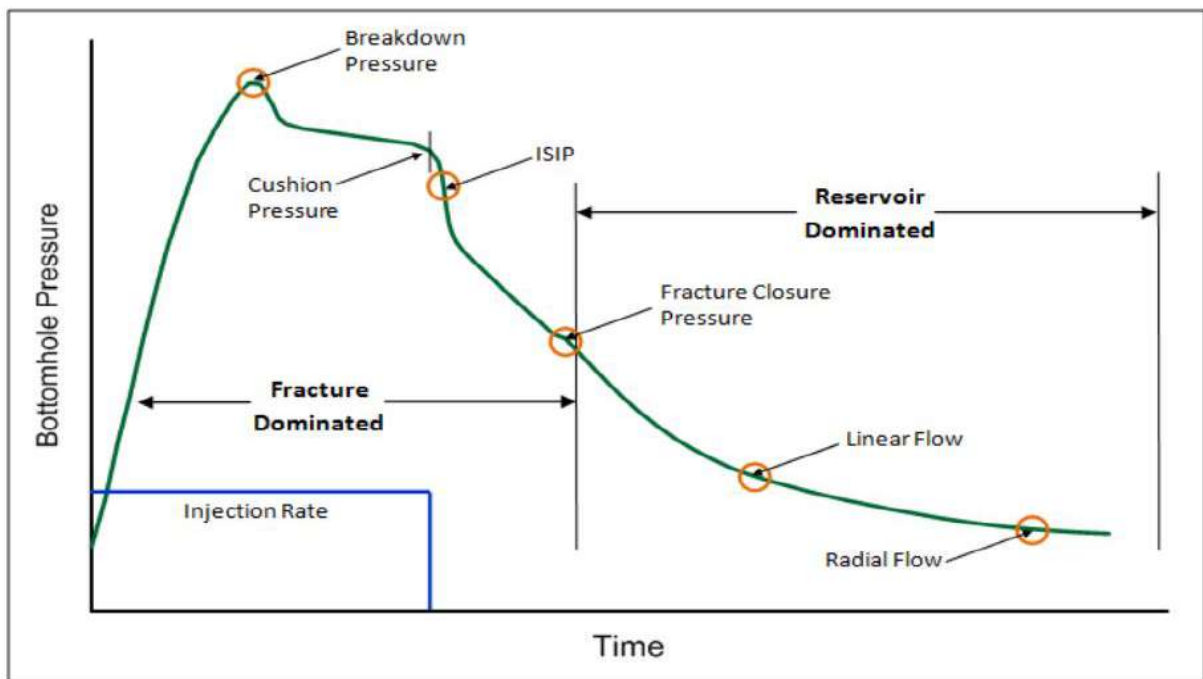


Figure II.17 PRESSURE DECLINE TEST APRES SHUT-IN. [30]

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

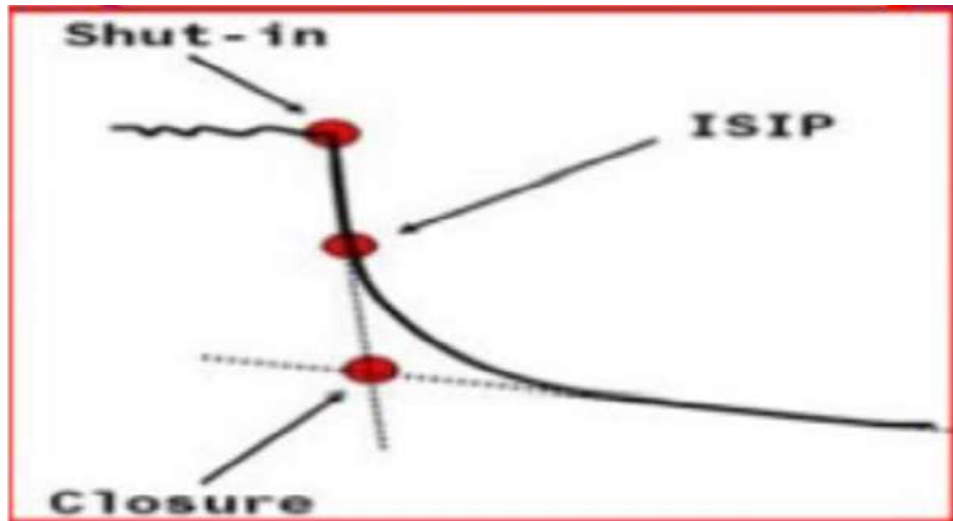


Figure II.18 LA PRESSION DE FERMETURE A BASE DE SHUT-IN TEST. [19]

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



Figure II.19 EXEMPLE DU COURBE DECLIN DE PRESSION. [25]

II.9.3 Déroulement d'un traitement principal :

L'opération se fait en 6 phases :

Phase 1 : tests sur les installations de la surface.

Phase 2 : injection de pré-pad volume.

Phase 3 : injection de pad volume.

Phase 4 : placement du proppant dans les fractures.

Phase 5 : chasser le fluide transportant le proppant et garder ce dernier pour maintenir les fractures ouvertes.


Phase 6 : arrêt d'injection et fermeture du puits.

Phase 7 : dégorgeage est mise en production du puits. [29]



Chapitre III

*Les échecs de la fracturation hydraulique
des puits à faible pression de réservoir*



III. Introduction

La réussite de la fracturation hydraulique, nécessite un bon choix du puits candidats en prenant en considération les caractéristiques de réservoir et selon un programme d'essai pour préparer et assurer une cohérence dans les principaux processus de traitement. L'analyse des données de test obtenu doivent être étudiées et observée pour éviter les échecs soit durant l'opération soit selon l'effet des caractéristiques. Néanmoins, parfois l'opération rencontre des échecs

Le chapitre vise à mettre en évidence les points suivants :

- Les échecs de la fracturation hydraulique.
- Etude comparative de fracturation hydraulique dans le puits OMP572.
- Etude de l'échec de fracturation d'un réservoir à faible pression.

III.1. Présentation du champ de Hassi Messaoud

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus grands et plus complexes gisements du monde. Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-est du Sahara Algérien. Le champ est divisé d'Est en Ouest en deux parties distinctes :

Le champ Sud et le champ Nord, chacun a sa propre numérotation.

- Le Champ Nord : C'est une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple : Omo38, Onm14, Ompz12*

O : Majuscule, permis d'Ouargla. m : superficie de la zone à huile : 1600 km².

o: Minuscule, superficie de la zone à huile de 100 km, 3 : Abscisse et 8 : Ordonnée.

- Champ Sud : La numérotation des zones est chronologique. Ex :
MD1, MD2, MDZ509. [6]

III.1.1. Description du réservoir

Les grès de Hassi-Messaoud ont été subdivisés au début de la reconnaissance du gisement en quatre termes :

- **Zone Ri** : Grès fin isométrique, zone habituellement très compacte (13% des réserves).
- **Zone Ra** : Grès anisométrique, réservoir principal de Hassi Messaoud. (68% des réserves).
- **Zone R2** : Grès grossier plus argileux, ne présentant que rarement des qualités réservoirs, dans sa partie supérieure (19% des réserves).

- **Zone R3** : Zone très grossière à micro-conglomératique très argileux, sans aucun intérêt pétrolier. [31]

Le gisement de HMD est caractérisé par son réservoir Cambro-Ordovicien dont les caractéristiques pétro-physiques moyennes du réservoir sont indiquées dans le tableau suivant.

Tableau III-1 Caractéristiques pétro-physiques moyennes du réservoir cambro-Ordovicien.[6]

Réservoir	K _{min} (md)	K _{moy} (md)	K _{max} (md)	Φ _{min} (%)	Φ _{moy} (%)	Φ _{max} (%)	S _{wi} (%)	V _{sh} _{moy} (%)
Ri	0,3	1	2	6	7	8	17	15
Ra	2	15	100	6	8	10	10	7
R2	1	2,5	7	-	10	-	17	20
R3	-	< 1	-	-	0,11	-	0,17	⁽¹⁾

Les réservoirs du champ de Hassi Messaoud sont constitués de plusieurs drains.

Ces derniers sont considérés comme étant des conduites naturelles dont les caractéristiques pétro-physiques sont relativement constantes.

La notion de drain a pris naissance à raison d'une correspondance sédimentologique et diagraphique et à la qualité du réservoir.

D'après A. L'Homer 1966, la base du **Ra** se subdivise en cinq drains :

- **D1** : il est caractérisé par des grès grossiers à stratification oblique arquée. Sa base est souvent micro-conglomératique, avec absence de tagillite.
- **ID** : c'est un niveau plus mince ou s'intercalent des niveaux silteux avec la présence locale de tagillite, il marque le passage de grès grossiers entre les drains D1 et D2.
- **D2** : il est caractérisé par des grès grossiers bien ordonnés. La stratification oblique à tabulaire.
- **D3** : dans ce drain se développe une granulométrie plus fine. On remarque la présence de grès fin à passage silteux.

- **D4** : ce sont des grès à stratification oblique. L'importante variation d'épaisseur totale de ce drain peut laisser supposer l'existence de variation de faciès non négligeable.

[31]

III.1.2. Caractéristiques des huiles

- L'huile est légère de densité 0,8 (API = 45,4).
- La pression de gisement est de : 400 kg/cm².
- La température est de l'ordre de 118°C.
- Le GOR est de 219 m³ /m³ sauf pour les puits en percée où le GOR peut atteindre 800 m³ /m³ et plus (cas d'Oml 63 et Oml 633).
- La porosité en moyenne est faible : 5 à 10%.
- La perméabilité est assez faible.
- La viscosité est de 0,2 cp.
- Le facteur de volume est de 1,7.[6]

III.1.3. Caractéristiques de gaz associé

- Une pression de bulle de 160 kg/cm².
- Viscosité de gaz est 0,02 cp.
- La compressibilité est de 0,8 bar⁻¹. [6]

III.2. Les échecs de la fracturation hydraulique :

III.2.1. Les colmatages :

La réduction de la perméabilité dans la fracture peut résulter de plusieurs facteurs qui sont :

- Agent de soutènement : le mauvais choix des agents de soutènement peut provoquer le colmatage. Par exemple l'écrasement du « proppant » dans la formation à cause de la faible résistance de ce dernier peut provoquer la réduction de la conductivité et par conséquent le colmatage.

- Fluide de fracturation : la filtration de fluide de fracturation et les résidus insolubles sont deux facteurs qui peuvent influencer sur la perméabilité :

- ❖ Les résidus insolubles qui se forment de la dégradation de fluide de fracturation

peuvent rester dans la fracture ou dans les pores provoquant le colmatage.

- ❖ La filtration du fluide de fracturation provoque l'augmentation de la viscosité du fluide dans la formation qui va jouer le rôle d'un obstacle devant le passage du fluide de formation.

III.2.2. 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 « proppant-slug » pour fermer (boucher) les canaux derrière le casing.

III.2.3. L'épaisseur des épontes :

Généralement la couche productrice est située entre deux couches couvertures (qui sont imperméable) ; permettant une bonne étanchéité contre la migration du fluide en place.

Dans le cas où l'épaisseur de ses barrières est faible ; on a le risque de perte totale de fluide ou bien de recevoir des fluides indésirables.

III.2.4. La tortuosité :

La tortuosité est l'orientation de la fracturation vers son plan préférable de la propagation. Ce phénomène est dû essentiellement aux orientations des perforations par rapport à la direction de la contrainte horizontale (σ_h) ou à l'initiation de plusieurs fractures sur la même surface due à l'extension des fissures.

Le phénomène de la tortuosité provoque la restriction de largeur de la fracture qui va provoquer des pertes de charges et un blocage (screen out) car la largeur devient inférieure aux dimensions des agents de soutènement.

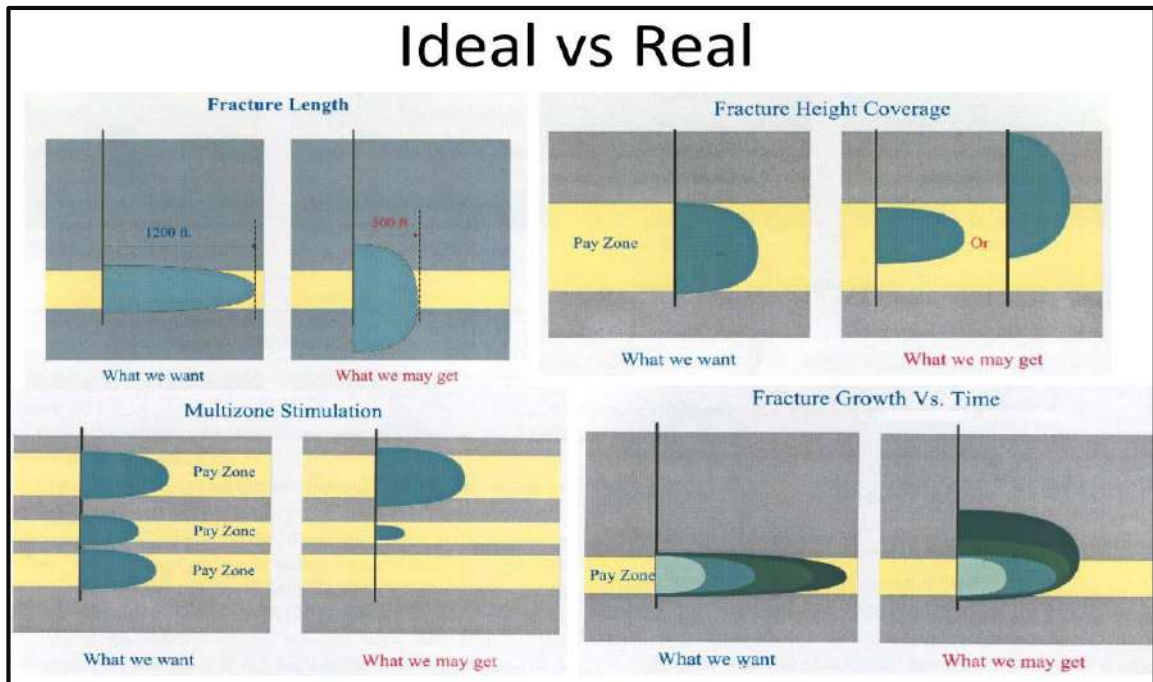


Figure III.1 LA TORTUOSITE [33]

III.2.5. 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.

III.2.6. Configuration de la tête de puits :

En générale la série des têtes du puits producteur est de 5000 psi alors que lors du traitement on dépasse facilement 5000 psi en tête, mais le problème a été résolu en mettant un équipement qui by passe la tête du puits et qui s'ancre dans le casing appelé treesaver.[34]

III.2.7. La puissance hydraulique (Hydraulic Horsepower (HHP))

La puissance hydraulique est la puissance appliquée à la formation lors du pompage. L'équipement de pompage utilisé pour transmettre le fluide dans le puits de forage est la clé du succès du processus de fracturation hydraulique. Les pompes à piston alternatif sont utilisées depuis des décennies pour propulser un mélange d'eau, de sable et de produits chimiques dans un puits à des pressions pouvant atteindre 15 000 psi et à des débits parfois supérieurs à 100

barils par minute. Mais parfois la puissance des pompes n'atteint pas la puissance utile pour pomper le fluide de fracturation vers la formation ce qui implique l'échec de l'opération.

III.2.8. La faible pression de réservoir

La pression de réservoir joue un rôle important pour le succès de la fracturation hydraulique parce qu'elle assure le démarrage de puits après le frac ce qu'on appelle flow back. Parfois après l'opération le fluide n'a pas une énergie pour le dégorgeement de puits ce qui nécessite l'utilisation des méthodes important pour assurer le flowback .

III.3. Etude de cas : puits OMP572

OMP572 est un puits producteur d'huile foré et complété le 27/04/1997. Le puits a été converti en mois de juillet récent en Side Trak pour le blocage du gaz (gaz shut off), compléter par tubing 4^{1/2} «et LCP 4^{1/2}» une perforation effectuée seulement au milieu de D2 (3382 – 3393m) , Il y a eu deux opérations de fracturation hydraulique réalisé dans ce puits dans deux réservoirs différents , l'une en **novembre 2000** dans le réservoir D1 et la deuxième frac **en mars 2022** dans le réservoir R2 . L'opération réalisée pour cet objectif :

Le 1^{er} frac :

L'amélioration de la productivité du puits par la fracturation hydraulique après la diminution de la productivité ($Q_{Oav-frac} = 4,28m^3/h$).

Le 2^{ème} frac :

Etudier la possibilité de restaurer la production du puits par fracturation hydraulique, après le side-track du 21/07/2021.

Donc d'après l'étude le puits OMP 572 est un candidat Frac proposé par le département réservoir.

III.3.1. Objectif de l'étude :

Notre objectif d'après l'étude de la fracturation hydraulique réalisé dans ce puits est :

- Connaitre la réussite ou bien l'échec de l'opération de la fracturation hydraulique.
- Etude et analyse les résultats obtenir après l'exécution des deux opérations et faite une comparaison.
- Déterminer les échecs de la fracturation hydraulique et donne les remèdes et des recommandations.
- Etudier l'effet dans le cas de faible pression de réservoir sur les résultats de frac.

III.3.2. Historique du puits OMP572

- OMP572 est un puits vertical producteur d'huile de la zone 9 ; foré et complété le 27/04/1997 dans le D1 + ZPSG (31m) et R2 (39m).
- Au début, le puits a produit avec un débit moyen $\approx 4\text{m}^3/\text{hr}$.
- Le 30/11/2000, fracturation hydraulique initiée dans le D1 avec isolation des bas perfos par un bouchon de sable jusqu'à 3355m, ($Q_{\text{av-frac}} = 4,28\text{m}^3/\text{h}$), Le puits a été fermé pour débit nul entre **Octobre 2006** et **Mars 2008** puis entre **Janvier 2011** et **Juin 2013**.
- En 21/07/2021, un side-track est foré pour le blocage du gaz de la percée (gaz shut-off). Seulement le milieu du R2 est perforé (3382-3384, 3386-3389, 3391-3393m). Q_0 après side track = **0,8m³/h**
- NP (avant side-track) = **538280.3 STm³**.

Tableau III-2 paramètres du puits OMP572 avant l'opération de fracturation hydraulique.

Les paramètres de puits	Frac#1 (D1)	Frac#2 (R2)
Pg	260.82 Kg/cm²	191,6 Kg/cm²
Pfd	116.86 Kg/cm²	138 Kg/cm²
Pt	19.5 Kg/cm²	7 Kg/cm²
Q	4,28m³/h	0,8m³/h
KH	185 md-m	52md-m
S	19.5	1
Perforation	3338 – 3355 m	3382 - 3384 m
	3363 – 3357 m	3386 - 3389 m
	3365 – 3370 m	3391– 3393 m
	3370 – 3376 m	
	3378 – 3388 m	

III.3.3. Les paramètres et les données du puits OMP572

A. Position de puits

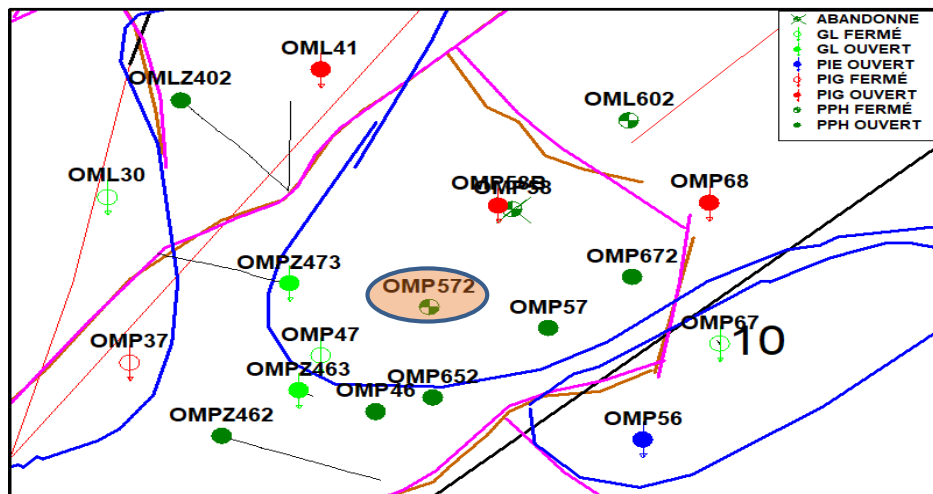


Figure III.2 : POSITION DU PUITES OMP572.

B. Complétion et état de cimentation

Tableau III-3 Complétion de puits OMP572.

Complétion	
Complétion 4”1/2 New Vam P110 13.5#	3266.11m @TR
L. Nipple “R” Sup	3241.36m @TR
L. Nipple “R” Inf	3265.77m @TR
Packer hydraulique Wellcare	3252.19m @TR
Sabot 7”	3325.00m @TR
Top liner LCP	3268.00m @TR
Fond initial	3817m @TR

C. Paramètre de réservoir

Tableau III-4 Paramètre de réservoir R2 et D1.

Paramètre	<i>R2</i>	<i>D1</i>
Perméabilité, mD	2.49 (est)	4.16
Pay brut, m	37	50
Pay net, m	7	44
Pression du réservoir, psi	2,700	3781.89
Température du réservoir, °C	120	
Porosité, %	11.71	10.37

Saturation en eau, %	18.97	15.78
-----------------------------	--------------	--------------

D. Paramètres de production

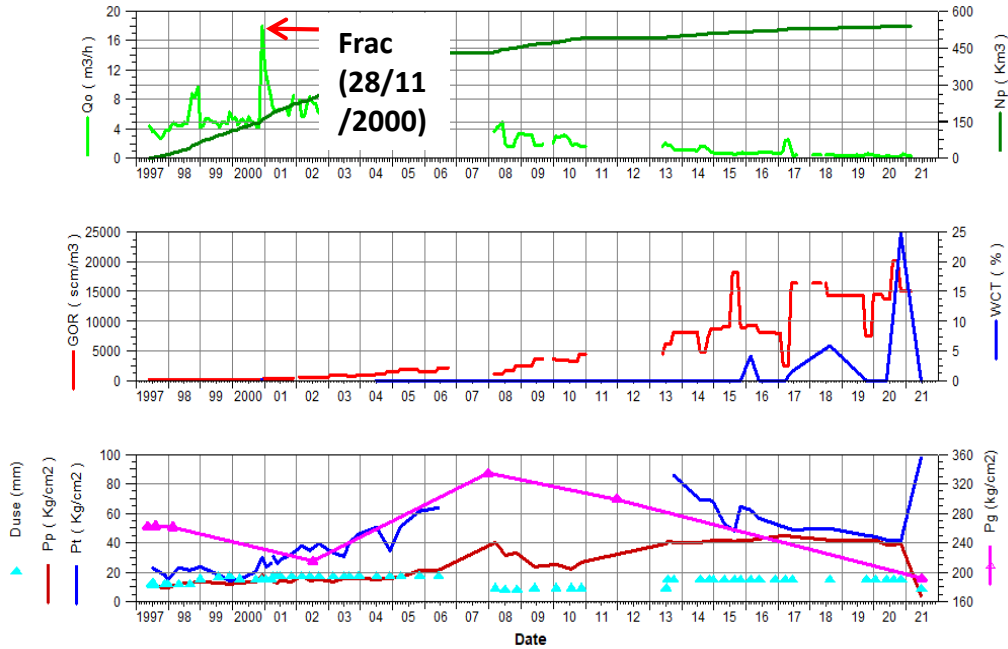


Figure III.3 LES PAREMETRES DE PRODUCTION DU Puits OMP572.

E. PLT Log

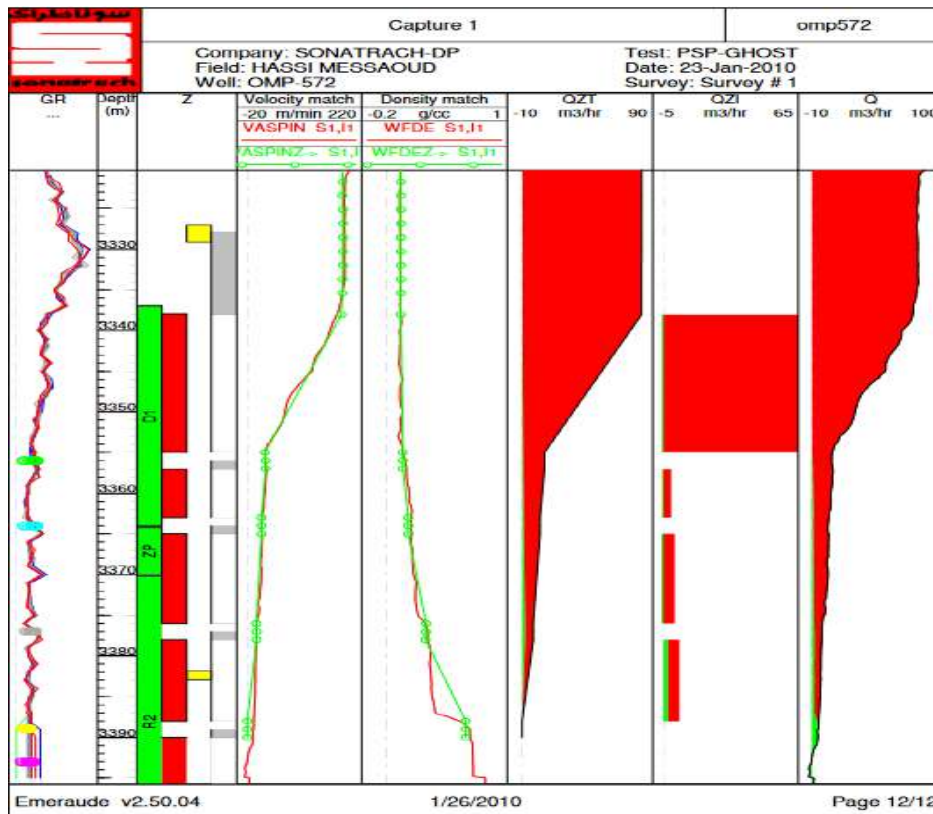


Figure III.4 PLT AVANT LE SIDE TRACK (Janvier 2010).

PLT du 23/01/2010 montre une forte percée de gaz dans le D1 avec production d'huile presque nul.

Le R2 présente la partie qui produit le maximum d'huile avec peu de gaz.

III.3.4. La réalisation de la fracturation hydraulique (FRAC#1) dans D1

L'opération de fracturation a été réalisée par Schlumberger en 28 novembre 2000 pour améliorer la productivité de puits.

A. Mini frac (data frac)

Tableau III-5 Les données de Mini Frac.

Paramètre	Valeur
Pression de fermeture (psi)	8,839
Efficacité de fluide	17%
Pression nette (psi)	791
Volume du gel (gal)	15,000
BHP (ISIP) (psi)	9,630
Type de fluide	YF 135HTD
Débit de la pompe	21.6
Gradient de fracture (psi/ft)	0.88

B. Température log

Le log des températures a été pris trois heures après la mise en service. Le profil de température montre que le confinement de la fracturation à 3335 m environ, soit seulement 3 m au-dessus du sommet de l'intervalle perforé, jusqu'au fond, en raison du bouchon de sable, aucun autre profil de hauteur n'a pu être étudié. Cependant, au sommet, le profil de température est en accord avec le profil de contrainte, ainsi, au fond, on peut s'attendre à ce que le frac être contenue à 3373 m, où il y a une barrière de contrainte plus élevée.

Après analyse du profil de température, le traitement a été considéré comme réalisable.

C. Main frac

La conception était basée sur l'efficacité du fluide de 17%, provenant du DataFRAC. L'objectif était de pomper 96 255,8 lbs de proppant dans la formation.

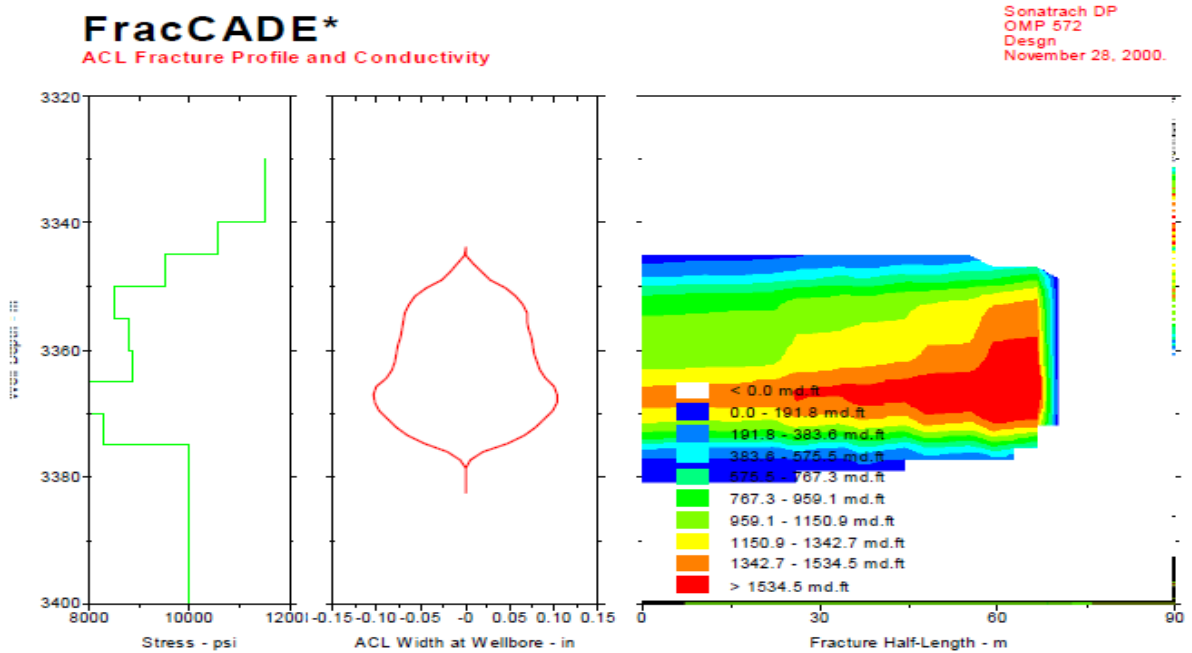


Figure III.5 PROFILE DE CONCENTRATION DE FRACTURE

Tableau III-6 Les données de main frac.

Paramètre	Valeur
Efficacité de fluide	30.5 %
Pression nette (psi)	1610
Conductivité des fractures (md.ft)	1291
Type de fluide	YF 135HTD
Débit de la pompe (bpm)	25
Volume de Proppant (lbs)	96 255,8

III.3.5. La réalisation de la fracturation hydraulique (FRAC#2) dans R2 :

Après l'étude des paramètres de puits selon le département de réservoir donc le puits est un candidat pour la fracturation hydraulique.

L'opération a été réalisé par le département stimulation et fracturation du BJSP en 27 mars 2022 pour stimuler la production de puits.

III.3.5.1. Profile de Stress de puits

Le profil de contraintes montre des valeurs très faibles dans l'intervalle (3382-3385) qui se coïncide avec l'intervalle de perfos après side-track (3382 et 3393).

L'initiation d'un frac dans cet endroit peut permettre de confiner le frac et éviter de provoquer la zone de percée de gaz.

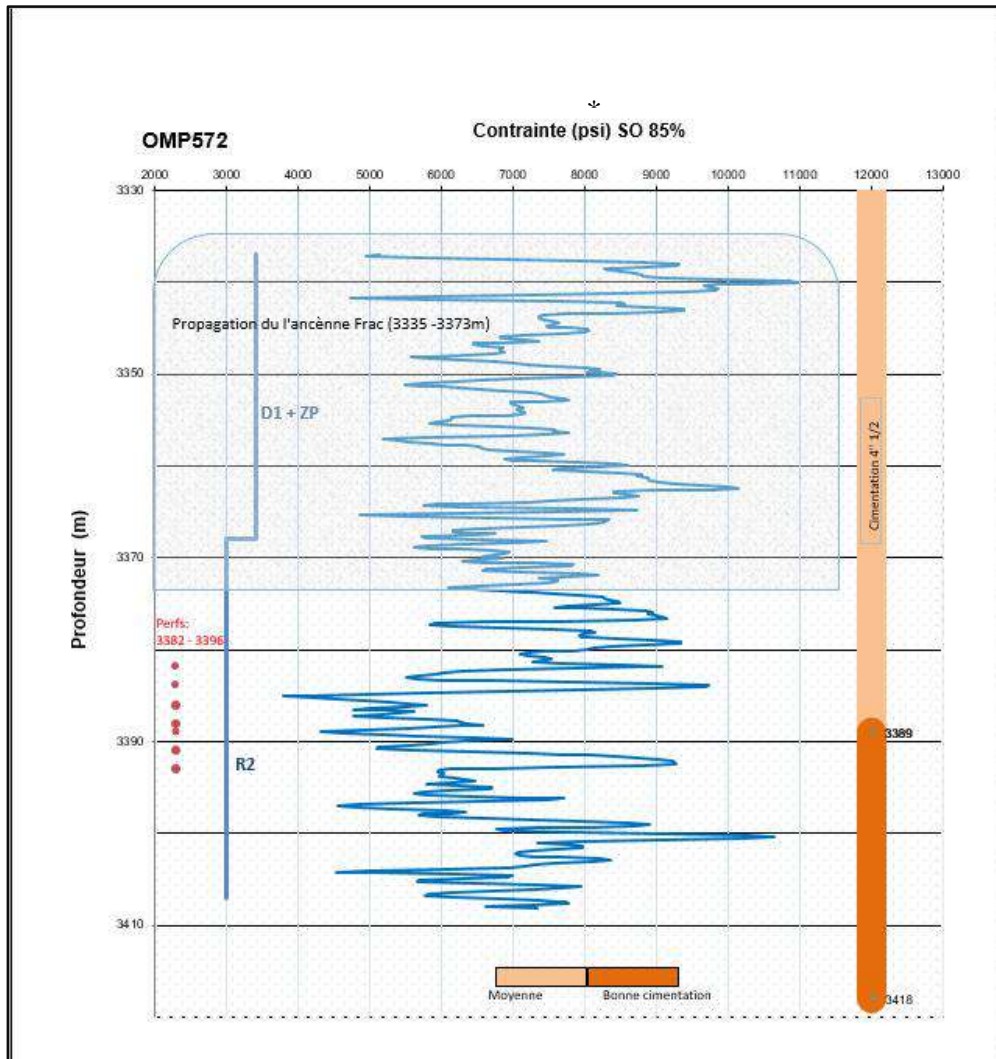


Figure III.6 PROFILE DE STRESS DE PUITS OMP 572

III.3.5.2. Discussion et recommandations :

➤ **De point de vue complétion :**

Les caractéristiques mécaniques des casings, complétion et le Packer Wellcare sont adéquats pour la réalisation d'une opération de fracturation hydraulique.

➤ **De point de vue historique des opérations :**

Ce puits a enregistré un gain positif lors de fracturation du drain D1, ce drain doit être évité à cause du percé du gaz, l'opération actuelle cible el R2 qu'est moins intéressant par rapport le D1.

➤ **De point de vue profil de contrainte :**

Selon le profil réalisé à partir de la corrélation du cambrien du champ Hassi Messaoud montre une contrainte minimale moyenne à faible au long du réservoir en particulier en face l'intervalle perfs ce qui correspond aux l'objectifs de l'opération

III.3.5.3. Programme de la fracturation hydraulique

Le programme de l'opération préparé par le département du technique puits de SONATRACH.

A. Information utile

Tableau III-7 les informations utile de programme.

Casings	100% Ecrasement	80% Ecrasement	100 % Eclatement	80% Eclatement
4" 1/2 P110 13,5#	10670	8536	12410	9928
7" P110 32#	10760	8608	12460	9968
7" P110 29#	8510	6808	11220	8976
9" 5/8 P110 47#	5310	4248	9440	7552
9" 5/8 P110 53,5#	7930	6344	10900	8720
Packer Baker 83 A 47	Différence de pression (psi) 100%		différence de pression (psi) 80%	
	6000		4800	
Densité de fluide de complétion	1.2			

B. Enveloppe de pression

Table III-8 L'enveloppe de pression.

Etape	Max. Pression de pompage admissible (psi)	Pression dans l'annulaire A (psi)
Injektivité test et data frac	11200	3000
Main frac	Selon le design	3000

C. Préparation de puits :

- Un nettoyage de puits au tube clean avec un lavage intensif de l'intervalle perforé
- Un test d'annulaire en vue de frac
- L'annulaire 7'' x 4'' ½ @ 3300 psi

- L'annulaire 9" 5/8 x 7" @ 1200 psi

D. Test d'injectivité

Fluide : eau traitée 3%

- Procéder au remplissage de puits avec de l'eau traitée pour homogénéiser la colonne hydrostatique.
- Effectuer un breakdown test avec eau traitée à 1-10 BPM jusqu'à l'apparition de breakdown.
- Switch à l'acide à faible débit puis déplacer l'acide avec de l'eau traitée à faible débit.
- Une fois tout le volume d'acide est déplacé, augmenter le débit d'injection progressivement. Chaque débit d'injection doit être maintenue pour une période suffisante (1 minute) qui permette la stabilité de pression d'injection.

Si les pressions de pompage sont élevées un STEP DOWN TEST avec de l'ET peut être effectué.

Arrêtez le pompage, fermez les vannes de surface.

E. Shadow frac (mini frac)

Fluide : Selon compagnie de service

Après préparation du gel, assurer la bonne qualité et vérifier le temps de réticulation en fonction de volume de puits et le débit de pompage.

Une fois tout est prêt procéder au pompage :

Tableau III-9 le programme de pompage.

Etape	Volume (bbls)	Débit (bpm)
Gel linéaire (pre-pad)	1000	0-30
Gel réticulé (pad)	15000 gals (ajustable en fonction de l'évolution de la pression)	30
Gel linéaire (flush)	6956 gals + volume des lignes de surface	30
Arrêt de pompage et enregistrement le déclin	0	0

NB : Le débit du mini-frac peut être changé après analyse des résultats de test d'injectivités et en combinant les données de profil de contrainte.

F. Fermeture

A l'arrêt de pompage fermer les vannes de surface et continuer l'enregistrement des pressions jusqu'à la détection et la confirmation de la pression de fermeture de la formation.

G. Température log

Une température log doit être effectué a environ 4 h après la fin de pompage du mini frac pour déterminer la hauteur de propagation de la fracture.

H. Main Frac

Objectif : **le réservoir entièrement**

La taille du frac et le design de pompage seront ajusté après l'analyse du mini et résultat de la température log, une Frac de taille moyenne est souhaitée.

III.3.5.4. Exécution de l'opération :

1. **RIG UP BJSP** et tenez une réunion de sécurité
2. Tester la pression des lignes de traitement. Amorcer les pompes et les lignes de rinçage vers un réservoir ou une fosse à déchets. Test de pression traiter les lignes et régler les vannes de surpression (PRVS) en fonction des pressions suivantes :
 - La ligne de traitement 11 000 PSI
 - Lignes annulaires 5 000 PSI
 - Ligne de traitement PRV 9 500 PSI
 - Ligne annulaire PRV 4 500 PSI
3. Puits ouvert pression dans l'annulaire à 1500 PSI
4. Remplir le puits et la formation de rupture avec de l'eau traitée a 3 - 10 BPM. Vérifiez que les perforations sont absorbent de fluide.

NOTE : Maintenir la pression annulaire pendant toutes les opérations de pompage

5. Test de fond (OPTIONNEL). Si la friction du fond du trou calculée à la suite de test d'injection est supérieure à 500 PSI, effectuez un test de fond progressif avec de l'eau traitée selon le programme de pompage ci-joint.
6. **MINI FRAC.** Augmenter la pression dans l'annulaire jusqu'à 2500 PSI. Remplir le puits, casser la formation, et augmenter le débit à 30 BPM.. Pompe 476 BBLs de SPECTRA FRAC G 3500. Déplacer le fluide réticulé avec 175 BBLs de 35# linéaire

gel. Arrêter les pompes, enregistrer l'ISIP et surveiller la chute de pression .recalculer les paramètres de la fracture et reconcevoir le traitement si nécessaire.

7. **Température log** .installez une ligne électrique et effectuez un enregistrement de la température sur l'intervalle perforé. Examiner les résultats et discuter de la marche à suivre avec le représentant du S-DP .
8. **Main Frac.** augmenter la pression dans l'annulaire jusqu'à 2500 PSI. Remplir le puits avec 24 BBLS de gel linéaire 35# et casser la formation avec 524 BBLS de spectra frac G 3500. Augmenter le débit à 30 BPM. utiliser le programme de proppant ci-joint comme guide pour le placement de 81,500 LBS de proppant hsp sinterball . déplacer le puits avec 173 BBLS de gel linéaire 35#.
9. Arrêter. Fermer le puits, fermer le puits, démontrer les équipements de fracturation et sécuriser le puits flowback de puits selon les procédures de SONATRACH-DP à travers des conduites de surface correctement fixées pour nettoyer et évaluer le traitement.

III.3.5.5. Les Equipement de l'opération :

Les équipements utilisés dans l'opération :

(6) Unités de pompage de 1800 HP , (1) Pompe annulaire , (1) Blender ,(1) Unité d'hydratation , (1) Van d'enregistrement des traitements(TRV) , (1) Van de laboratoire ,(1) Sand King , (1) Ensemble de lignes de traitement 3" x 15K HP et Acc ,(2) Grues ,(1) Treesaver x 4-1/2 pouces , (5) Tank Frac x 500 bbls ,(1) Tuyaux 4" assortis, etc , (4) Citernes pour le transport de l'eau

III.3.5.6. Analyse de l'opération

A. Test d'injection

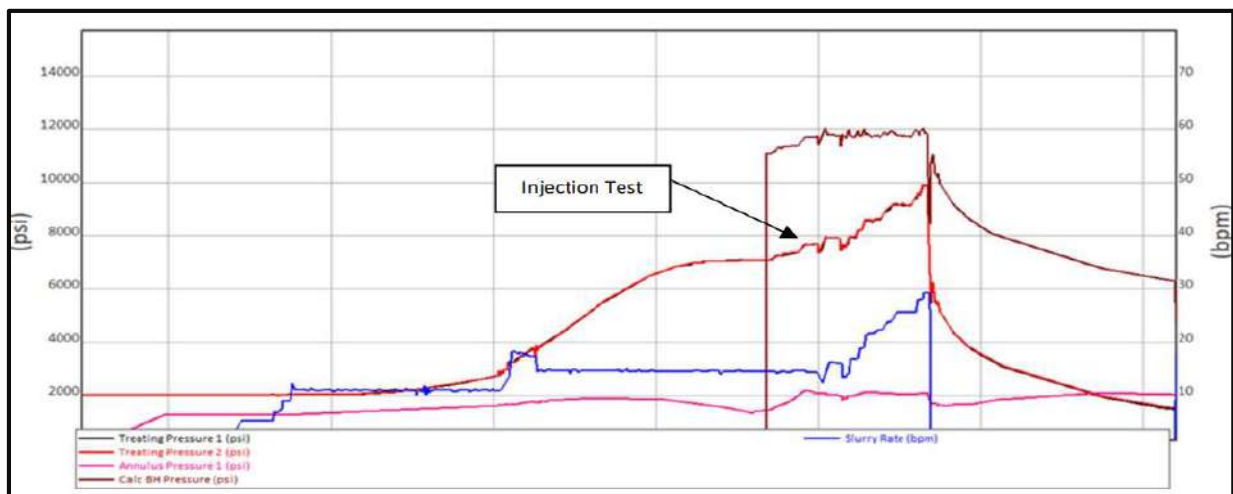


Figure III.7 LES DONNEES DE TRAITEMENT TEST D'INJECTION

B. Shadow frac (mini frac) :

Mini frac a été pompée avec le fluide Spectra Frac G® 3500, 15 000 gal de pad sans sable et déplacée avec du gel 35#.

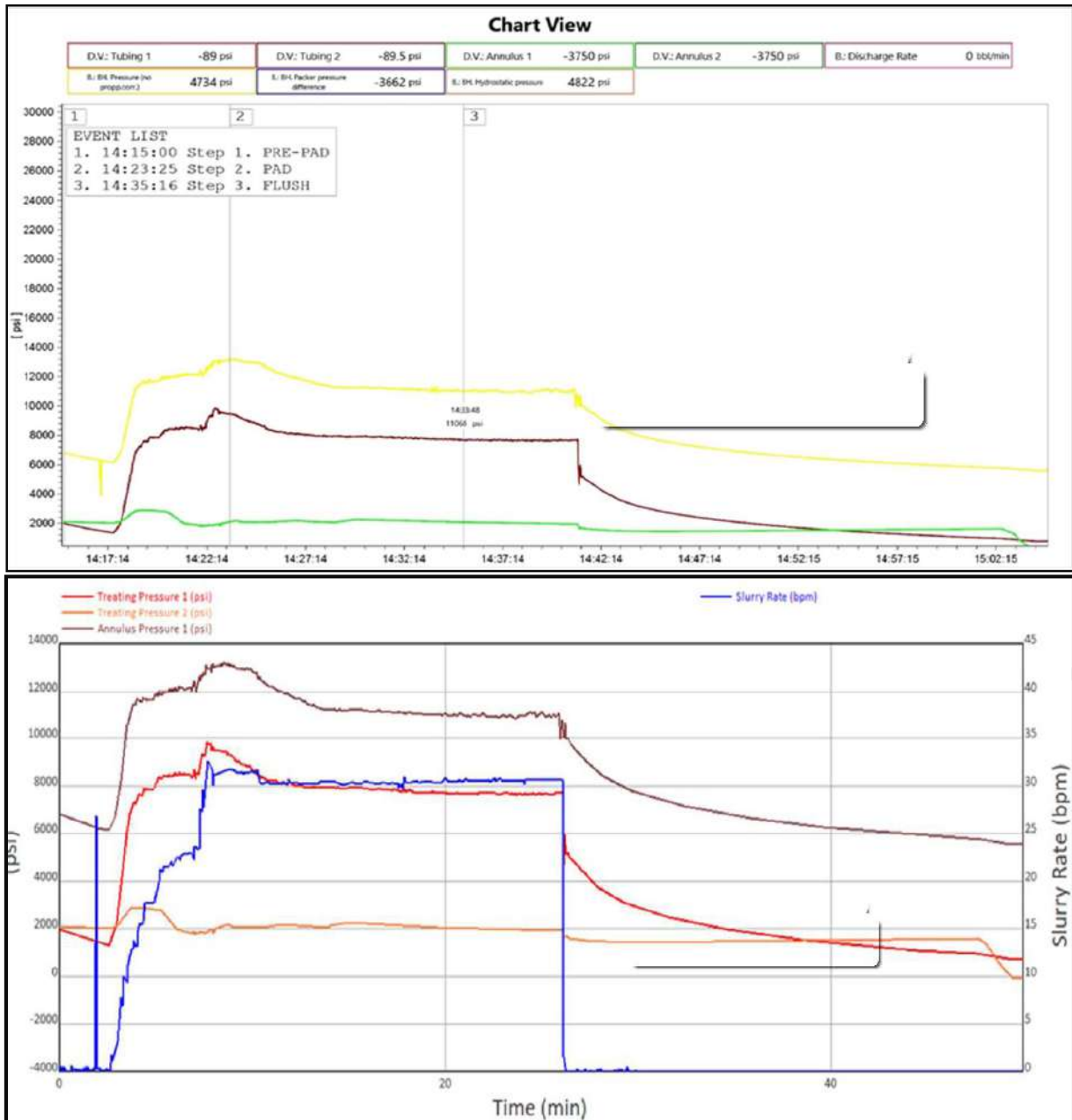


Figure III.8 LES DONNES DE TRAITEMENT : MINI FRAC

Selon le graphe de mini frac en peut déterminer les valeurs suivantes :

Tableau III-10 les données de mini frac.

Paramètres	Valeur
La pression de fermeture instantanée de surface (ISIP)	5214 psi
Les frictions totales	2489psi
Gradient de fracture	0.90 psi/ft
La pression de fermeture instantanée de fond (ISIP)	9995 psi
friction au fond	1100 psi
Frictions de pipe	1389 psi

C. Analyse la chute de pression

Les données de la chute de pression du Mini frac ont été analysées pour déterminer :

- La pression de fermeture (closure pressure)
- L'efficacité du fluide
- Le coefficient de filtration.

Le logiciel d'analyse de Mini frac a été utilisé à cet objectif.

• **Graphe du temps de Horner**

Le graphe de la pression du fond du puits en fonction du temps de Horner est généralement utilisé pour aider à déterminer :

- La pression minimale à laquelle la fracture s'est refermée, indiquée par une ligne droite résultant d'un écoulement pseudo-radial.

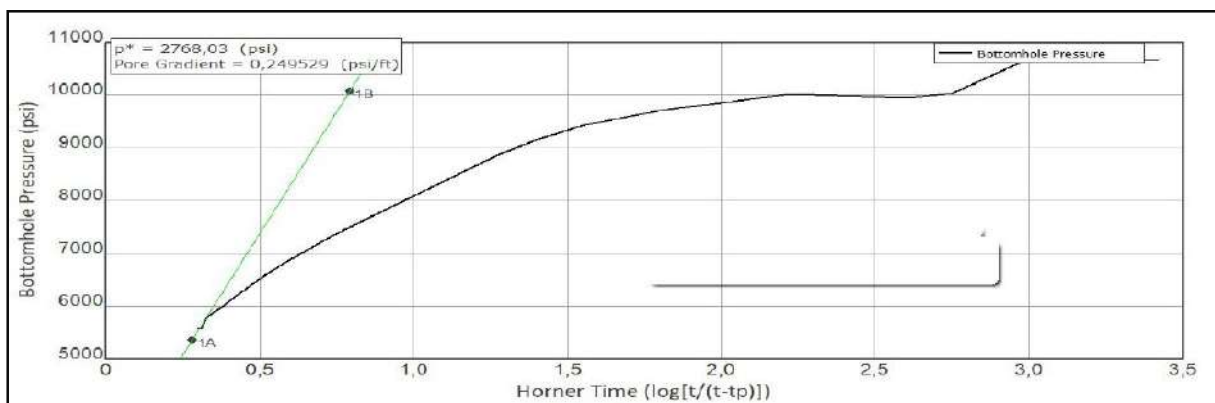


Figure III.9 PRESSION DU FOND DU PUIT EN FONCTION DU TEMPS DE HORNER .

• **Graphe de la fonction de Nolte G**

La fonction Nolte -G est une mesure de temps sans dimension souvent utilisée dans l'analyse du comportement de pression pendant le processus de fracturation hydraulique.

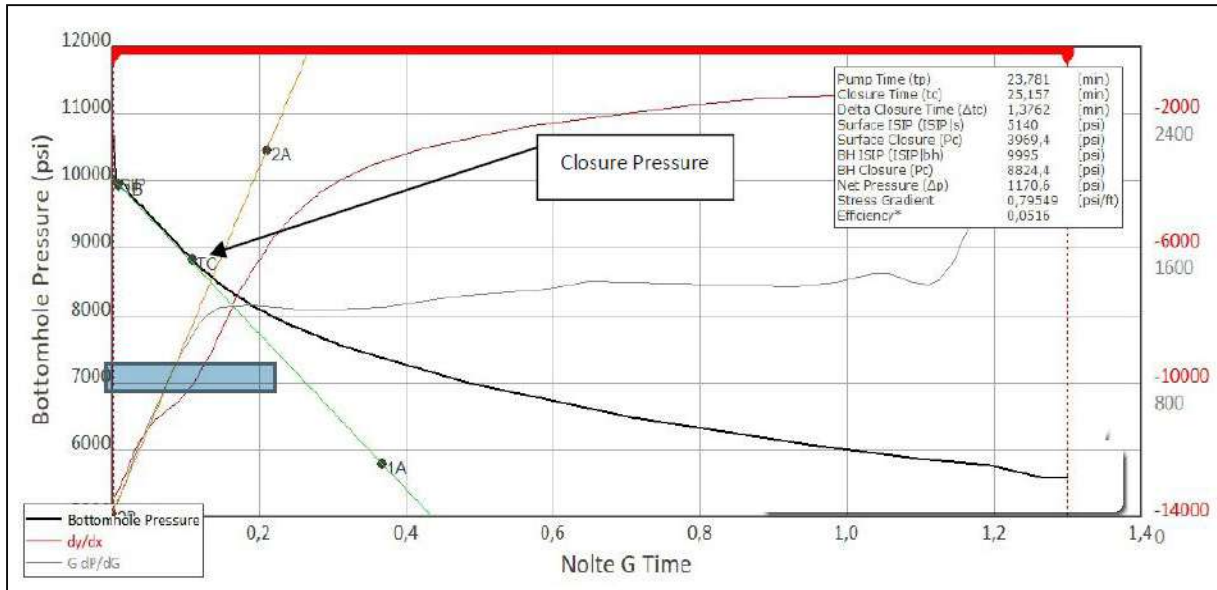


Figure III.10 PRESSION AU FOND DU PUIT EN FONCTION DU TEMPS DU NOLTE G.

Pression de fermeture = 8824.4psi

Gradients de pression fermeture = 0.79 psi/ft

• **Square Root Time Plot**



Figure III.11 PRESSION AU FOND DU PUIT EN FONCTION DE LA RACINE CAREE DU TEMPS.

Pression de fermeture = 8909.8 psi

Gradients de pression fermeture = 0.80 psi/ft

Un résumé de l'analyse de la chute de pression est présenté dans le tableau suivant :

Tableau III-11 l'analyse de la chute de pression.

Paramètre	Nolte G	Square Root Time
Pression de fermeture, psi	8900	8824
Gradients de pression fermeture, psi/ft.	0.8	0.79
Efficacité de fluide, %	4.8	5.16
Temps de fermeture, minutes	1.3	1.37
Pression nette, psi	1650	1170

D. Température Log

Un enregistrement de la température a été effectué après la mini-fracture.

Tableau III-12 Données du modèle de fracture.

Paramètre	Valeur
Gradient de stress	1.07 psi/ft
Module d'Young	5.71 psi x 10 ⁶
Rapport de Poisson	0.25
Coefficient de filtration total,	0,0138 CT, ft/min ^{1/2}

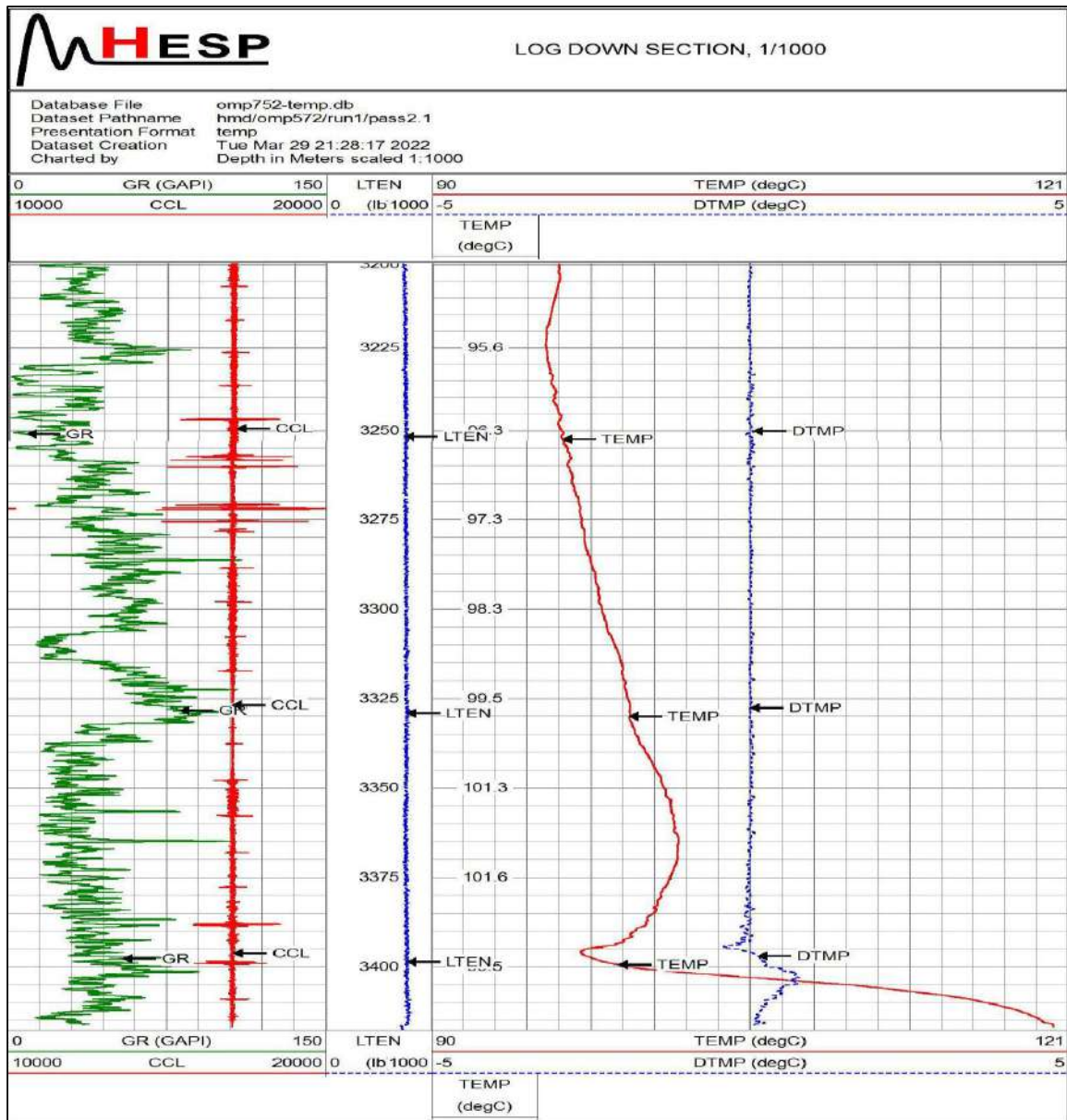


Figure III.12 ENREGISTREMENT DE TEMPERATURE LOG APRES MINI FRAC .

Le simulateur de fracture utilisé pour l'adaptation de la pression était le modèle de Meyer. La pression de fond de puits dérivée des données enregistrées a été mise en correspondance avec celle prévue par le simulateur, comme le montre le graphique suivant :

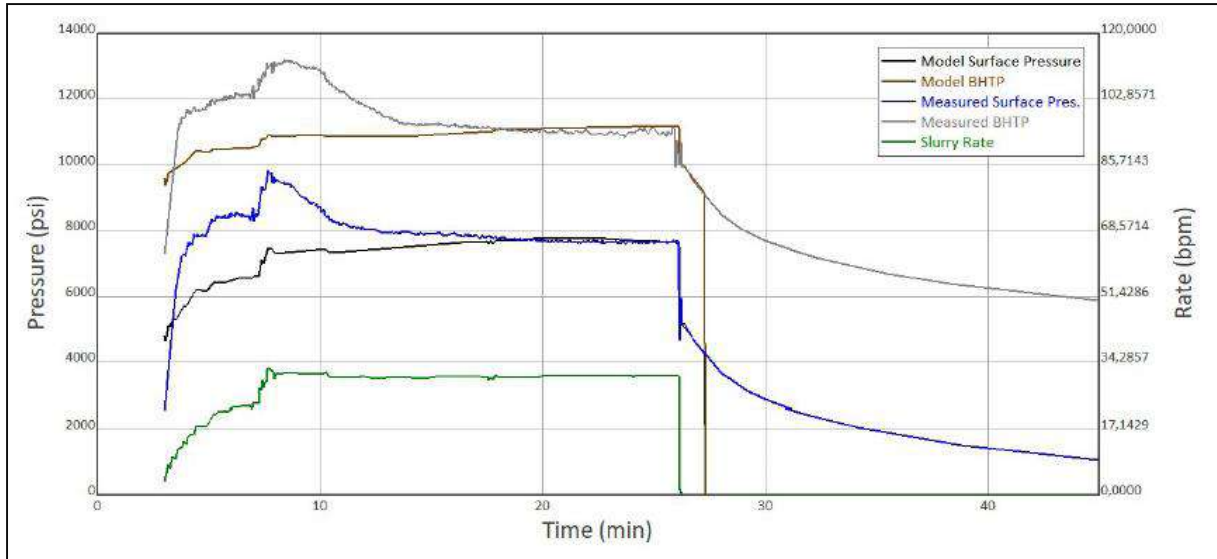


Figure III.13 MATCH DE PRESSION DU MINI FRAC.

Les données ont été appariées en utilisant un coefficient de filtration total $0,0138 \text{ ft/min}^{1/2}$ dans tout l'intervalle de l'intervalle R2.

E. Main Frac

Le traitement principal de la fracturation a été revu sur la base d'une analyse des données de mini frac. Le programme de pompage final a été fourni par le représentant de SONATRACH.

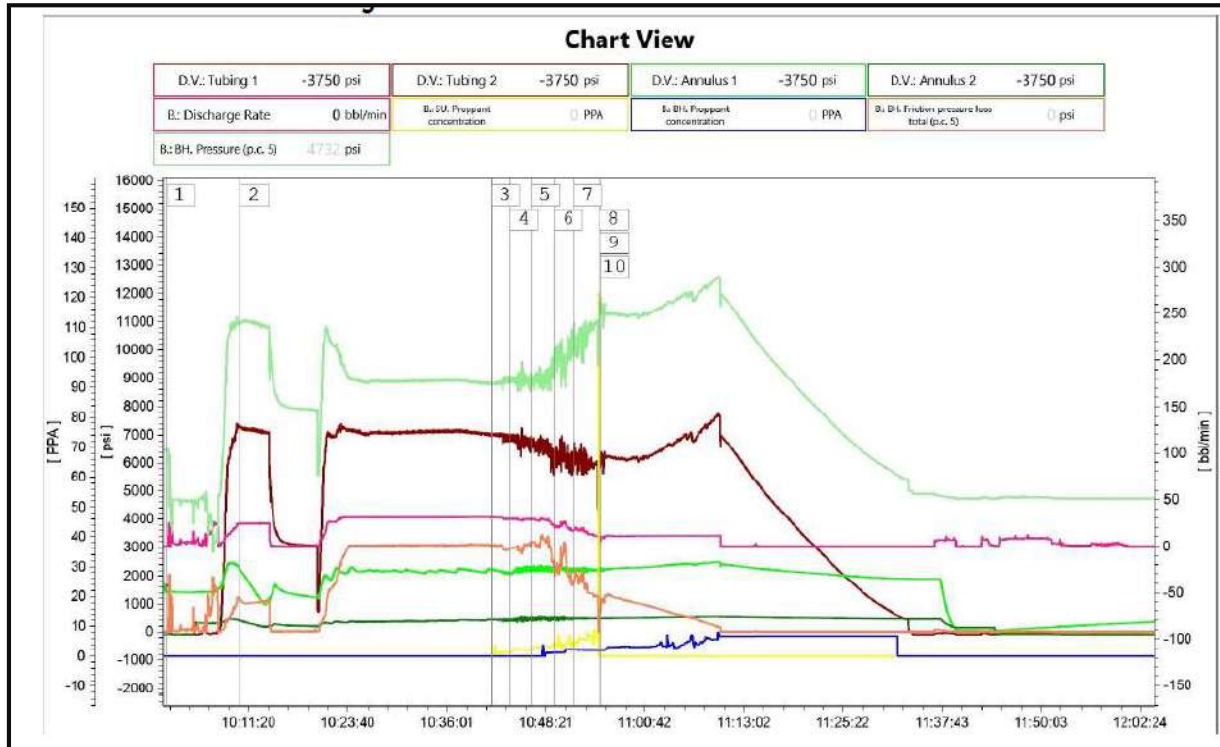


Figure III.14 GRAPHE DES DONNEES PRINCIPALES DU TRAITEMENT DE FRACTURATION.

La pression instantanée de fermeture du fond du puits (ISIP) est de 12 440 psi, ce qui représente une augmentation de 1 040 psi par rapport à celle enregistrée lors de la mini-fracture. Le tableau suivant est un résumé des volumes de traitement :

Tableau III-13 les volumes de traitement.

Le fluide	Type de fluide	Volume (gals)
Pre-pad	35# Gel	11,592
Pad	Spectra Frac G® 3500	43,436
Fluide pour le proppant	Spectra Frac G® 3500	13,174
Déplacement	35# Gel	6,961
Proppant	Type de proppant	Volume (lbs)
Volume proppant, surface	Sinterball 20-40	32,800
	Sinterball 16-30	0
Volume proppant, dans la formation	Sinterball 20-40	30,100
	Sinterball 16-30	0

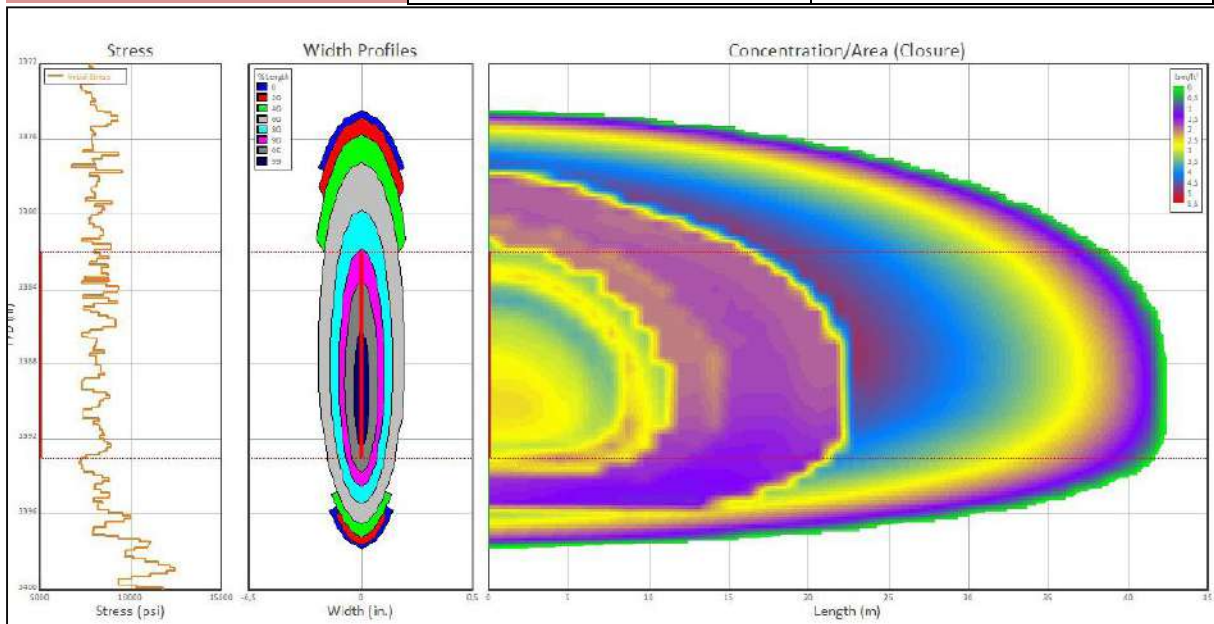


Figure III.15 PROFIL DE CONCENTRATION DE FRACTURE.

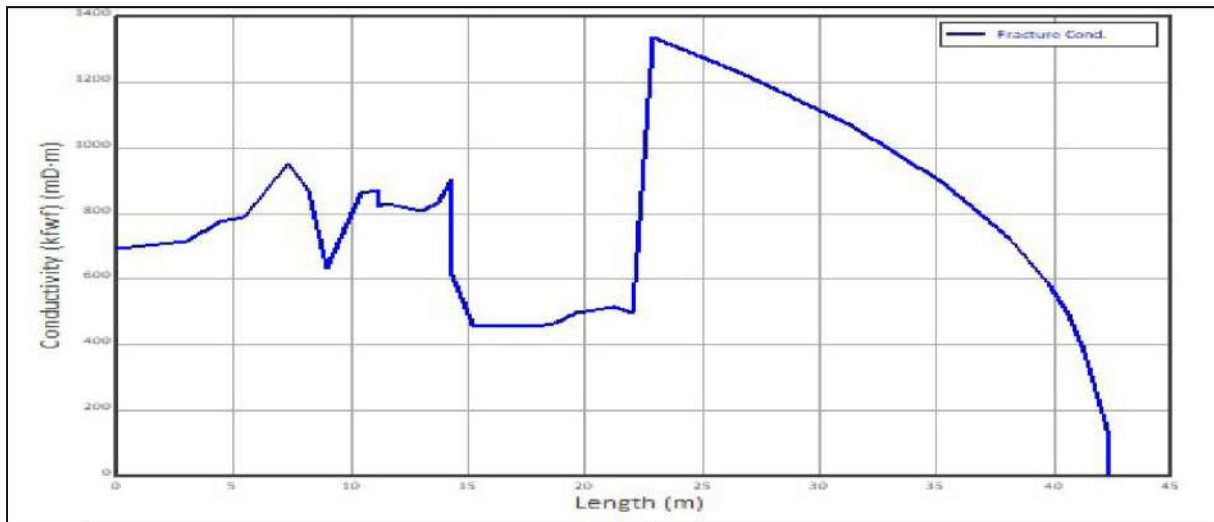


Figure III.16 PROFIL DE CONDUCTIVITE DE FRACTURE.

III.3.7. Les calculs liés à la fracturation hydraulique

- Profondeur mesurée : 3 382,0 m
- Profondeur verticale réelle : 3 382,0 m
- Gradient de fracturation : 0,90 psi/ft
- Taux de pompage : 30 bpm
- Gradient hydrostatique : 0,44 psi/ft
- Gradient de friction : 144 psi/1000 ft
- Perf / NWB friction : 500 psi (estimation)

Pression de fracturation (BHFP) = Gradient de fracturation x profondeurs verticale réelle

Pression de fracturation (BHFP) = 9 986 psi

Pression hydrostatique (HP) = Gradient hydrostatique x profondeurs verticale réelle

Pression hydrostatique (HP) = 4 901 psi

Pression de frottement (FP) = Gradient de frottement x profondeurs mesurée

Pression de frottement (FP) = 1 597 psi

Pression de traitement de la surface (STP) = BHFP - HP + FP + FP_{perfs/NWB}

Pression de traitement de la surface (STP) = 7 183 psi

Puissance hydraulique (HHP) = $\frac{\text{débit de la pompe} \times \text{pression de traitement de surface}}{40.8}$

Puissance hydraulique = 5 281 HHP

III.4. Etude comparative de la fracturation hydraulique dans D1 et R2

Tableau III-14 étude comparative de frac.

L'Opération	Q _{avant frac} (m ³ /h)	Q _{après frac} (m ³ /h)	P _g	Type de proppant	Volume de fluide pompé (lbs)	Proppant dans la formation	résultats
Fracturation hydraulique du R2	0.8	0.45	191.6	Sinterball proppant (bauxite)	32800	30100	Echecs
Fracturation hydraulique du D1	4.28	18.57	260.82	CarboPROP	96255.8	96255.8	Succès

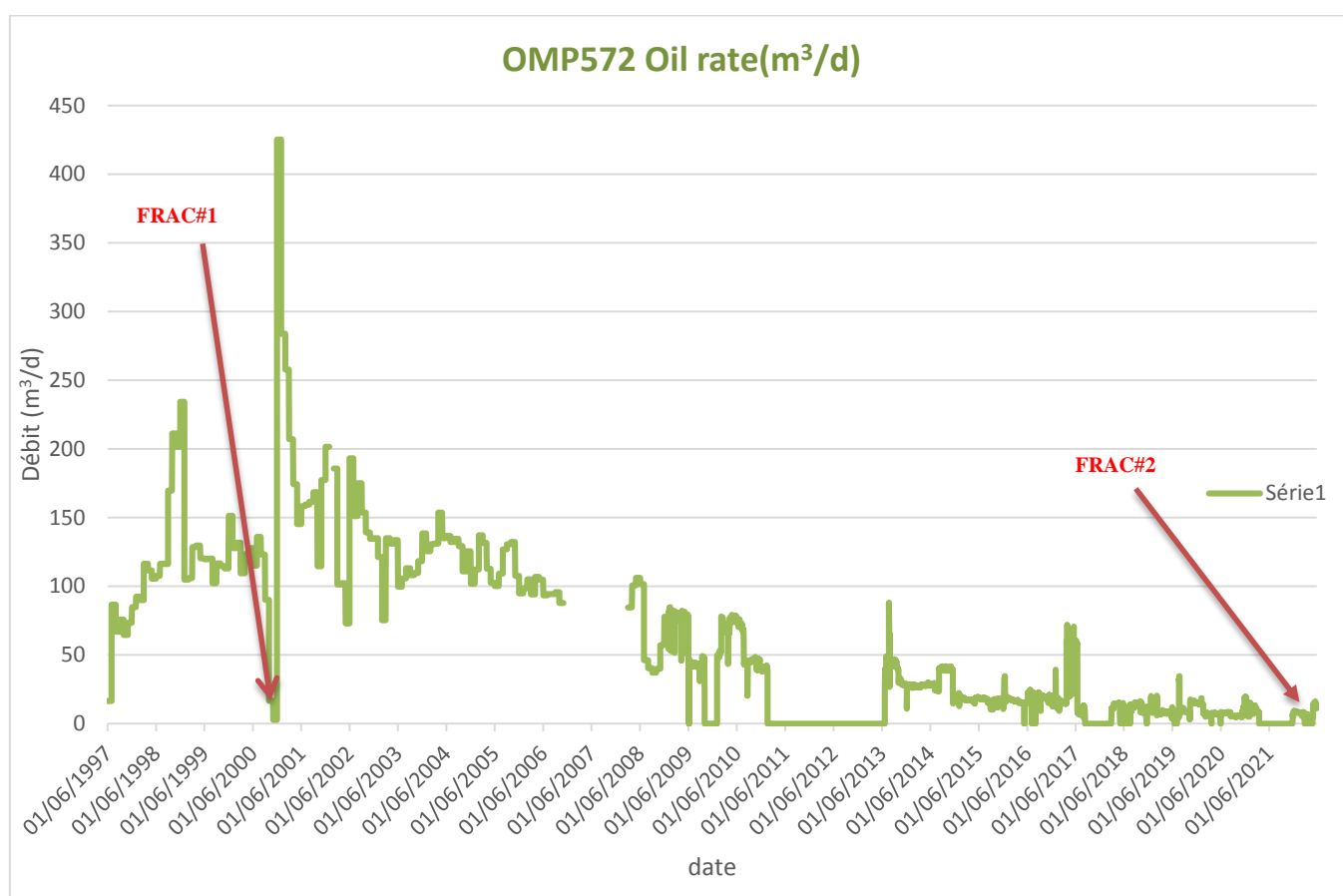


Figure III.17 LA PRODUCTION DU PUIT OMP572.

III.4.1. L'analyse graphique :

D'après l'analyse du graphique, nous avons constaté que le débit après le FRAC#1 augmente rapidement, par contre après le FRAC#2 nous remarquons que le débit diminue et cela est dû à plusieurs facteurs.

III.4.2. Evaluation l'opération de fracturation :

D'après la réalisation de la fracturation hydraulique dans R2 on observe l'échec de l'opération à cause des facteurs suivants :

A. Le screen out

D'après le nettoyage de post frac au Coiled Tubing, on a observé un bouchon très important de proppant, évacué sur torche, alors ça peut être la cause de l'échec de l'opération de fracturation par une screenout c.-à-d. la fermeture de fracture avant la mise en place de toute quantité des agents de soutènement.

Le total proppant pompé est 32000 lbs 20/40 par contre le total proppant dans la formation est 30100 lbs, donc il y a 2700 lbs de proppant aux abords de puits (20/40).

B. La faible pression de réservoir

D'après le tableau, la pression de réservoir dans R2 est faible par rapport la pression de réservoir D1, donc on constate que le réservoir R2 n'a pas une énergie suffisante pour assurer le flowback après l'opération, c'est l'échec de la frac.

*Conclusion et
recommandation*

CONCLUSION

L'efficacité des gisements pétroliers est liée principalement à la perméabilité du système rocheux piégeant les hydrocarbures dans le milieu poreux. L'extraction des hydrocarbures doit être exploitée sous des normes bien définies pour assurer la durée de vie du réservoir mais les endommagements peuvent provoquer la diminution de la productivité.

Afin de récupérer le maximum des hydrocarbures et éliminer l'endommagement dans les réservoirs, la fracturation hydraulique est développée à travers le monde. Elle consiste à injecter sous pression un fluide chargé de particules solides appelées proppant afin de fracturer la roche réservoir dont le but d'augmenter l'indice de productivité. Il existe des problèmes qui provoquent l'échec des opérations telles que la tortuosité, le colmatage, la configuration de la tête de puits et surtout la faible pression de réservoir ...etc.

L'étude de l'échec due à la faible pression de réservoir est l'objet de notre mémoire dans le puits OMP572 du champ de Hassi Messaoud. On a constaté que la pression affecte de façon directe l'efficacité de la fracturation hydraulique du réservoir qui n'assure pas le flowback. L'utilisation des fluides énergisants est nécessaire pour le dégorgement du puits.

Les traitements de fracturation hydraulique basés sur les fluides énergisants comme principaux fluides porteurs de proppant réduisent efficacement la quantité globale de liquide pompé, permettent un meilleur contrôle de la perte de fluide, facilitent le flowback après traitement et améliorent la productivité du puits.

Fracturation par le foam frac et la fracturation conventionnelle sont des opérations rentables, mais elles sont très coûteuses. C'est pourquoi il faut faire le bon choix des puits candidats et accorder le temps nécessaire à l'établissement d'un design, qui sont des paramètres clés de la réussite du traitement.

RECOMMANDATION

Pour faire un bon choix des puits candidats à la fracturation hydraulique et éviter l'échec à cause de la faible pression, certaines recommandations sont à prendre en considération :

- ✓ Faire le choix selon des critères déterminés, tels que de bonnes caractéristiques pétro-physiques, l'emplacement du puits, sa complétion, l'importance des endommagements au niveau de réservoir, l'historique du débit et l'amélioration attendue de la production de pétrole post-frac pour assurer une bonne économie et un meilleur gain de production quotidienne de pétrole en gagnant du temps.
- ✓ Réduire le gel loading si la température du réservoir le permet.
- ✓ Utiliser le réducteur de tension interfacial.
- ✓ Utiliser les nouvelles technologies telle que le Foam Frac qui caractériser par :
 - ✚ –Amélioration des performances de reflux/nettoyage
 - ✚ –Bon transport d'agent de soutènement
 - ✚ –Faible perte de fluide donc applicable aux formations sensibles
 - ✚ –Le CO₂ améliore la solubilité de l'huile. En outre, le CO₂ a une densité plus élevée, ce qui réduit les pressions de traitement de surface.
 - ✚ –L'azote est moins dense, mais nécessite moins pour créer de la mousse, d'où une réduction des coûts de matériaux.

*Références
bibliographiques*

Références bibliographiques

- [1]. Dadene Mohamed Baha Eddine, Ben Kaddour Med Abdelssalem, Ben Alia Hamza., Elimination des dépôts asphaltés, Mémoire de Licence, UKMO, p.2, 2020.
- [2]. René Cossé., Technique d'exploitation pétrolière le gisement. Formation industriel, L'ENSPM France, 1988.
- [3]. Jean Pascal Dejean., Réservoir Engineering Pétro-physics .Formation IFP SONATRACH. Boumèrdes, 2015.
- [4]. Mr.Remita A/R., Géologie pétrolier. Université Kasdi Merbah, Ouargla.
- [5]. Bruno Goffé. , Site internet
- [6]. Adjou-Z, Tibouche Hiba., Etude du Water Bypass causé par les dépôts des asphaltènes – Nanoparticles Flooding dans les micro-modèles capillaires et poreux. Mémoire de Master, UKMO, p.18, 2019.
- [7]. Mekhaissi Façal, Naami Moulai Mammam, Aroun Brahim.,Etude des paramètres pétrophysiques du réservoir(Hassi Terfa) . Mémoire de Master, UKMO, p.4-5 ,2019.
- [8]. BECHIR Idriss, HIDJA Messaoud., Traitement Matriciel Par Acidification Du Puits ZR12 (ZARZAITINE-IN AMENAS)., Mémoire de Master, Université Abderrahmane Mira de Bejaia,p.13,2013.
- [9]. Nicolas Gruyer, Paule-Émilie Groleau. , HYDROCARBURES PÉTROLIERS : CARACTÉRISTIQUES, DEVENIR ET CRIMINALISTIQUE ENVIRONNEMENTALE. Centre d'expertise en analyse environnementale de Québec, 2015
- [10]. Roland Vially. , Les hydrocarbures non conventionnels : évolution ou révolution. , IFP énergies nouvelles, 2012.
- [11]. Eugénie Roux . , Notions simplifiées sur la nature des réservoirs pétroliers Conventionnels et non-conventionnels, 2017.
- [12]. Élise Théorêt., Exploitation non conventionnel., Centre universitaire de formation en environnement et développement durable, université de Sherbrook , 2015 .
- [13]. Kamel Bennaceur . , Les hydrocarbures non conventionnels. 2011.
- [14]. Tayeb KHETIB., stimulation des puits par fracturation hydraulique ., 2011.
- [15]. IFP training. Traitement de puits.
- [16]. O Yacine, D Youcef, mémoire master, INH
- [17] A Messaoud Hocine, S Saada, Fracturation hydraulique du puits OKS32 HBK p, 11 2018
- [18] department of petroleum engineering Heriot watt university.
- [19]. Fichier fracturation hydraulique Dr. LEBTAHI Hamid Maître Conférence A à UKMO.

- [20]. Manuel de fracturation hydraulique, P. Le tirant and L. Gay, Edition Technip (1972) (Langue : Français). ISBN : 0-676894-104-1
- [21]. Houari Imane ; Zenkah Chahra, Evaluation de l'opération de fracturation hydraulique au niveau du champ HMD (Puits HTFN-11), Mémoire Master, UKMO p18,2020
- [22]. DJABRI Chaïma, 20/09/2017. Modélisation et Optimisation des fractures hydrauliques en Offshore dans un réservoir Tight au champ Gullfaks (Norvège), Université M'HAMED BOUGARA BOUMERDES, Mémoire de fin d'études de Master.
- [23]. Mémoire master boussad
- [24]. Photos du stage sur site (BJSP compagnie), par Ben Kaddour Med Abdesalem et Dadene med baha eddine.
- [25]. E. Detournay, R. Carbonell, "Fracture-Mechanics Analysis of the Breakdown Process in Minifracure or Leakoff Test", Paper SPE 288076, 1997.
- [26]. Oleg Medvedev, Alexander Mikhaylov, Anatoly Medvedev, Alexander Titkov HiWAY Engineering Guidelines, Center Technologie Novosibirsk, 13-Sep-2017
- [27]. Adachi J. Simulation informatique des fractures hydrauliques // Journal international de la mécanique des roches et des sciences minières. 2007.
- [28]. Fracturing pressure analysis p.5
- [29]. BERKAI Youva, 2014. Efficience et Processus de la Technique de Fracturation Hydraulique au Champ de TFT In Amenas, Université BOUMERDES, Mémoire de fin d'études diplôme d'ingénieur d'état en exploitation.
- [30]Source:<http://www.fekete.com/SAN/TheoryAndEquations/WellTestTheoryEquations/Minifrac.htm>
- [31] Zillur Rahim et al, Saudi Aramco, SPE 183725- Optimisation des technologies potentielles de puits qui affectent l'efficacité de la fracturation hydraulique. 01 March 2018.
- [32]. Berdja Hicham, Kecham Sohaib,. Etudes géomécanique et fracturation hydraulique conventionnelle et conductor au niveau des réservoirs Cambriens dans le champ de Hassi Messaoud.,Mémoire de Master.,université M'hamed Bougara Boumerdes ,p.8,2016.
- [33]. Dr A K Pandey, well stimulation techniques, WORKSHOP ON TECHNOLOGIY IMPERATIVES FOR EXPLORATION AND PRODUCTION OF OIL & GAS, (21-24 December), Sivasagar.
- [34]. Benloulou Abderrahmane, Lachekhab Moufida., Conception de la fracturation hydraulique par l'amélioration de la production, Mémoire de Master, UKMO, p.65-66, 2013.



Annexes



Annexe A

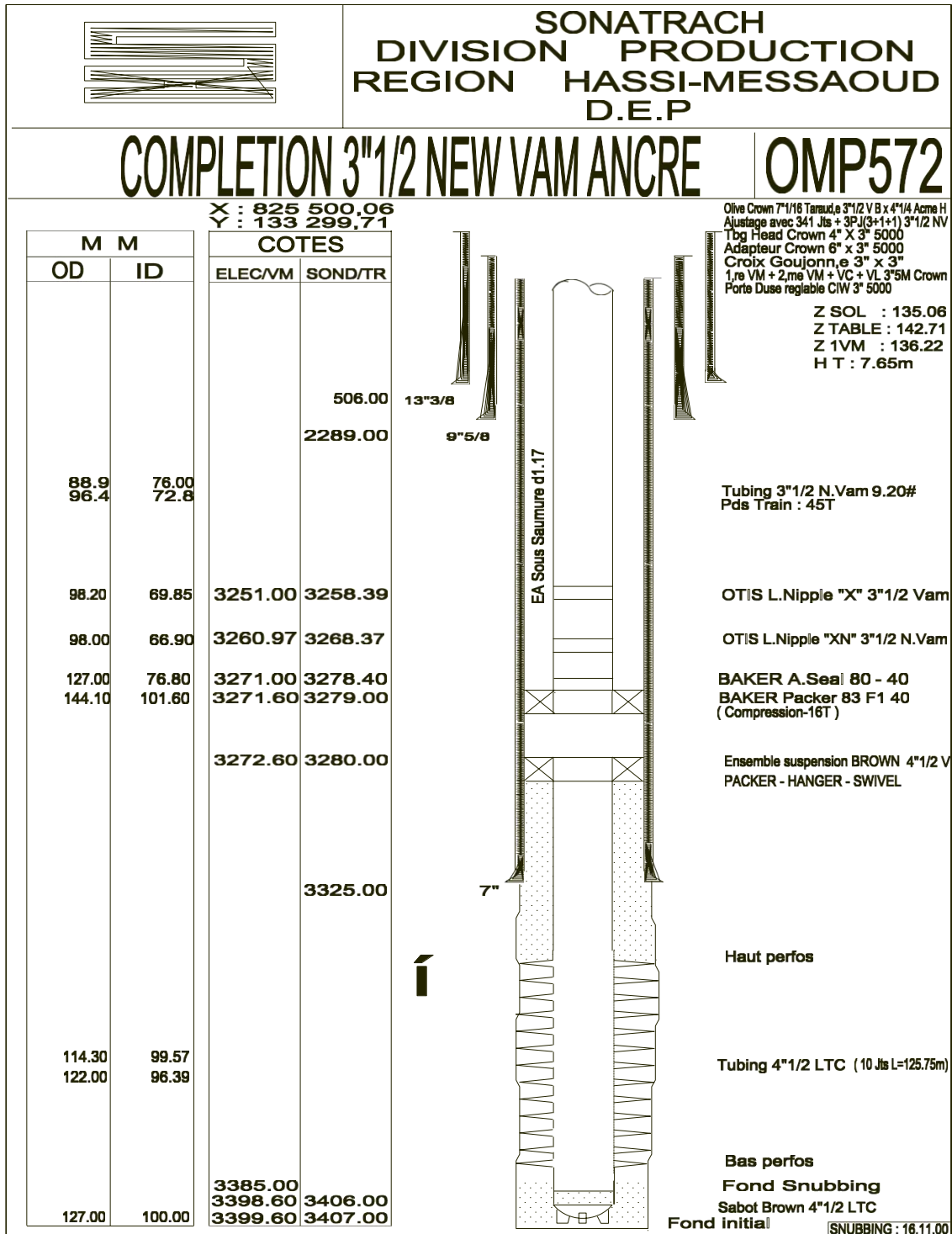


Figure 01 : Complétion du puits OMP572 avant le side track

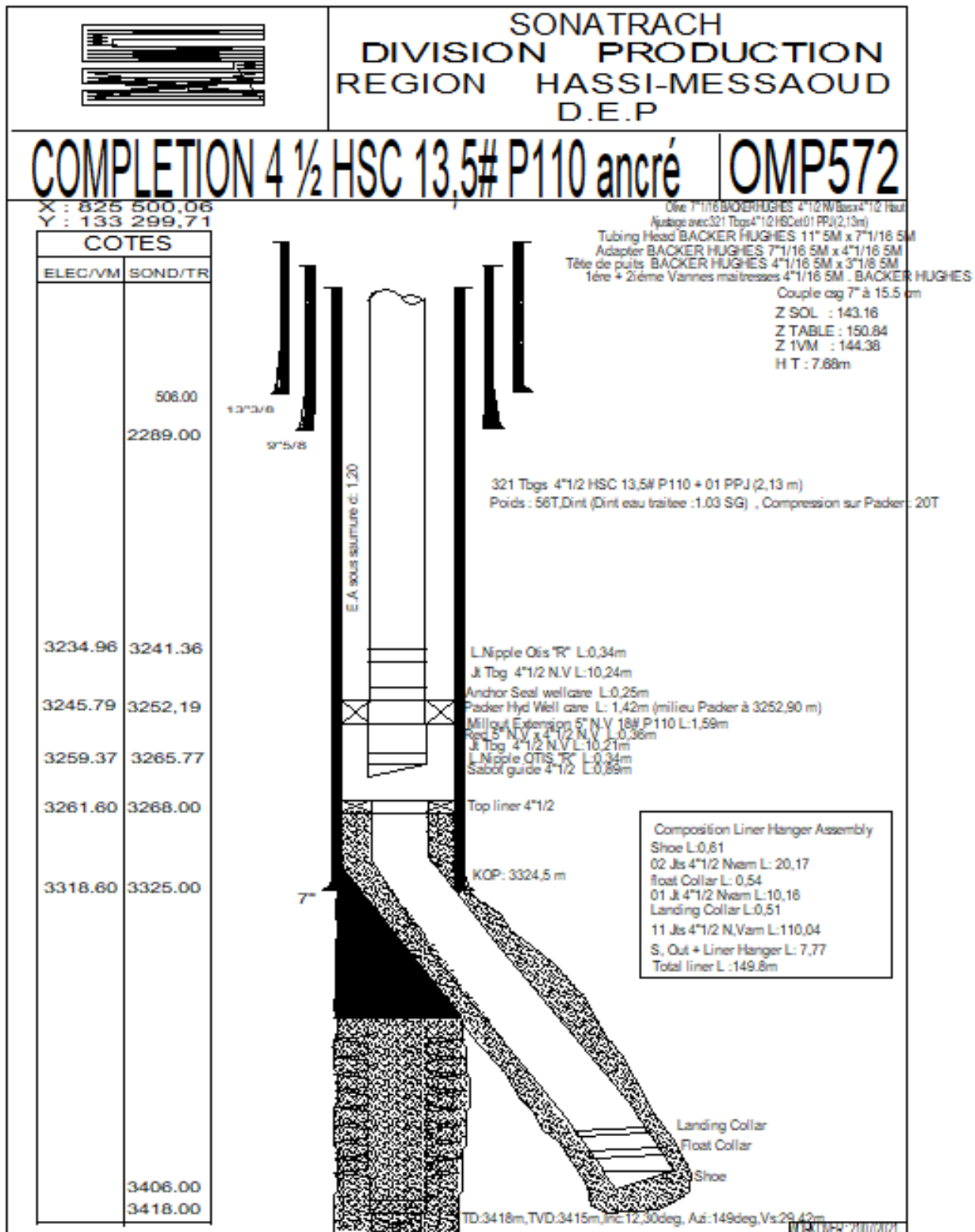


Figure 02 : Fiche technique du puits OMP572

Annexe B



Figure 03 : Les échantillons de Mini frac

GEL SAMPLES

MAIN FRAC SAMPLES



Figure 03 : Les échantillons de Main Frac

MAIN FRAC BROKEN SAMPLES

@120°C

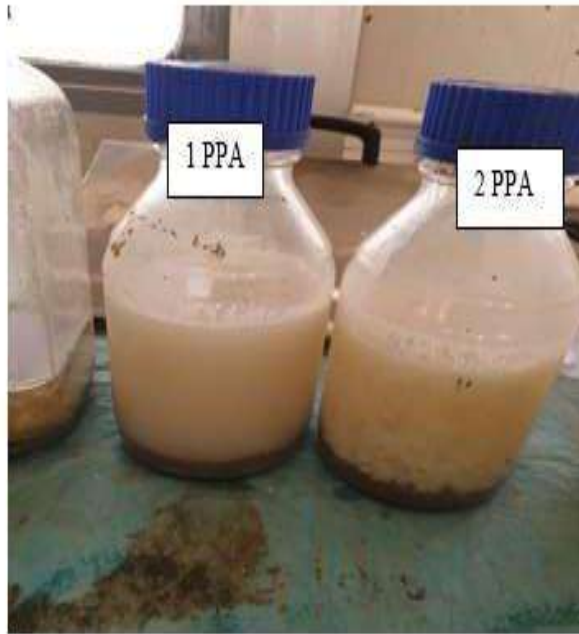


Figure 04 : Les échantillons brisées

Annexe C

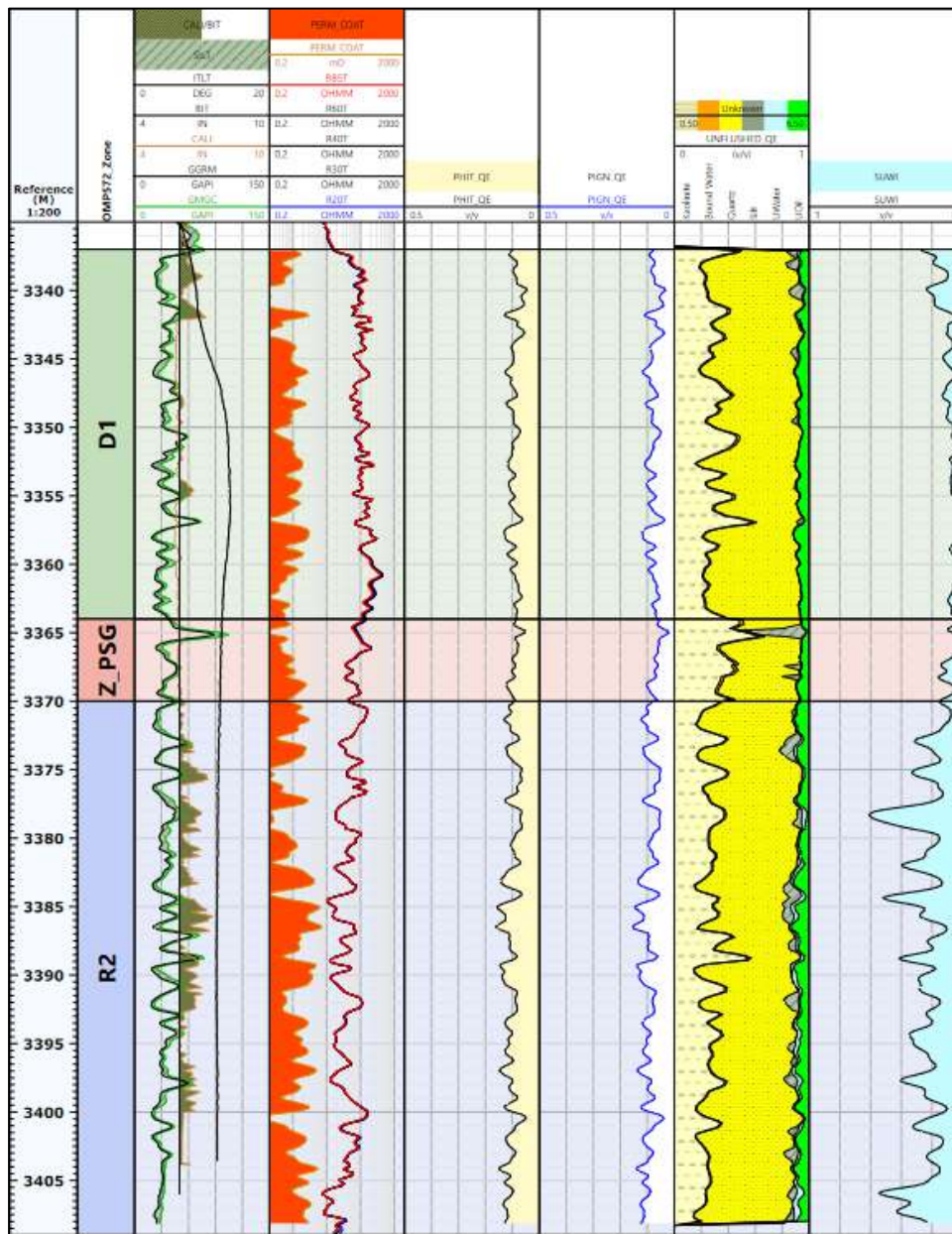


Figure : Log Composite du puits OMP572 après Side track