

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° Série :/2021

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnel

Présenté Par :

HADRI Anouar, REZZAG BEDIDA Abdessalam et SAAD Sifeddine

-THEME-

Etude de la Fracturation Hydraulique à HASSI MESSAOUD (Design et Evaluation)

Soutenue le : 19 / 06 / 2021 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	Mr. GAREH Salim	MCA	Univ. Ouargla
Rapporteur :	Mme. HAFSI Fadila	MAA	Univ. Ouargla
Co-Encadreur	Mr. GUENAOUI Ali Seyfeddine	Doctorant	Univ. Ouargla
Examineur :	Mr. MEHASSOUEL Ammar	MCA	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2020/2021

Remerciement

En premier lieu, nous remercions notre DIEU, notre Créateur pour nous avoir accordés la volonté et le courage pour élaborer ce travail.

Au terme de ce modeste travail nous tenions tout particulièrement à témoigner notre profonde gratitude aux notre encadreur **M^{me}. HAFSI Fadila** et notre Co. Encadreur **Mr. GUENAOUI Ali Seyfeddine** D'avoir dirigé ce travail et de nous faire partager leurs connaissances qui ont été très utile et pour leurs précieux conseils et orientations.

Nous remercions **Mr. BOUFAGHES Mohcene** (Ingénieur stimulation SONATRACH DP HMD) Pour son aide précieux, les conseils fructueux et les encouragements tout au long de notre travail.

Nous remercions sincèrement tous les membres de jury

Mr. GAREH Salim et **Mr. MEHASSOUEL Ammar**

Pour avoir Accepté de juger notre travail.

Enfin, nous remercions tous ceux qui de près ou de la loin ont contribué à la réalisation de ce travail

Dédicace

Nul plaisir ne peut égaler celui de partager son bonheur avec les gens
que l'on aime.

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand honneur de dédier ce
modeste travail :

A ma chère mère **Malika** à qui je dois ce que je suis, elle qui a été
toujours là pour moi et qui n'a jamais cessé de prier pour mon bonheur.

A mon cher père **Belgacem**, pour tous les conseils qui m'a donné, le
soutien qui m'a montré et les sacrifices qu'il a consentis pour qu'il me voie
réussir.

A mes chers frères : **Karim, Madjed, Issam, Imad** et **Mahdi**

A mes chères sœurs : **Sihem, Hafsia, Nassima, Fatiha** et **Basma**

A toute ma grande famille. A tous mes amis spécialement

The BOYS, Amine, Ishac, Aymen, Asma, Hiba et **Fatima**

Anouar Hadri

Dédicace

Avec tout l'amour éternel et avec l'intensité de mes sentiments je dédie
ce modeste travail à

Les êtres les plus cher dans le monde, ma source de tendresse, les
parent en Or :

Ma très chère mère **LEILA** et mon très cher père **LAROUSSI**, qui ont
sacrifié leur vie pour ma réussite et ils M'ont éclairé le chemin par leurs
conseils judicieux. J'espère qu'un jour, je pourrais leur rendre un peu de ce
Qu'ils ont fait pour moi, que dieu leur prête bonheur et Longue vie

A ma chère grande sœur **HALA**,

A mes chers frères et sœur **ZOHRA, ABDERAHMAN**
MOHAMMED.

A mes alliés de parcours (THE BOYS) Aymen, Anouar, Mohammed.

A mon bras droit Sifeddine.

A mes proches Idrisse, Youssef, Belkhir, Taher, Ghizlane.

A toutes les familles : **Rezzag Bedida, Necira.**

A l'hommage de l'esprit mon grand-père et mon frère :

Rezzag Bedida BACHIR et FARES

Rezzag Bedida Abdessalam

Dedication

I want to dedicate this work in the first place to the **GREATEST** Women on earth; My Queen **MESSAOUDA**,

Without you I would never dream to be here!

To my **IDOLE** in this life; My King **SALIM**,
I hope you're proud of your Simba!

To my beautiful doctor **SANA**;

I made it Sister!!

To my siblings **ISLEM** and **BAHA EDDINE**,

Work hard for days like these brothers!

Also, I want to dedicate this to **THE BOYS "AYMEN & ANOUAR"**
and all my friends,

You made this journey looks easier and enjoyable!

A special dedication goes to my soulmate **ABDESSLAM**,

Words cannot express my gratitude, THANK YOU!

To whomever gave me a helping hand throughout this journey,

I'm sincerely thankful.

And last but not least I want to award this success to the little **Sif**,

YOU DESERVE THIS BOY, PROUD OF YOU!!

Sifeddine Saâd

Résumé :

Notre travail a pour but de faire un design, modélisation et évaluation d'une opération de fracturation hydraulique réalisée sur le puits MD689. Le design a été fait à partir des équations empiriques par l'utilisation du tableau Excel, les résultats obtenus sont proches d'une façon très appréciable des résultats obtenus par les logiciels et les simulateurs de la société de service qui a exécuté l'opération. On a utilisé le modèle PKN pour faire nos calculs. Pour terminer notre étude on a fait aussi une étude économique concernant cette opération.

Mot clés : *Fracturation hydraulique, design, évaluation, PKN, G-function, ISIP, FCD.*



Abstract:

The purpose of our work is to make a design, modulization and evaluation of a hydraulic fracturing operation performed on the well MD689. The design was made from empirical equations using Excel spreadsheet. The results achieved are very close to the results obtained by the software and simulators of the service company that performed the operation. We used the PKN model to make our calculations. To finish our study, we also made an economic study concerning this operation.

Key words: *Hydraulic fracturing, design, evaluation, PKN, G-function, ISIP, FCD.*



ملخص:

يهدف هذا العمل الى تخطيط وتصميم وتقييم عملية التكسير الهيدروليكي للبئر MD689 مع تصميم دقيق في النهاية لتحسين القدرة الانتاجية للبئر، تم إجراء التصميم من معادلات تجريبية باستخدام جدول بيانات Excel، والنتائج المحققة قريبة جداً من النتائج التي تم الحصول عليها بواسطة البرامج وأجهزة المحاكاة الخاصة بشركة الخدمة التي أجرت العملية. استخدمنا نموذج PKN لإجراء حساباتنا. لإنهاء دراستنا قمنا أيضاً بإجراء دراسة اقتصادية تتعلق بهذه العملية.

الكلمات المفتاحية: التكسير الهيدروليكي، التصميم، التقييم، PKN، G-function، ISIP، FC

Table des Matières

RESUME :	I
SOMMAIRE:	II
LIST DES FIGURE ET TABLEAU:	VI
ABREVIATION :	X

Chapitre I : *Endommagement de la Formation & Notions sur le Skin*

I.1. DEFINITION DE L'ENDOMMAGEMENT :	2
I.2. LOCALISATION D'ENDOMMAGEMENT :	2
I.2.1. AU FOND DU PUIITS :	2
I.2.2. A LA PAROI DU PUIITS :	2
I.2.3. AUX ABORDS DES PUIITS :	3
I.2.4. ACCUMULATION DE PARTICULES :	3
I.3. LES DIFFERENTS TYPES D'ENDOMMAGEMENT ET PRINCIPAUX REMEDES :	4
I.3.1. ENDOMMAGEMENT DU A LA FORMATION :	4
I.3.2. ENDOMMAGEMENT DU AUX OPERATIONS SUR PUIITS :	6
I.3.3. ENDOMMAGEMENT DU AUX PERFORATIONS :	7
I.3.4. INVASION DU FILTRAT DE CIMENT :	7
I.3.5. ENDOMMAGEMENT DU A L'ACIDIFICATION :	8
I.3.6. ENDOMMAGEMENT DU A LA FRACTURATION :	8
I.4. DETECTION DES ENDOMMAGEMENTS :	8
I.4.1. ÉCHANTILLONNAGES ET ANALYSES DE LABORATOIRE :	8
I.4.2. ESSAIS DE PUIITS :	8
I.4.3. HISTORIQUE DE PRODUCTION :	9
I.4.4. DIAGRAPHIES DE PRODUCTION (PLT, ...) :	9
I.5. NOTION DE SKIN (COEFFICIENT DE L'ENDOMMAGEMENT) :	9
I.5.1. DEFINITION :	9
I.5.2. SKIN DU A LA FRACTURATION HYDRAULIQUE :	11
I.6. INTERPRETATION DE SKIN :	12
I.6.1. LE SKIN INFINITESIMAL :	12
I.6.2. SKIN D'ÉPAISSEUR FINIE :	13

I.6.3.	RAYON EFFECTIF :	14
--------	------------------------	----

Chapitre II : La mécanique des roche & modèle Géomécanique

II.1.	L'OBJECTIF PRINCIPAL DE LA MECANIQUE DES ROCHES :	16
II.2.	LES PROPRIETES DE LA ROCHE :	16
II.2.1.	LES PROPRIETES ELASTIQUES DES ROCHES :	16
II.3.	CONTRAINTES S'EXERÇANT SUR UN VOLUME ELEMENTAIRE DE ROCHE :	23
II.3.1.	CONTRAINTES IN SITU :	23
II.4.	PRESSION DES PORES (PORE PRESSURE) :	26

Chapitre III: Généralités sur la Fracturation Hydraulique

III.1.	CONCEPT ET DOMAINES D'APPLICATION DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE :	28
III.2.	DESCRIPTION DU PROCESSUS DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE :	31
III.2.1.	INITIATION DE LA FRACTURE :	31
III.2.2.	EXTENSION DE LA FRACTURE :	31
III.2.3.	MAINTIEN L'OUVERTURE DE LA FRACTURE :	31
III.2.4.	FERMETURE DU PUIITS :	32
III.2.5.	DEGORGEMENT DU PUIITS :	32
III.3.	ETAPES DE REALISATION D'UNE OPERATION DE FRACTURATION HYDRAULIQUE :	32
III.3.1.	TESTS DES EQUIPEMENTS :	32
III.3.2.	LE PRE-PAD STAGE :	32
III.3.3.	LE PAD STAGE :	32
III.3.4.	L'INJECTION DU SLURRY :	33
III.3.5.	LA CHASSE DU SLURRY (DISPLACEMENT OU FLUSHING STAGE) :	35
III.3.6.	ARRET DE POMPAGE ET FERMETURE DU PUIITS :	35
III.3.7.	DEGORGEMENT DE PUIITS ET MISE EN PRODUCTION :	35
III.4.	CONDUCTIVITE ADIMENSIONNELLE DE LA FRACTURE « FCD » :	36
III.5.	MODELES DE PROPAGATION DE LA FRACTURE :	38
III.5.1.	MODELE DE PERKINS, KERN ET NORDEGREN (PKN) :	38
III.5.2.	MODELE DE KRISTIANOVIC, GEERTSMA ET DE KLERK (KGD) :	39
III.5.3.	MODELE RADIAL :	39
III.6.	DIAGNOSTIQUE DE CALIBRATION TEST (CALIBRATION TEST):	40

III.7. ANALYSE DE LA PRESSION DE FRACTURATION (LA METHODE DE NOLTE) :	41
III.8. FLUIDES DE FRACTURATION :	42
III.8.1. PROPRIETES DES FLUIDES DE FRACTURATION :	43
III.8.2. TYPES DES FLUIDES DE FRACTURATION :	43
III.8.3. LES ADDITIFS DES FLUIDES DE FRACTURATION :	44
III.9. AGENTS DE SOUTENEMENT :	46
III.9.1. PROPRIETES DU PROPPANT IDEAL :	46
III.9.2. TYPE DES PROPPANTS :	46
III.9.3. PROPRIETES PHYSIQUES DES PROPPANTS :	48
III.9.4. MISE EN PLACE DES AGENTS DE SOUTENEMENT :	48
III.9.5. SELECTION DES PROPPANTS :	48

Chapitre IV: Etude Pratique du puits (MD689)

IV.1. SITUATION & PRESENTATION DU PUIITS :	49
IV.1.1. OBJECTIF :	49
IV.1.2. RENSEIGNEMENTS GEOLOGIQUES :	50
IV.1.3. TEST DE PRESSION :	50
IV.1.4. TEST DE PRODUCTION :	51
IV.1.5. PUIITS VOISINS :	52
IV.1.6. ÉTAT ACTUEL :	52
IV.2. ETUDE GEOMECANIQUE :	53
IV.2.1. DETERMINATION DE PROFIL DES CONTRAINTES (MECANICAL EARTH MODEL–MEM 1D) :	53
IV.2.2. INTERPRETATION DU MODELE GEOMECANIQUE :	54
IV.3. CRITERE DE SELECTION D’UN PUIITS CANDIDAT A LA FRACTURATION HYDRAULIQUE :	54
IV.3.1. DE POINT DE VUE COMPLETION :	54
IV.3.2. DE POINT DE VUE RESERVOIR :	54
IV.3.3. DE POINT DE VUE TEST DE PRESSION :	54
IV.3.4. DE POINT DE VUE VOISINAGE :	54
IV.3.5. DE POINT DE VUE HISTORIQUE DES OPERATIONS :	55
IV.3.6. DE POINT DE VUE PROFIL DE CONTRAINTE :	55
IV.3.7. ANALYSE NODALE :	55
IV.4. REALISATION DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE :	58
IV.4.1. LA PRE-FRACTURATION :	58

IV.4.2.	CALIBRATION TEST (MINI-FRAC) :	58
IV.4.3.	ANALYSE DE CALIBRATION TEST (CALIBRATION TEST) :	60
	<i>Interprétation des courbes de déclin de pression (Analyse de l'essai de Calibration test) :</i>	<i>60</i>
IV.4.3.2.	<i>Estimation du gradient de fracturation G_f :</i>	<i>61</i>
IV.4.4.	THERMO-LOG :	66
IV.4.5.	ESTIMATIONS DE LA GEOMETRIE DE LA FRACTURE PAR LA METHODE DE NOLTE :	67
IV.4.6.	DESIGN DU TRAITEMENT PRINCIPAL (MAIN FRAC) :	67
IV.5.	TRAITEMENT PRINCIPAL (MAIN-FRAC) :	71
IV.5.1.	PLOT DE LA PRESSION NETTE DANS LE MAIN TREATMENT :	72
IV.5.2.	CONDUCTIVITE ADIMENSIONNELLE DE FRACTURE (FCD)	73
IV.6.	EVALUATION ECONOMIQUE.....	75
IV.6.1.	LE COUT TOTAL DE L'OPERATION DU PUIITS MD-689 :	75
IV.6.2.	GAIN DE L'OPERATION :	75
IV.6.3.	LE DELAI D'AMORTISSEMENT (PAY OUT TIME):	76
Conclusion et recommandation		

Liste des Figures

- Figure.I.1** : Différentes zones d'endommagement.
- Figure.I.2** : Migration des fines.
- Figure I.3** : L'évolution de la perméabilité relative.
- Figure.I.4** : Présentation de la chute de pression due à l'endommagement.
- Figure.I.5** : Profil des pressions dans la formation.
- Figure.I.6** : Skin d'épaisseur finie.
- Figure.I.7** : Estimation de rayon effective.
- Figure II.1** : Essai de compression uni-axiale.
- Figure.II.2** : Déformation liée à l'essai de compression uni-axiale.
- Figure.II.3** : Sollicitation de cisaillement.
- Figure. II.4** : Changement du volume sous l'effet d'une pression.
- Figure II.5** : Composantes d'un milieu poreux.
- Figure II.6** : Représentation des contraintes principales in-situ (Cas typique).
- Figure II.7** : Evolution des Contraintes avec la profondeur.
- Figure.II.8** : L'action des contraintes et la pression des pores sur la formation.
- Figure II.10** : Répartition de la Pression des pores.
- Figure III.1** : Principe de la Fracturation Hydraulique.
- Figure III.2** : Schéma de différents états du puits.
- Figure III.3** : Objectifs de la fracturation hydraulique.
- Figure III.4** : Schématisation de la 3eme phase (PAD volume).
- Figure III.5** : Schématisation de la 4eme phase (l'injection du Slurry)
- Figure III.6** : Evolution de la concentration du Proppant
- Figure III.7** : Profils des concentrations du Proppant pendant l'injection.
- Figure III.8** : Schématisation des phases d'un traitement principal (Main frac)

- Figure III.9 :** Conductivité adimensionnelle de la fracture
- Figure III.10 :** Paramètres influençant la conductivité (type, concentration de Proppant et FCP)
- Figure III.11 :** Mécanismes altérant la conductivité de la fracture
- Figure III.12 :** Configuration du modèle PKN
- Figure III.13 :** Configuration du model KGD
- Figure III.14 :** Configuration du modèle radial
- Figure III.15 :** Détermination de la FCP par la méthode de G-fonction.
- Figure III.16 :** Fluides de fracturation.
- Figure III.17 :** Les agents de réticulation.
- Figure III.18 :** Les sables (Low Strength Proppants)
- Figure IV.19 :** Agents de soutènement en céramique (ISP, HSP)
- Figure IV.1 :** Position de puits MD689.
- Figure IV.2 :** Les caractéristiques pétrophysique du réservoir.
- Figure IV.3 :** Plot d'évolution de Pression des Puits voisi
- Figure IV.4 :** Diagramme de Production de puits MD 689.
- Figure IV.5 :** Thermolog et Log des caractéristique pétrophysique du puits MD 689.
- Figure IV.6 :** Matching du Model de puits par rapport aux résultats DST – MD689.
- Figure IV.7 :** Matching du Model de puits par rapport aux dernier PFD – MD689.
- Figure IV.8 :** Matching du Model de puits par rapport aux dernier Jaugeage – MD689.
- Figure IV.9 :** Etude de Sensibilité par rapport aux la largeur de la Fracture (X_f).
- Figure IV.10 :** Etude de Sensibilité par rapport aux l'épaisseur de la Fracture (W_f)
- Figure IV.11 :** Le point de Fonctionnement selon les paramètres optimums du puits MD 689.
- Figure IV.12 :** Test d'injection et acide
- Figure IV.13 :** Evolution des pressions lors du test de Mini Frac MD689 [14].
- Figure IV.14 :** Évolution de pression de fond en fonction du temps après shut-in.MD 689.
- Figure IV.15 :** Évolution de pression de surface en fonction du temps après shut-in.MD 689.

Figure IV.16 : Détermination de la FCP par la G-fonction, Mini-Frac MD689.

Figure IV.17 : Détermination de la FCP par la Racine Carrée du temps, Mini-Frac MD 689.

Figure IV.18 : Plot de Pression Net (Nolté-Smith Chart), Mini-Frac MD 689.

Figure IV.19 : Thermo-Log du puits MD689.

Figure IV.20 : Proppant Concentration Plot.

Figure IV.21 : Evolution des pressions lors de l'opération de fracturation MD689.

Figure IV.22 : Plot de Pression Net, MD689 Main Treatment.

Figure IV.22: Plot de la perméabilité K_f en fonction de la contrainte in-situ.

Figure IV.24: Plot de SKIN (S_f) en fonction de FCD.

Liste des Tableaux

Tableau II.1 : Valeurs du module de Young pour certains types des roches

Tableau II.2 : Valeurs du coefficient de poisson pour certains types des roches

Tableau II.3 : Les valeurs de (C_b) équivalentes aux différents types des roches

Tableau II.4 : Valeurs approximatives de la résistance à la compression

Tableau II.5 : Les valeurs approximatives de la Résistance en Traction

Tableau IV.1 : Test de Pression du puits MD 689.

Tableau IV.2 : Test de Production du puits MD 689.

Tableau IV.3 : Les test du Jaugeage du puits voisin.

Tableau IV.4 : Les Fracturations Hydrauliques Réalisées sur les Puits Voisins.

Tableau IV.5 : Enveloppe de pression du traitement.

Tableau IV.6 : Les Pert de charge du puits MD 689.

Tableau IV.7 : Les Résultat Obtenue par le Thermo-Log.

Tableau IV.8 : Résumé des paramètres obtenus par le Data-Frac MD 689.

Tableau IV.9 : Tableau récapitulatif des résultats obtenus.

Tableau IV.10 : Jaugeage avant et après fracturation MD689.

Tableau IV.11 : Cout totale de l'opération.MD609.

Liste d'abréviations

A_f : Surface de la fracture

A_{frac} : Surface de la fracture

A_{frac1} : Surface d'un aileron de la fracture

B_g : Le facteur volumétrique de fond

BHST : Température de fond (BHST)

CL : Coefficient de filtration ft.

dg : La densité de gaz

B_o : Facteur volumétrique de formation

FCD : Conductivité adimensionnelle

G : Le module de cisaillement

hf : Hauteur de la fracture.

ISIP : La pression de fermeture instantanée

LPP : La dernière pression de pompage (psi)

P_{gi} : La pression de gisement initiale (psi)

PFS : Pression de fond statique (psi)

RE : Rendement d'écoulement

TFS : Température de fond statique

TPC: Tubing performance curves.

VLP: Vertical lift performance

W_f : Epaisseur de la fracture

WOC : Water oil contact

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

Y : Le coefficient de poisson

μ_g : La viscosité

- α** : Constante de BIOT
- η** : L'efficacité du fluide de traitement
- σ'** : Contrainte effective
- σ_H** : Contraint principale horizontale maximale
- K_s** : Perméabilité de sable (md).
- K** : Perméabilité du réservoir (md).
- Φ_p** Porosité du proppant
- H** : La hauteur de la formation (m).
- R_e** : Rayon de gisement (ft).
- r_w** : Rayon de puits (ft).
- μ** : Viscosité (cp).
- Q** : Débit (bpm).
- Q_i** : Débit initiale (bpm).
- IP** : L'indice de productivité (San unité).
- S** : Skin (San unité).
- σ** : Les contrainte (psi).
- L** : Longueur (m).
- Σ_i** : Contraintes principales totales (psi).
- C_m** : Compressibilité de la matrice (San unité).
- C_b** : Compressibilité de la roche poreuse (San unité).
- E** : Module de young (psi).
- G** : Coefficient de cisaillement (psi/ft).
- R_t** : Resistance à la traction (bar).
- PO** : Pression de pore (psi).
- P_c** : Pression de la fermeture (psi).
- P_p** : Pression de propagation (psi).

- Pf** : Pression de la fracture (psi).
- Pw** : Pression d'injection en tête (psi).
- Ph** : Pression hydrostatique (psi).
- ΔP** : Pert de charge (psi).
- Gf** : Gradient de fracture (psi/ft).
- XL** : Longueur de fracture (m).
- Wf** : Largeur de fracture (m).
- V** : Vitesse de filtration (m/s).
- Hf** : Hauteur de fracture (m).
- FCD** : Conductivité adimensionnelle de la fracture (San unité).
- Kf** : La perméabilité de fracture (md).
- Xf** : Extension de la fracture (m).
- T** : Temps de pompage (min).
- Pnet** : La pression nette dans la fracture (Psi).
- Vpad** : Volume de pad (bbl).
- Mp** : La masse de l'agent de soutènement (klb).
- Cp** : Concentration de proppant (lb/ft²).
- Gs** : Gravité spécifique de l'agent de soutènement (San unité).
- $\emptyset p$** : La Porosité de l'agent de soutènement (%).
- Φp** : Masse spécifique de l'agent de soutènement (Lb/ft³).

Introduction

Générale

Introduction générale

La consommation mondiale des hydrocarbures est en augmentation et les réserves en places sont limitées, de nombreuses technologies sont utilisées pour améliorer le taux de récupération des réserves. La stimulation soit par acidification ou par fracturation hydraulique est parmi les techniques fréquemment utilisées.

La fracturation hydraulique est une technique qui permet de créer, d'une manière artificielle, un drain perméable par l'injection de fluide porteur d'agents de soutènement dans le réservoir.

Avant de sélectionner un puits il faut rassembler et classer les informations nécessaires du gisement (réservoir –puits) sans oublier le coté économique de l'opération.

La réussite d'une telle opération dépend énormément des paramètres choisis et des décisions prises afin d'éviter toute échec ou toute dépense supplémentaire et avoir un bon rendement de l'opération. Pour ces raisons, des tests d'injection sont effectuées avant le traitement proprement dit (fracturation hydraulique) pour établir un bon programme de fracturation, mais le test le plus important est le test de calibration. Dans le cadre de ce projet de fin d'étude au sein de la Division Production de Hassi Messaoud, on a été confronté à l'étude et la réalisation d'une opération de stimulation par fracturation hydraulique sur le puits MD-689.

Le première chapitre, définir la nature d'endommagement, son origine, sa localisation ainsi que les conséquences de l'endommagement sur la production. Ensuite on a fait un étude géomécanique correspondent les propriétés de la roche et aussi les contraintes exercer dans le douzième chapitre

Le troisième chapitre décrit la théorie de fracturation hydraulique étudié en détail le déroulement, l'application, les différents tests de mini frac et les modèles de propagation. Dans ce chapitre, nous avons donné des généralités sur les fluides de frac, les agents de soutènement et les équipements de fracturation. Enfin, la partie la plus essentielle dans notre étude est la partie de calcul en utilisant la méthode manuelle pour l'interprétation des enregistrements des pression au cours de Mini frac comme repense de réservoirs utilisables à estimer les ententes dans le model désigné pour le frac et fait un test d'analyse nodal pour estimer résultat de cette opération



Chapitre I

Endommagement de la Formation & Notions sur le Skin

I. Endommagement de la Formation & Notions sur le Skin

Introduction :

La mise en exergue d'un endommagement se fait par la constatation d'une baisse de débit au niveau du puits. Il signifie par la dégradation de l'indice de productivité et l'augmentation de skin (coefficient d'endommagement) lorsque celui-ci est positif.

Dans ce chapitre nous traitons la nature de l'endommagement, sa localisation, ses origines et les méthodes de leur détection ainsi que les principaux traitements adéquate pour éliminer le, ensuite la notion de SKIN et ses interprétations en se basant sur les lois qui caractérise les écoulements en milieu poreux.

I.1. Définition de l'endommagement :

L'endommagement représente tous les dépôts que ça soit minérales ou organiques Pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en bouchant les perforations voire même le tubing de production. Cet endommagement peut être localisé dans les différentes parties du cheminement de l'effluent, allant du réservoir jusqu'en surface. Il est identifié par la survenue des actions telles que [1] :

1. Modification de la perméabilité.
2. Chute de pression supplémentaire.
3. Le rapport des indices de productivité.

I.2. Localisation d'endommagement :

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits, le schéma ci-dessous (**Figure I.1**) illustre parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits [2].

I.2.1. Au fond du puits :

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

I.2.2. A la paroi du puits :

Cake externe (zone 1) : Le cake externe est formé de particules solides minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou, consolide la paroi du puits, réduit l'infiltration de la boue

dans la formation, son élimination se fait mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants ou aux acides.

I.2.3. Aux abords des puits :

Le cake interne (zone 2): Le cake interne est constitué par de fines particules solides provenant de la boue, du ciment et des fluides de complétion, se localisent dans une très mince couronne aux abords immédiats du puits et bloquent les pores, rendant le milieu peu perméable.

La zone envahie (zone 3) : Au-delà du cake interne se trouve la zone envahie par les filtrats de la boue et du ciment, qui vont modifier l'environnement naturel du milieu poreux. On peut ainsi observer un changement de mouillabilité, Formation d'émulsions ; Gonflement et /ou délitage des argiles ; Précipitations diverses en cas d'incompatibilité d'un filtrat avec les fluides en place.

I.2.4. Accumulation de particules :

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

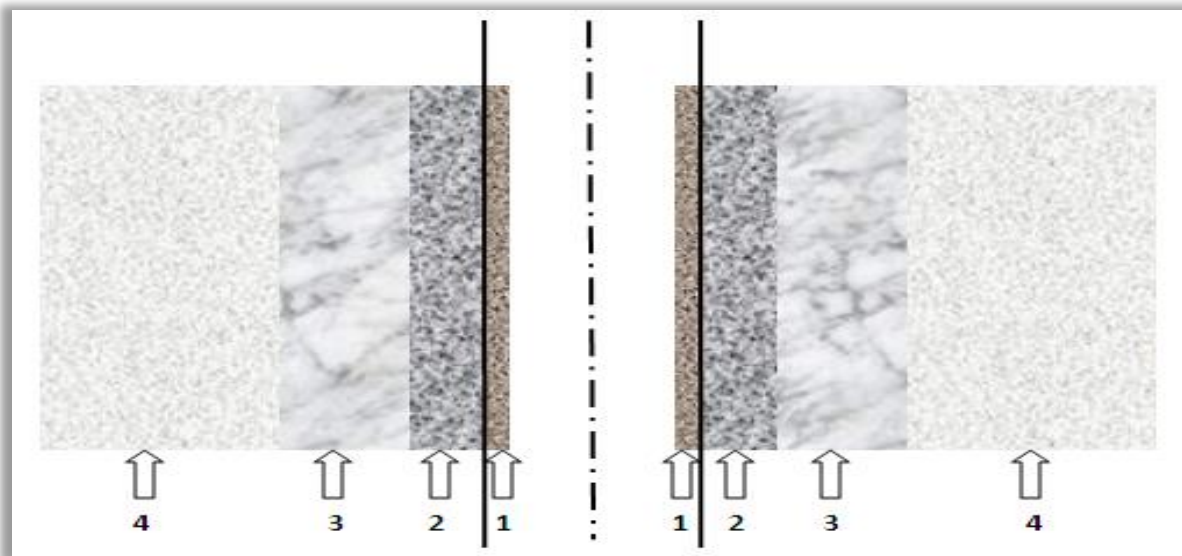


Figure.I.1. Différentes zones d'endommagement.

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

I.3. Les différents types d'endommagement et principaux remèdes :

Le diagnostic de l'origine et du type de l'endommagement est vital pour le choix d'un bon traitement. Plusieurs causes sont à l'origine de l'endommagement empêchant ainsi le puits de produire avec un potentiel optimum. Ces facteurs peuvent être soit apparentés à la production même, soit aux opérations Work-Over, Snubbing et les opérations de forage. Les différentes causes de l'endommagement sont les suivantes [2] :

I.3.1. Endommagement dû à la formation :

Cet endommagement est la cause principale d'abaissement de la productivité des puits, il est caractérisé par deux importants paramètres, sa composition et sa localisation. La maîtrise de ces derniers est essentielle pour la réussite d'une stimulation. Dans le domaine pétrolier on retrouve plusieurs types d'endommagement, parmi lesquels nous citerons :

I.3.1.1. Dépôts de sel :

Le changement de température et de pression associé à la production, engendre la précipitation de sel des fluides de formation richement salés. Cette précipitation cause un endommagement de la matrice et un bouchage des perforations voire même du tubing de production. Les dépôts de sel peuvent être facilement dissous par l'injection d'eau douce, mais si cette eau est incompatible avec l'eau de formation peut engendrer la formation de BaSO₄ (Sulfates de Baryum).

I.3.1.2. Dépôts organiques (asphaltènes) :

Les dépôts d'asphaltènes causent un problème de production très sérieux. Ces dépôts se localisent dans le tubing, dans les crépines, au niveau des perforations et dans la formation. Il est identifié par la chute de production, échantillon de fond (WL) et échantillon en surface (port duse). On le traite par lavage aux solvants aromatiques (Reformat, Xylène, Toluène).

I.3.1.3. Dépôts des paraffines :

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

I.3.1.4. Dépôts de sédiment :

Ce sont des dépôts minéraux qui se déposent au cœur de la production suite à la chute de pression et de température. Ils sont éliminés par un traitement au Mud-Acide.

I.3.1.5. Dépôts des sulfates :

C'est le problème le plus rencontré dans le champ de HASSI MESSAOUD. Les sulfates sont des dépôts difficiles à enlever chimiquement. Ils se forment principalement à cause de l'incompatibilité entre les eaux d'injection, soit pour adoucissement des puits salés ou pour maintien de pression, et l'eau de formation. Ils peuvent être présents dans le tubing, dans les perforations et même dans la formation. Les dépôts de sulfates les plus courants sont : $BaSO_4$, $CaSO_4$, $SrSO_4$.

On peut réduire ces dépôts par l'ajout d'un anti dépôt (AD 32) ou par l'injection sous pression d'un produit nouvellement utilisé, le SulfaStim ou bien mécaniquement par Scale Blaster.

I.3.1.6. Migration des fines :

Lors de la production, quand le débit choisi est grand et l'écoulement est turbulent, il se produit la migration des particules fines (des argiles, des sables...) de la formation vers les abords de puits provoquant un bouchage des perforations d'où la baisse de la productivité (**Figure I.2**). Un traitement matriciel avec un Mud Acid est nécessaire pour enlever ce problème.

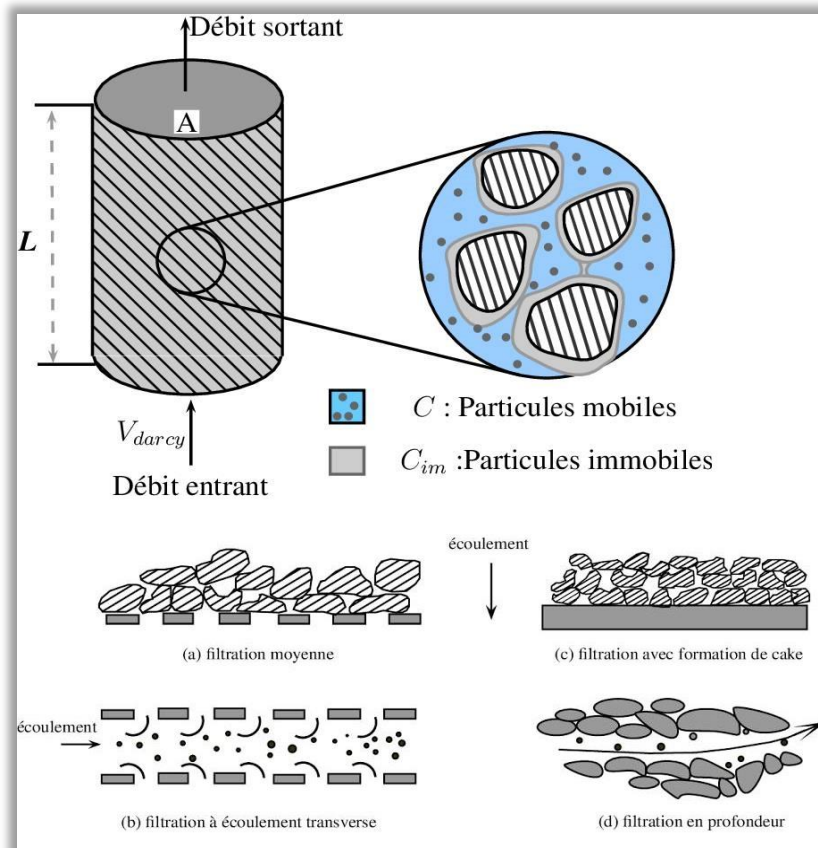


Figure.I.2. : Migration des fines.

I.3.1.7. Gonflement des argiles :

Le gonflement des argiles est un autre type d'endommagement. Ce dernier est dû à l'invasion du filtrat à base d'eau des forages, de Work-Over et les fluides de complétion, ce qui peut troubler l'équilibre entre l'eau de formation et les argiles, qui se gonflent et réduisent ainsi sévèrement la perméabilité.

I.3.2. Endommagement dû aux opérations sur puits :

Pour des normes de sécurité les opérations de forage, Work-over et parfois de Snubbing sont exécutées en tuant le puits et ceci en utilisant une boue à base d'huile qui peut provoquer un endommagement sévère :

I.3.2.1. Le colmatage des perforations :

Au cours des opérations de Work-over ou de Snubbing, un filtre cake se forme toujours dans les perforations.

I.3.2.2. Changement de mouillabilité :

La mouillabilité est l'aptitude des parois à être recouverte préférentiellement d'un film d'huile ou d'eau. Les solvants et les tensioactifs présents surtout dans le filtrat des boues à émulsion inverse, peuvent altérer la mouillabilité de la roche, la formation devient donc mouillable à l'huile ce qui diminue la perméabilité relative à l'huile. (**Figure I.3**) [3].

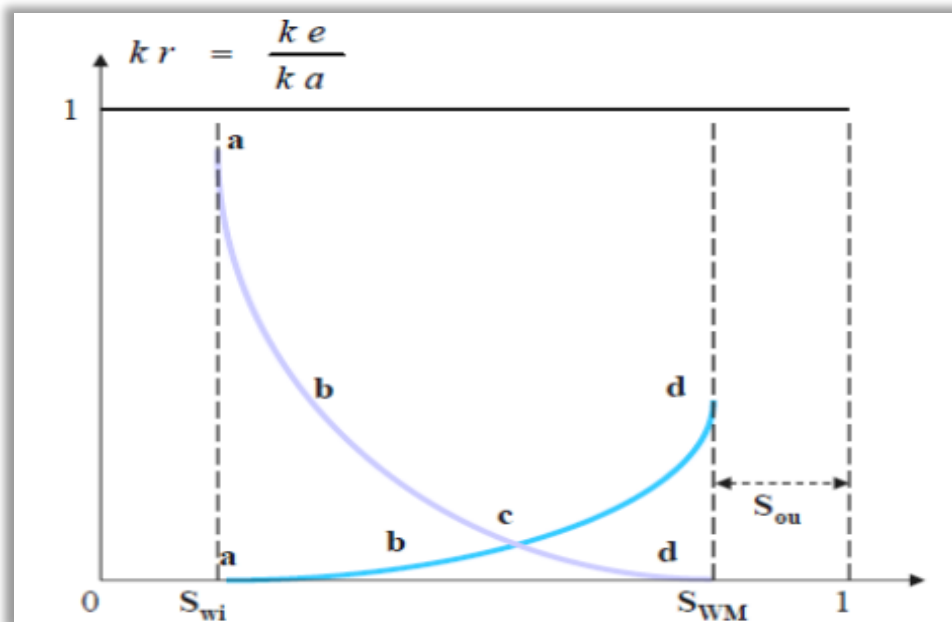


Figure I.3. : l'évolution de la perméabilité relative.

Avec :

a : Seule l'huile est mobile : $k_{ro}=1$ et $k_{rw}=0$

b : S_w augmente, l'huile s'écoule moins facilement

c : $k_{ro}=k_{rw}$ et $k_{ro}+k_{rw}<1$

k deux phases $<$ k une phase

d : l'huile n'est plus mobile

$(S_o=S_{or}), k_{rw}(S_{ou}) < 1$

I.3.2.3. Formation d'une émulsion :

Une émulsion est le résultat d'un mélange intime entre deux fluides non miscibles, à savoir ici :

- L'eau de filtrat de boue avec le brut de réservoir ;
- Le filtrat d'une boue à l'huile avec l'eau de réservoir.

Une émulsion est caractérisée par leur forte viscosité. Elle peut même réduire considérablement la productivité des puits qui lui est inversement proportionnelle. Elle peut être dissociée par l'injection des agents tensioactifs afin de diminuer sa tension interfaciale et de la casser.

I.3.3. Endommagement dû aux perforations :

Les conditions dans lesquelles les perforations seront réalisées (tir en surpression, tir en dépression), la nature du fluide dans le puits au moment du tir et la méthode de nettoyage éventuellement mis en œuvre auront une grande influence sur le degré de colmatage des perforations proprement dites. En particulier l'endommagement sera d'autant plus grave si l'on perfore en présence d'un fluide contenant des solides et en surpression du fait de l'invasion des solides.

I.3.4. Invasion du filtrat de ciment :

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

I.3.5. Endommagement dû à l'acidification :

L'acidification dont le rôle premier est d'éliminer les conséquences d'un colmatage aux abords du puits (soit en attaquant la matrice proprement dite pour contourner le colmatage, soit en détruisant les agents générant le colmatage), elle peut générer de nombreux problèmes tels que :

- Une attaque du ciment inter granulaire libérant des particules fines ou des grains de sable.
- Des réactions secondaires pouvant conduire à la formation de précipités ou de produits visqueux d'où bouchage des pores et augmentation de la viscosité.

I.3.6. Endommagement dû à la fracturation :

Le risque majeur est un développement vertical de la fracture qui mettrait le puits en communication avec une zone contenant un fluide que l'on ne souhaite pas produire (à noter ici encore l'importance d'avoir une cimentation étanche pour ne pas initier une fracture dans une zone non-désirée).

I.4. Détection des Endommagements :

Plusieurs méthodes d'usage très classique sont disponibles dont nous retiendrons [4] :

- Echantillonnage et analyses de laboratoire,
- Essais de puits,
- Historique complet des puits,
- Analyse du système de production.
- Diagraphie de production (PLT ...)

I.4.1. Échantillonnages et analyses de laboratoire :

La connaissance des caractéristiques d'un endommagement facilite non seulement sa détection mais permet d'en identifier les causes exactes et par conséquent de choisir une solution appropriée. Cela ne peut mieux être réalisé que sur des échantillons suffisamment représentatifs de la roche réservoir et de ses effluents.

I.4.2. Essais de puits :

Les essais de puits avec de bonnes remontées de pression sont un moyen privilégié de renseignements pour apprécier si une diminution de la production des réservoirs existe. On sait toutefois que le skin total « S » englobe des facteurs parasites (pseudo skins) qu'il faut retrancher pour s'avoir si un réel colmatage existe.

Les essais de puits fournissent aussi d'autres renseignements dont la connaissance est primordiale [4]:

- Perméabilité du réservoir.
- Degré d'endommagement du puits (Skin).
- La pression du réservoir P_r .
- Les limites du réservoir.
- Le type du réservoir.
- Caractérisation d'une fracturation.
- Evaluer les communications entre les puits.
- La productivité de puits (IP)...etc.

I.4.3. Historique de Production :

L'historique d'un puits, est une source primordiale d'informations pour aider à détecter les causes d'endommagement.

I.4.4. Diagraphies de production (PLT, ...) :

Les diagraphies de production jouent un rôle très important pour la détection des endommagements. Le PLT par exemple permet de savoir la participation de chaque banc perforé à la production totale du puits, donc une bonne localisation de l'endommagement.

I.5. Notion de SKIN (Coefficient de L'endommagement) :

I.5.1. Définition

Les abords du puits ont des caractéristiques différentes de celles du réservoir à cause des opérations de forage et de traitement du puits. Le skin traduit la différence de perte de charge qui existe aux abords du puits entre [5] :

1. Le réservoir tel qu'il est.
2. Le réservoir tel qu'il serait s'il avait des caractéristiques uniformes jusqu'au puits.

Le skin représente une perte de charge supplémentaire localisée aux abords du puits. Cette perte de charge peut être causée par de multiples paramètres, parmi lesquelles on peut citer [4] :

- Skin due aux perforations;
- Skin due à la perforation partielle du réservoir ;
- Skin due à la pénétration partielle ;
- Skin due à l'inclinaison ;
- Skin due à la fracturation hydraulique ;
- Skin due à l'analyse d'un puits horizontal comme un puits vertical ;
- Skin due à l'écart à la loi de Darcy.

Le schéma ci-dessous (**Figure I.4**) illustre parfaitement la chute de pression due à l'endommagement.

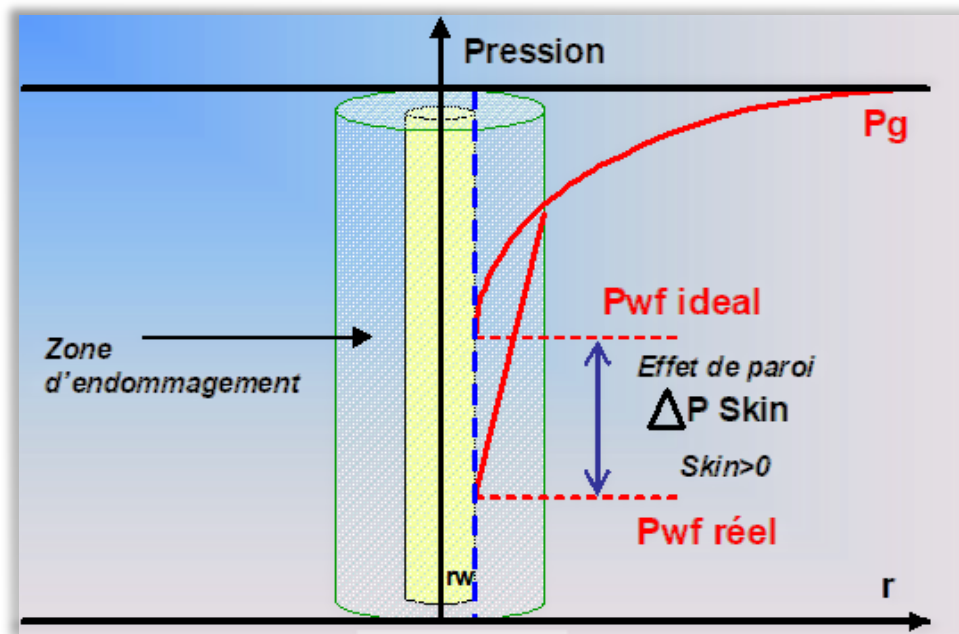


Figure.I.4. Présentation de la chute de pression due à l'endommagement.

Par définition générale, 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.

- $S > 0$: Réservoir Endommagé.
- $S = 0$: Réservoir ni endommagé ni stimulé.
- $S < 0$: Réservoir Stimulé.

I.5.2. Skin dû à la fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique crée une fracture d'une certaine longueur, hauteur et largeur, cette fracturation établit des chemins d'écoulement conducteur pour les hydrocarbures.

Le Skin géométrique S_f autour de la fracture traduit les pertes de charge supplémentaires engendrées par le fait que les abords immédiats de la fracture ont souvent une perméabilité différente de celle existant plus loin dans le réservoir. Cette différence est par exemple due à l'opération de fracturation hydraulique qui modifie les saturations près de la fracture [4].

Calcul de S_f :

En considérant que le skin concerne une largeur W_s autour de la fracture et que cette zone a une perméabilité k_s . La perte de charge supplémentaire dans cette zone s'exprime par :

$$\Delta P_s = \frac{q \cdot B \cdot \mu}{4 \cdot k} \times \frac{w_s}{h \cdot x_f} \times \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \dots \dots \dots (I.1)$$

Le skin est défini par :

$$\Delta P_s = \frac{q \cdot B \cdot \mu}{2 \pi \cdot k \cdot h} \times S_f \dots \dots \dots (I.2)$$

D'où :

$$S_f = \frac{\pi}{2} \times \frac{W_s}{x_f} \times \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \dots \dots \dots (I.3)$$

ΔP_s : la perte de charge supplémentaire.

q : débit de fond du puits.

B : facteur volumétrique de fond.

μ : viscosité du fluide.

W_s : Epaisseur de la fracture.

x_f : Demi-longueur de la fracture.

h : hauteur de la fracture.

k : perméabilité du réservoir (zone non endommagée).

K_s : perméabilité de la zone endommagée.

S_f : Skin géométrique.

I.6. Interprétation de SKIN :

Le skin traduit la liaison entre le réservoir et le puits. La différence de perte de charge aux abords du puits peut être interprétée de plusieurs façons [5] :

- Au moyen d'un skin infinitésimal.
- A l'aide d'un skin d'épaisseur finie.
- Par la méthode du rayon effectif.

I.6.1. Le skin infinitésimal :

La perte de charge adimensionnelle due au skin est définie par :

$$\Delta P_{skin} = S \left(\frac{\alpha q_o \mu_o \beta_o}{kh} \right) \dots \dots \dots (I. 4)$$

ΔP_{skin} : perte de charge d au skin .

S : skin (facteur d'endommagement).

q_o : débit d'huile conditions de fond.

μ_o : viscosité d'huile.

β_o : facteur volumétrique de fond .

K : la perméabilité.

h : hauteur de réservoir.

Avec : $\alpha = 1/2 \pi$ (en unités SI).

$\alpha = 141,2$ (en unités pratiques).

$\alpha = 18,66$ (en unités pratiques métriques).

Dans l'approche de Hurst et Van Everdingen, la perte de charge due au skin est localisée dans un film infiniment mince autour du puits (**Figure I.5**).

Le skin S est homogène à une perte de charge adimensionnelle

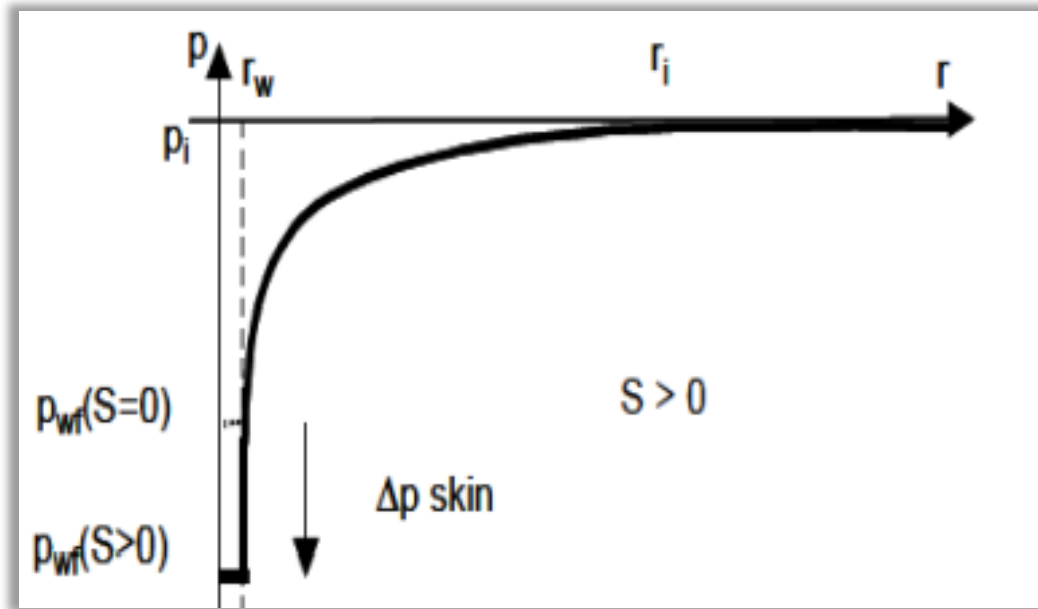


Figure.I.5. Profil des pressions dans la formation.

I.6.2. Skin d'épaisseur finie :

Une autre représentation consiste à supposer les pertes de charges localisées dans une zone de rayon r_s et de perméabilité K_s autour de puits. Quand la zone compressible a quitté cette zone, l'écoulement peut y être considéré comme pseudo permanent. Il est régi par la loi Darcy (**Figure I.6**).

La différence de perte de charge entre le réservoir réel et un réservoir qui serait jusqu'au puits s'exprime à l'aide de la loi de Darcy par :

$$\Delta P_{skin} = \left(\frac{q \mu \beta}{2\pi k s h} \right) \ln \frac{r_s}{r_w} - \left(\frac{q \mu \beta}{2\pi k h} \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \dots \dots \dots (I.5)$$

ΔP_{skin} : la perte de charge supplémentaire du au skin

q : débit de fond du puits

B : facteur volumétrique de fond

μ : viscosité du fluide

h : hauteur du réservoir

k : perméabilité du réservoir (zone non endommagée)

K_s : perméabilité de la zone endommagée

r_s : rayon de la zone endommagée

r_w : rayon du puits.

Le skin **S** est donné par l'équation de Hawkins :

$$S = \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln \frac{R_s}{R_w} \dots\dots\dots (I.6)$$

S : Skin.

K : Perméabilité du réservoir (zone non endommagée).

K_s : Perméabilité de la zone endommagée.

R_s : Rayon de la zone endommagée.

R_w : Rayon du puits.

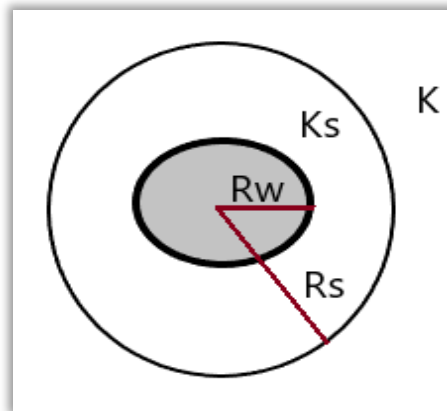


Figure.I.6. Skin d'épaisseur finie.

I.6.3. Rayon effectif :

La méthode du rayon effectif consiste à remplacer le puits réel de rayon **r_w** et de skin **S** par un puits fictif de rayon **r'_w** et de skin nul. Le rayon **r'_w** est déterminé de façon à ce que la perte de charge entre **r_s** et **r'_w** dans le puits fictif soit égale à la perte de charge entre **r_s** et **r_w** dans le puits réel (**Figure I.7**) :

$$\Delta P(r'_w, S = 0) = \Delta P(r_w, S > 0) \dots\dots\dots (I.7)$$

En exprimant ces pertes de charge avec la loi de Darcy :

$$\left(\frac{q \beta \mu}{2\pi k h} \right) \ln \frac{r_s}{r'_w} = \left(\frac{q \beta \mu}{2\pi k h} \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} + S \right) \dots\dots\dots (I.8)$$

Donc on obtient :

$$r'_w = r_w \exp(-S) \dots\dots\dots (I.9)$$

r'_w : rayon du puits fictif

r_w : rayon du puits réel

S : skin

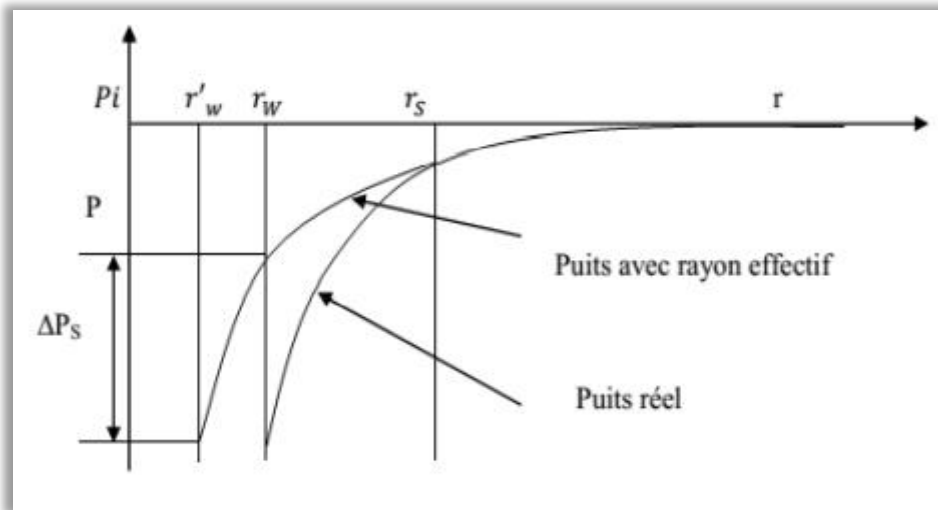


Figure.I.7. Estimation de rayon effective.

Le rayon effectif reflète de manière synthétique le résultat des traitements effectués sur le puits. Ce cas peut être illustré dans le cas d'un Gravel Pack (gravillonnage) de telle sorte que le rayon effectif du puits doit être intermédiaire entre celui des crépines et celui de l'élargissement du trou. Un rayon effectif inférieur à celui des crépines permet de suspecter un Gravel Pack particulièrement inefficace.

Le skin indique l'état de liaison entre le trou et le réservoir. Pour cette raison, il est recommandé d'utiliser comme rayon le rayon inférieur du trou pour calculer le skin : rayon inférieur du casing en cas de perforations, rayon intérieur des crépines en cas de Gravel Pack.

Conclusion :

A la lumière de ce chapitre, L'endommagement représente toutes les incrustations que ça soient minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voir même le tubing de production, peut être un bouchage partiel ou complet des alentours du puits, qui réduit la perméabilité originale du puits

Dans ce chapitre, on peut tirer aussi un aperçu sur les caractéristiques d'endommagement et leurs différents types et principaux remèdes, ensuite, quelque notion sur le skin (définition, types a été illustrée en détail.

Chapitre II

La mécanique des roche & modèle Géomécanique

II. La mécanique des roche & modèle Géomécanique

Introduction :

Dans ce chapitre Un aperçu global sur les propriétés mécaniques de la roche sera abordé en mettant l'accent sur la relation "Roche-Contrainte", un aspect primordial pour comprendre l'orientation de la fracture et les différents modèles de propagation générés définis par l'état de contrainte in-situ. de même cette partie est essentielle pour comprendre le modèle géomécanique de la fracture.

II.1. L'Objectif principal de la mécanique des roches :

La mécanique des roches est la science qui analyse le comportement mécanique des formations. L'objectif préliminaire de cette discipline est de :

- 1- Comprendre le comportement mécanique des roches, des discontinuités et des massifs rocheux ;
- 2- Être capable d'analyser et de déterminer les propriétés mécaniques des roches pour des applications de génie civil, de génie minier, de génie pétrolier et autres.

II.2. Les propriétés de la roche :

II.2.1. Les propriétés élastiques des roches :

II.2.1.1. *Module de Young (E):*

La rigidité d'un matériau est appelée module de Young noté (**E**), il est caractérisé par la pente de la courbe $\sigma = f(\epsilon)$ d'où $E = \sigma/\epsilon$ (**Figure II.1**). Une roche qui dispose d'une grande valeur de **E** tend à être très dure et fragile, inversement une roche qui a une petite valeur de **E** tend à être tendre et malléable. Quand le module de Young augmente, la largeur de la fracture diminue, par contre la longueur augmente [6].

La (**Figure II.1**) représente un essai de compression uni-axiale ainsi qu'une courbe de "contrainte - déformation" associée à un tel test (Loi de Hook).

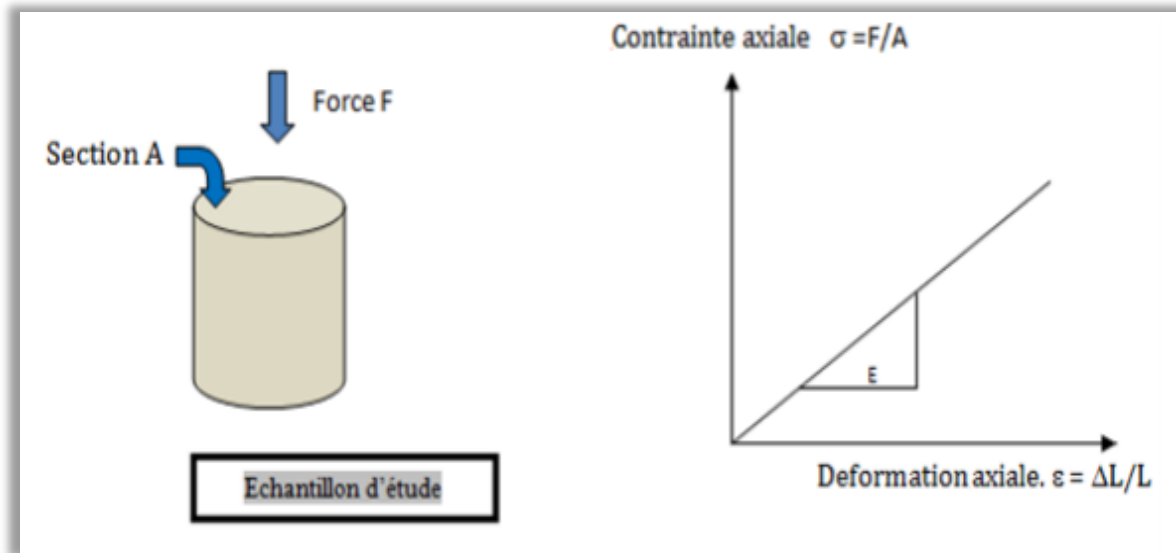


Figure II.1 : Essai de compression uni-axiale.

Ce tableau représente quelques valeurs du module de Young pour quelques types de roches [7].

Tableau.II.1. Valeurs du module de Young pour certains types des roches.

La lithologie	Module de Young (E) (psi)
Grés	2 à 5.10^6
Grés compact	6 à 10.10^6
Roche calcaire	8 à 12.10^6
Charbon	10 à 14.10^6
Argiles	2 à 4.10^7

II.2.1.2. Le coefficient de Poisson (ν) :

C'est un coefficient sans dimension, défini comme étant le rapport entre la variation de dimension latérale (changement de diamètre) et la variation de dimension axiale ou longitudinale (changement de longueur) lorsque l'échantillon est soumis à une contrainte axiale (Figure II.2) [6].

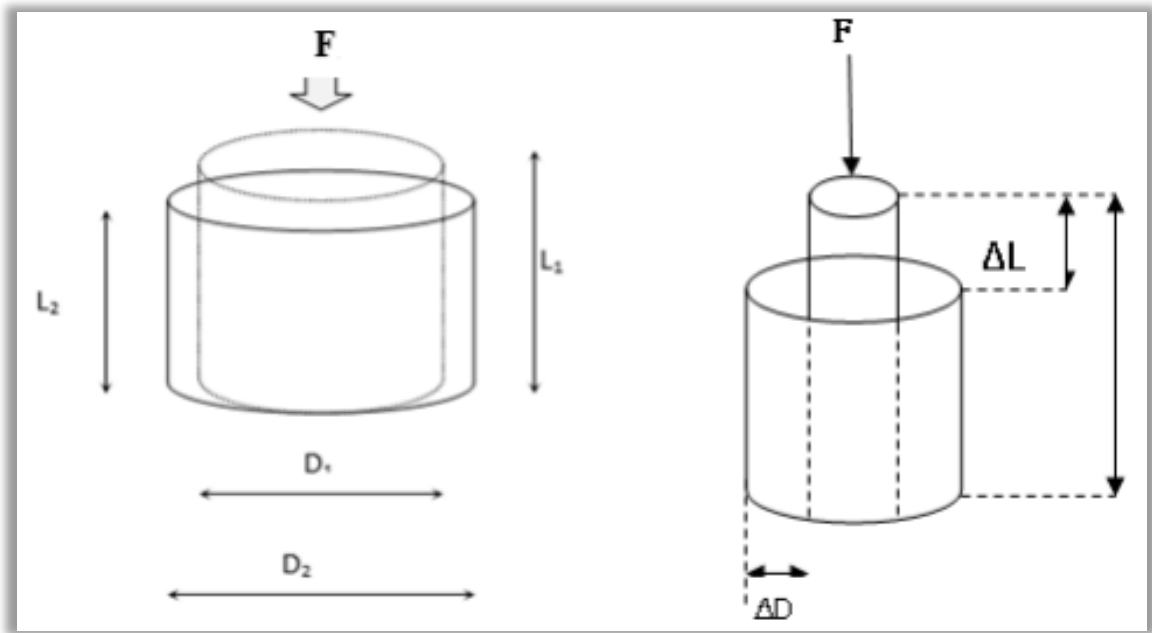


Figure.II.2. Déformation liée à l'essai de compression uni-axiale.

La déformation axiale :

$$\varepsilon_1 = \varepsilon_{axial} = \frac{(L_1 - L_2)}{L_1} \dots \dots \dots (II.1)$$

La déformation latérale (diamétrale) :

$$\varepsilon_2 = \varepsilon_{circ} = \frac{(D_1 - D_2)}{D_1} \dots \dots \dots (II.2)$$

Le coefficient de Poisson est :

$$\nu = \frac{-\varepsilon_2}{\varepsilon_1} \dots \dots \dots (II.3)$$

$$\nu = \frac{\lambda}{2(\lambda + \mu)} \dots \dots \dots (II.4)$$

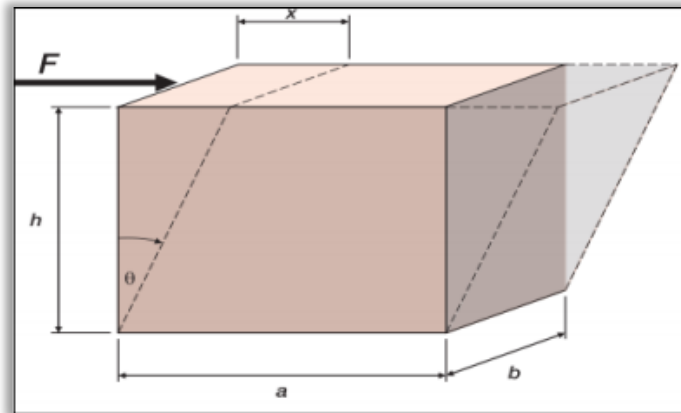
Ce coefficient varie pour les roches dans les limites (**0.1 à 0,45**). Ce tableau représente quelques valeurs de coefficient de poisson pour certaines roches [7].

Tableau.II.2. Valeurs du coefficient de poisson pour certains types des roches

Types de roche	ν
Grés	0.15 à 0.25
Calcaires	0.20 à 0.30
Marnes	0.40 à 0.45
Sels	0.30 à 0.40

II.2.1.3. Module de rigidité ou module de cisaillement (G) :

Le module de cisaillement (**G**) est semblable au module de Young sauf qu'il se rapporte au matériel étant dans le cisaillement plutôt que dans la compression ou la traction, il est défini comme étant l'énergie nécessaire pour une déformation élastique dans un cisaillement (**Figure II.3**) [6].

**Figure.II.3.** Sollicitation de cisaillement.

- La contrainte de cisaillement (τ) est donnée par :

$$\tau = \frac{F}{A} \dots\dots\dots (II.5)$$

F : Force ou effort de cisaillement.

A : La surface du bloc du matériel (Parallèle à la ligne d'action de l'effort F).

- La déformation du au cisaillement (γ) donnée par :

$$\gamma = \frac{x}{h} = \text{Tang } \theta \dots\dots\dots (II.6)$$

Le module de cisaillement est défini par le rapport de la contrainte à la déformation de cisaillement et donné par la relation suivante :

$$G = \frac{\tau}{\gamma} = \frac{F h}{A x} \dots\dots\dots (II.7)$$

Il est souvent en modélisation, on utilise le module de cisaillement noté G :

$$G = \frac{E}{(1+\nu)} \dots\dots\dots (II.8)$$

II.2.1.4. Le coefficient d'incompressibilité (K) :

Ce coefficient qui caractérise les roches est le rapport entre la pression appliquée (P) et la déformation volumique correspondante. Il se traduit par la variation unitaire de volume d'un échantillon lorsque celui-ci est soumis à une contrainte (compression ou tension) (**Figure II.4**) [6]

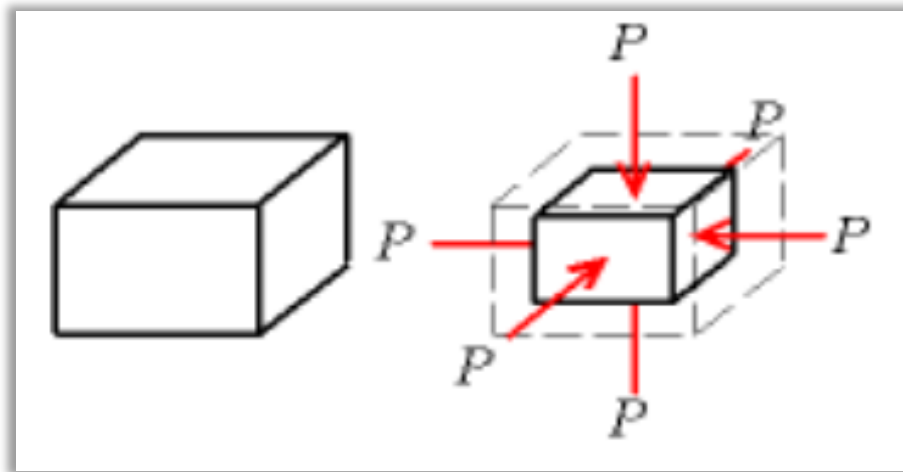


Figure. II.4. *Changement du volume sous l'effet d'une pression.*

$$K = (F/A)/(\Delta V/V) = P/(\Delta V/V) \dots\dots\dots (II.9)$$

Avec :

P : Pression (psi) .

V : Volume de l'échantillon (Cuft) .

ΔV : Variation de volume de l'échantillon (Cuft).

C'est l'inverse du coefficient d'incompressibilité :

$$C_b = \frac{1}{K} \dots\dots\dots (II.10)$$

II.2.1.5. Module de Compressibilité (Bulk Modulus) C_b :

Si la roche est isotrope, le coefficient de compressibilité est défini par la relation suivante comme suit [6] :

$$C_b = \frac{3(1-2\nu)}{E} \dots\dots\dots (II.11)$$

C_b varie dans des grandes limites suivant la consolidation de la roche. Le tableau suivant représente quelques valeurs du module de compressibilité pour certaines roches [7]

Tableau. II.3. Les valeurs de (C_b) équivalentes aux différents types des roches

Type de roche	C_b (10^{-6} bar^{-1})
Grès Consolidés, Calcaires durs, marnes	3 à 6
Grès non consolidés ou bitumineux, calcaires tendres	20 à 30

II.2.1.6. Coefficient de Biot :

Biot a introduit une constante qui traduit la réponse de la roche à la pression régnant dans ces pores ; Biot a introduit le paramètre α dans la limite de pression de pore pour expliquer le processus couplé de ‘diffusion/déformation’ et a présenté la loi modifiée de contrainte effective [16] :

$$\sigma_{eff} = \sigma - \alpha P \dots\dots\dots (II.12)$$

α : constante de Biot ($0 \leq \alpha \leq 1$) ;

P : Pression interstitielle ;

$$\alpha = 1 - \frac{\beta_m}{\beta_b} \dots\dots\dots (II.13)$$

Avec :

β_m : Compressibilité de la matrice.

β_b : Compressibilité de la roche poreuse.

α : est en général peu différent de 1 pour les roches sédimentaire ($0,85 < \alpha < 1$).

Pour les grès très perméables : $\alpha \approx 1$.

Pour les calcaires : α est généralement plus faible.

Le coefficient de Biot est un coefficient minorant les effets de la pression interstitielle. Il indique dans quelles proportions la pression interstitielle soulage le squelette des contraintes totales suite à la déformation de la matrice solide, définissant ainsi les composantes d'un système poreux (**Figure II.5**).

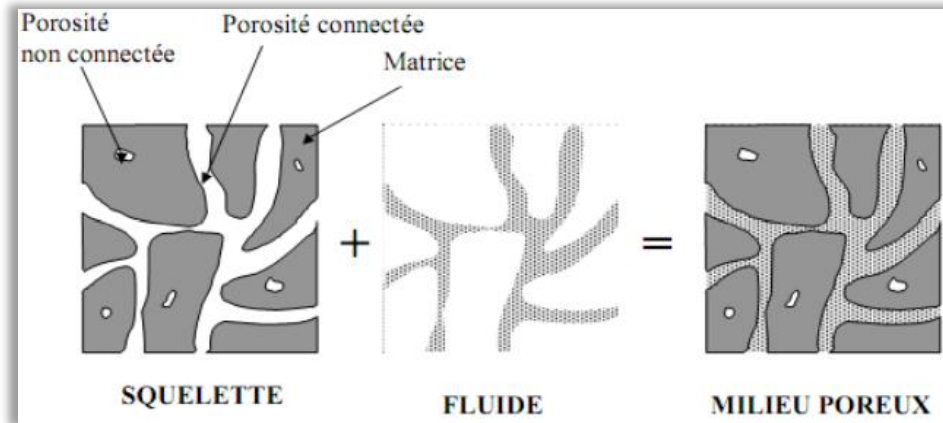


Figure II.5 : Composantes d'un milieu poreux [16].

II.2.1.7. Résistance en Compression (R_c) :

C'est la résistance à la rupture, sous une contrainte de confinement ($\sigma_1 = \sigma_3 = 0$). Du fait de la structure des roches, toujours au moins fissurées, la résistance en compression simple est relativement dispersée ; la dispersion s'atténue avec l'accroissement de la contrainte de confinement ; les valeurs de la résistance à la compression pour les différentes lithologies de formation sont présentées dans le (**Tableau II.4**) [16].

Tableau II.4. : Valeurs approximatives de la résistance à la compression

Types de roches	R_c (bars)
Marnes	20 à 50
Calcaires tendres	100 à 200
Grès peu consolidés	300 à 400
Grès consolidés	600 à 700
Grès très consolidés	1000
Calcaires dures et très dures	1500 à 2000

II.2.1.8. Résistance en Traction (RT) :

Cette grandeur, très influencée par la fissuration de la roche, présente toujours une dispersion importante. Sa détermination se fait généralement :

- Soit par essais de traction (peu pratique).
- Soit par essais de compression diamétrale (essais brésilien) ou l'on impose le plan de rupture.

Les valeurs obtenues par essais brésiliens sont généralement toujours supérieures à celles déduites des véritables essais de traction.

Les principaux paramètres qui influent sur la résistance en traction sont : la porosité, la composition chimique, la température (T°), et la teneur en eau.

Les valeurs de la résistance en traction pour les différentes lithologies de formation sont présentées dans le (**Tableau II.5**) [16].

Les valeurs obtenues par l'essai brésilien sont généralement toujours supérieures à celle déduite du véritable essai de traction simple, parce que dans cette dernière le plan de rupture n'est pas imposé et les fissures sont sollicitées pour amener la rupture sous un effort faible.

Tableau II.5 : Les valeurs approximatives de la Résistance en Traction

Type de Roche	R _t (bar)	
	Essai brésilien	Essai traction
Grés consolidés	30 à 50	3 à 10
Calcaires tendres	10 à 15	Négligeable
Calcaires durs et très durs	100 à 150	15 à 30

II.3. Contraintes s'exerçant sur un volume élémentaire de roche :

II.3.1. Contraintes in situ :

II.3.1.1. Contrainte principale verticale σ_v (Overburden Stress) :

On distingue trois principales contraintes orientées en angle droit les unes par rapport aux autres. Au-delà de 600m, et dans la majorité des cas, la contrainte principale verticale (σ_v) (Overburden stress) est due au poids des sédiments et souvent la plus grande des trois [7]

$$\delta_1 = \int_0^H \rho(H) \cdot g \cdot d(H) \dots\dots\dots (II.14)$$

Où :

$\rho(H)$: La densité de roche à une profondeur (H) donnée.

g : La gravité.

Les contraintes principales sont notées σ_i , avec $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$ (cas typique) tel que : σ_v est la contrainte principale verticale, appelée aussi la contrainte géostatique ou encore poids des terres

Une schématisation représentative des contraintes est représentée dans la (**Figure II.6**) [7].

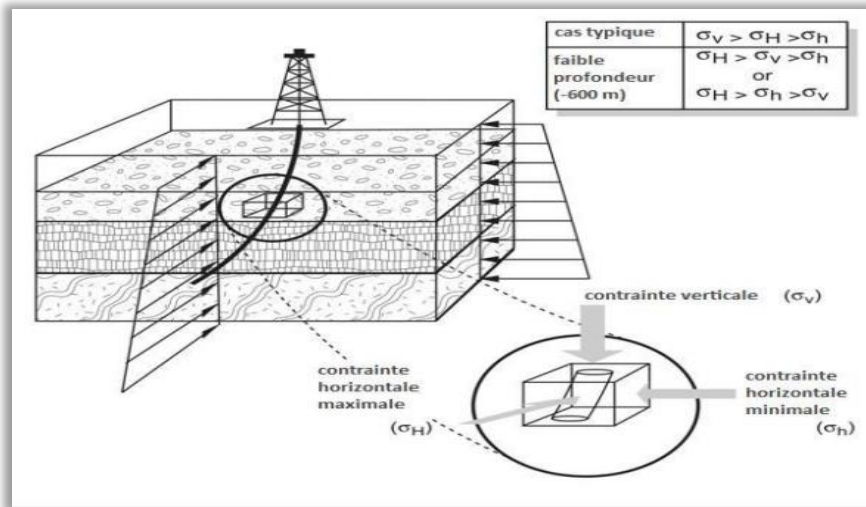


Figure II.6 : Représentation des contraintes principales in-situ (Cas typique).

II.3.1.2. Contraintes principales horizontales (σ_{Hmax}) et (σ_{hmin}) :

Les deux autres contraintes (la contrainte principale horizontale maximale et la principale minimale) sont orientées en angle droit l'une par rapport à l'autre. La contrainte horizontale principale maximale est aussi appelée la contrainte intermédiaire [7].

Dans le plus souvent (σ_{Hmax}) et (σ_{hmin}) sont inférieurs à σ_v ; la pression de la fracturation fournit alors une valeur légèrement par excès de la plus petite contrainte horizontale, mais dans certains cas on peut trouver le contraire c'est-à-dire σ_{Hmax} et σ_{hmin} sont supérieures à σ_v (cas d'un anticlinal très accentué). Si le réservoir est tectoniquement au repos (les contraintes sont isotropes dans le plan horizontale), on aura donc $\sigma_{Hmax} = \sigma_{hmin}$.

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

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

L'évolution des contraintes avec la profondeur est illustrée dans la (Figure II.7) [7].

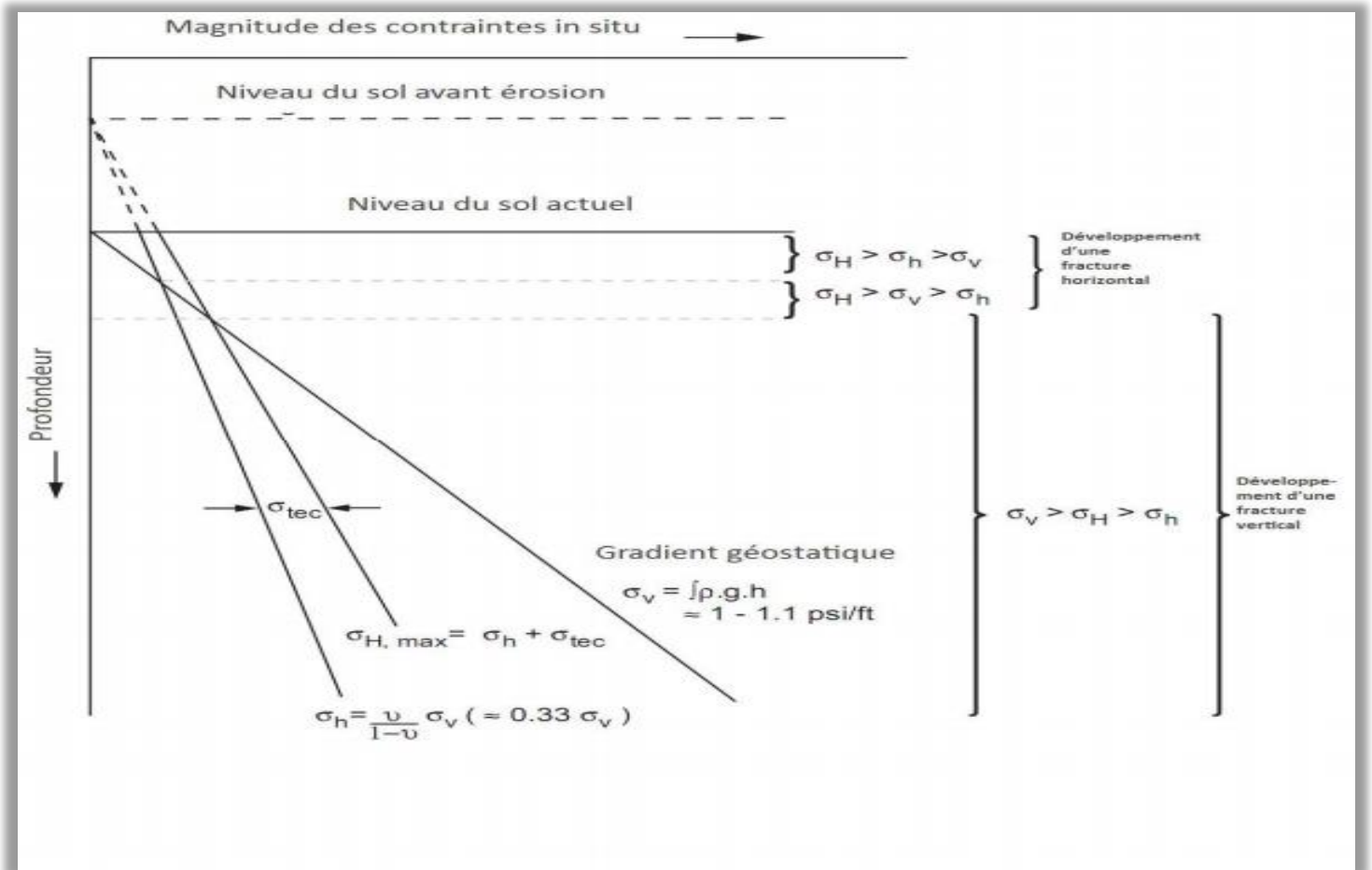


Figure II.7. : Evolution des Contraintes avec la profondeur.

II.3.1.3. La contrainte verticale effective (σ'_V) :

Dans un milieu poreux saturé par un fluide à la pression PP, ce fluide présent dans la matrice de la roche va supporter une proportion de la contrainte totale appliquée. Cela signifie que la contrainte effective supportée par la roche est inférieure à la contrainte totale et elle s'exprime par la relation suivante (Biot 1956) [7].

$$\sigma'_V = \sigma_V - \alpha P_P \dots\dots\dots (II.15)$$

σ'_V : Contrainte effective (psi).

σ_V : Contrainte totale (psi).

α : Constante de Biot ou constante Poro-élastique, qui traduit la réponse de la roche à la pression régnant dans les pores, elle est sans unité, ($0 \leq \alpha \leq 1$), approximativement (0.7).

La figure ci-dessous explique la répartition des contraintes et de pression de pores.

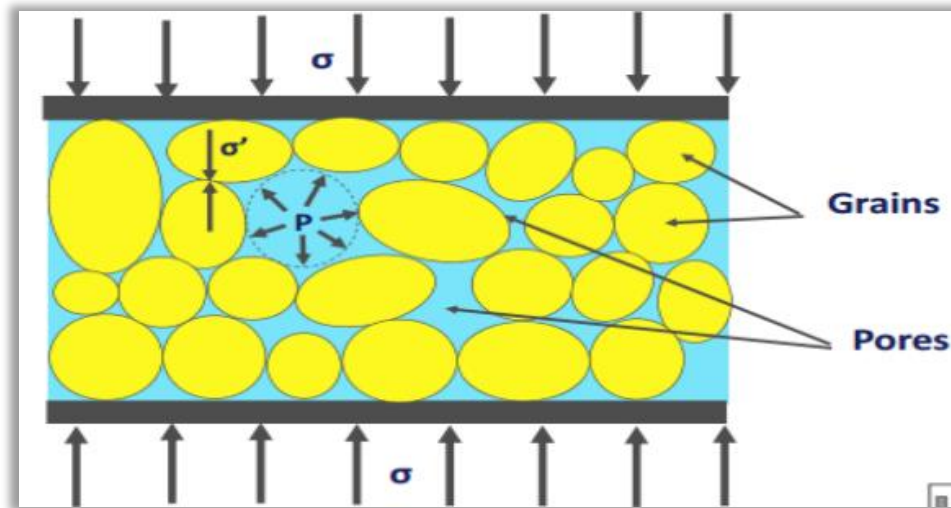


Figure.II.8. L'action des contraintes et la pression des pores sur la formation.

II.3.1.4. Contraintes effectives aux parois du puits :

Le modèle de déformation horizontale poro-élastique (PHS) (Fjaer et al., 1992) prenant en compte les effets tectoniques a été utilisé pour modéliser les magnitudes des contraintes horizontales minimales et maximales.

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E}{1-\nu^2} \epsilon_h + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \epsilon_H \dots \dots \dots (II.16)$$

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \epsilon_h + \frac{E}{1-\nu^2} \epsilon_H \dots \dots \dots (II.17)$$

II.4. Pression des pores (Pore Pressure) :

La pression des pores est la pression à laquelle le fluide contenu dans l'espace poreux d'une roche est maintenu en profondeur. En l'absence de tout autre processus, la pression des pores est simplement égale au poids du fluide sus-jacent, de la même manière que la contrainte verticale totale est égale au poids du fluide superposé et de la roche. Cette pression est souvent appelée "pression hydrostatique".[8]

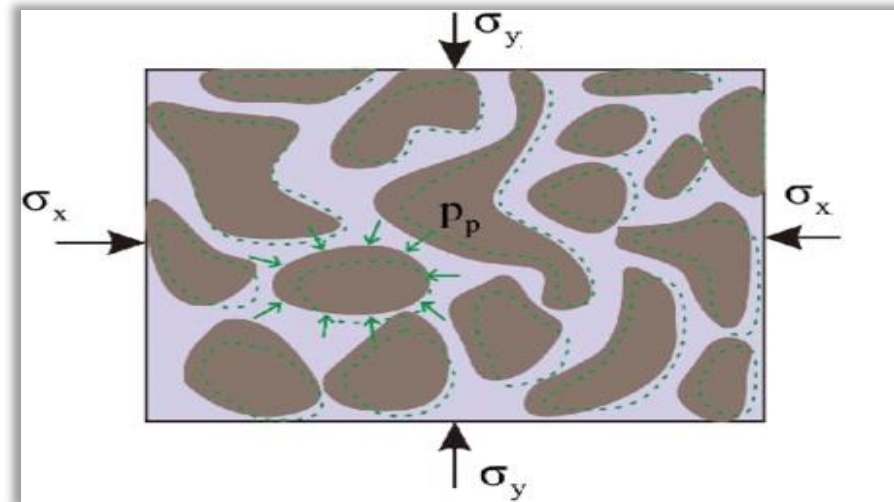


Figure II.9 : Répartition de la Pression des pores.

Un certain nombre de processus peuvent faire en sorte que la pression de pore soit différente de la pression hydrostatique.

Les processus qui augmentent la pression de pore englobent :

- Sous la compaction causée par l'enfouissement rapide de sédiments peu perméables,
- Compression latérale
- Libération de l'eau des minéraux argileux causée par le chauffage et la compression,
- L'expansion des fluides due au chauffage,
- Des contrastes de densité des fluides (effets de Centroïde et de flottabilité),
- L'injection de fluides (par exemple, Water Flooding).

Les processus qui diminuent la pression des pores incluent :

- Rétrécissement du fluide.
- Dégorgement du puits.
- Dilatation de la roche.
- Déplétion du réservoir.

Conclusion :

L'étude géomécanique joue un rôle très important dans la fracturation hydraulique car c'est à travers le profil de stress établi que les zones intéressantes (Minimum stress) à fracturer seront déterminées. Ce dernier va nous permettre de mieux ajuster le design de la fracturation.

Chapitre III

Généralités sur la Fracturation Hydraulique

III. Généralités sur la Fracturation Hydraulique

Introduction :

Au fil des années, les propriétés pétro physiques de la roche s'altèrent à cause de l'endommagement de la formation. Le maintien, voire l'amélioration de la productivité représentent un défi pour l'industrie pétrolière. La technique de fracturation hydraulique vient comme solution pour remédier à ces problèmes. Elle est utilisée pour créer une forte perméabilité artificielle en engendrant de nouveaux drains ou canaux qui permettent à l'effluent de parvenir plus facilement au puits. Les statistiques indiquent qu'environ 50 % des puits de gaz naturel et 30 % des puits de pétrole subissent des traitements par fracturation pour améliorer leur productivité ou injectivité [18].

III.1. Concept et domaines d'application de la fracturation hydraulique :

La fracturation consiste à injecter un fluide de traitement dans le puits. Lors du pompage de ce fluide, la pression augmente tant que le débit de pompage est supérieur à celui qui peut filtrer dans la formation. Cette augmentation de pression génère des contraintes de traction qui vont initier la fracture de la roche perpendiculairement à la contrainte de compression minimale en place avant le pompage. La fracturation de la roche intervient à une pression appelée « pression d'initiation de la fracture » ou « **FIP** ». En continuant à pomper, la fracture se développe de plus en plus tant que le débit de pompage est supérieur au débit de filtration. L'extension de la fracture s'effectue à une pression appelée « pression de propagation de la fracture » ou « **FPP** » [9].

A la fin de l'injection, lorsqu'on relâche la pression, la fracture ouverte par le fluide tend à se refermer. Afin d'empêcher cette fermeture, un matériau granulaire d'origine naturel ou synthétique, appelé « Proppant » est ajouté au fluide durant le pompage. Dans les formations carbonatées, on utilise un fluide de fracturation contenant de l'acide chlorhydrique assez concentré pour ronger les parois de la formation, ce qui laisse des canaux résiduels de très haute perméabilité lorsque la fracture se referme suite à l'arrêt de pompage (**Figure III.1**) [15].

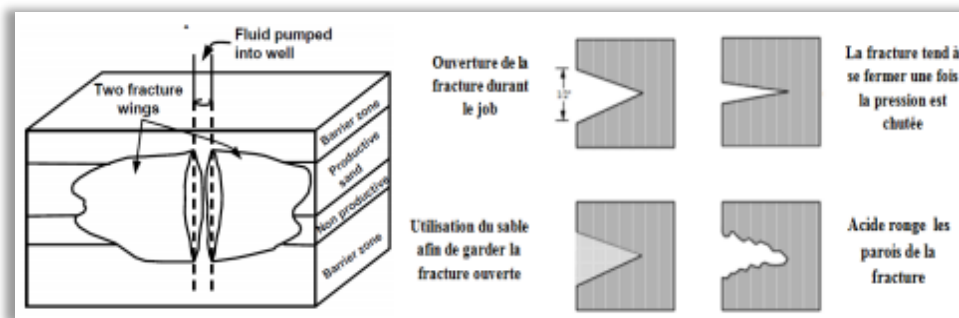


Figure III.1 : Principe de la Fracturation Hydraulique.

Le but essentiel de la fracturation hydraulique est d'améliorer la productivité ou l'injectivité des puits en ouvrant de nouveaux canaux sous forme d'une fracture à très haute perméabilité (**Figure III.2**) [15]. L'équation de Darcy en écoulement radial montre que la fracturation hydraulique peut augmenter l'indice de productivité IP du puits par : [10]

- Augmentation de la capacité d'écoulement (K_h).
- By-pass des abords endommagés qui font augmenter le skin (si l'endommagement se trouve en profondeur dans le réservoir).
- Augmentation du rayon du puits (r_w) au rayon effectif (r_w') :

$$Q = \frac{Kh(P_r - P_{wf})}{141.2\beta_0\mu(\ln\frac{r_e}{r_w} + S)} \dots\dots\dots (III.1)$$

$$IP = \frac{2\pi Kh}{\mu(\ln\frac{r_e}{r_w} + S)} = \frac{Q}{(P_r - P_{wf})} \dots\dots\dots (III.2)$$

Q : Débit d'huile conditions de fond (bbl/j).

K : Perméabilité (MD-).

P_r : Pression de gisement (psi).

h : Hauteur du réservoir (ft).

P_{wf} : Pression de fond dynamique (psi).

S : Le skin total

r_e : Rayon de drainage,

r_w : rayon du puits (ft).

μ : Viscosité d'huile (cp).

IP: indice de productivité

En complément de ce qui précède, les raisons pour lesquelles on opte pour la fracturation hydraulique sont (**Figure III.3**) [15] :

- Faire produire les réservoirs tight et les réservoirs complexe (*Sand bars*).
- Connecter les systèmes naturellement fissurés.
- Modifier l'écoulement du fluide dans la formation (*d'un écoulement radial à un écoulement linéaire*) et distribuer la perte de charge le long de la fracture.
- Diminuer la différence de pression aux abords du puits (*Draw-down*) afin de renforcer la stabilité du puits,
- Contrôler la production de sable et minimiser le problème des dépôts organiques et minéraux.
- Améliorer la récupération secondaire (*Augmentation de l'injectivité des puits*).

La figure suivante montre l'évolution de l'indice de productivité pour différents états du puits, sachant que :

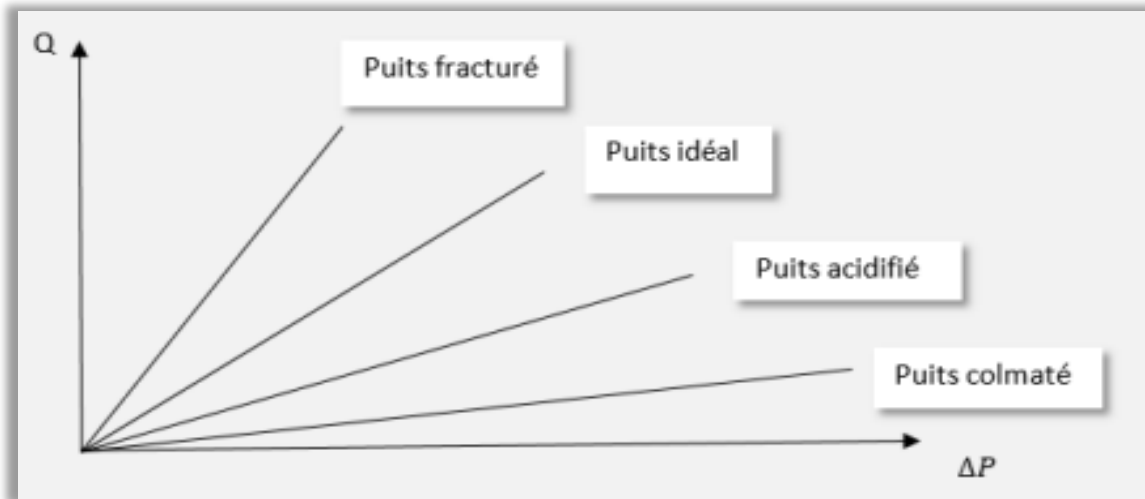


Figure III.2 : Schéma de différents états du puits.

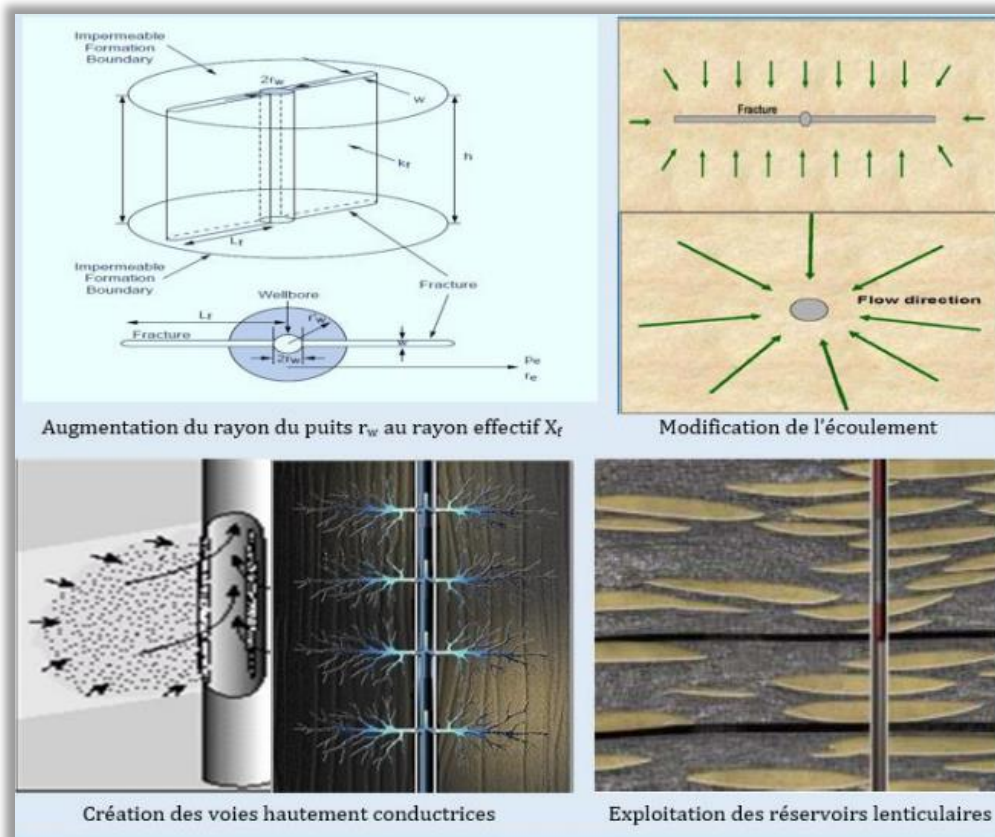


Figure III.3 : Objectifs de la fracturation hydraulique.

III.2. Description du processus de la fracturation hydraulique :

L'opération d'une fracturation Hydraulique se déroule selon les cinq étapes suivantes [11] :

III.2.1. Initiation de la fracture :

En pompant dans le puits un fluide à un débit supérieur à ce qui peut être filtré dans la formation, on monte en pression dans le puits en générant des contraintes de traction qui vont initier une fracture de la roche perpendiculairement à la contrainte horizontale minimale en place.

III.2.2. Extension de la fracture :

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

A faible profondeur, au moins de 600 m, la fracture se développe généralement dans un plan horizontal selon une géométrie plus ou moins radiale circulaire. Le gradient de fracturation est alors généralement de l'ordre de **0.23 bar/m (1 psi/ft)**.

Aux profondeurs plus importantes, et en particulier au-delà de 1000 m, la fracture se développe généralement dans un plan vertical. Dans les modèles, elle est supposée soit symétrique par rapport au puits, soit développée d'un côté du puits. Le gradient de fracturation est alors généralement inférieur à **0.23 bar/m**, sa valeur moyenne étant considérée de **0.16 bar/m (0.7 psi/ft)** [12].

III.2.3. Maintien l'ouverture de la fracture :

Il faut distinguer deux cas :

- Dans les formations carbonatées : on utilise un fluide de fracturation contenant de l'acide chlorhydrique assez concentré ; cet acide ronge irrégulièrement les parois de la fracture en éliminant ainsi un certain volume de la roche ce qui laisse des canaux résiduels de très haute perméabilité lorsque la fracture se ferme suite à l'arrêt du pompage.
- Dans les formations gréseuses : des agents de soutènement présentant une très bonne perméabilité (sable, bille de verre ...) sont mélangés au fluide de fracturation et sont entraînés dans la fracture par ce fluide ; ils empêchent la fracture de se refermer quand on arrête le pompage en fin de traitement. [12]

III.2.4. Fermeture du puits :

Cela permet à l'excédent de pression de résorber par filtration de fluide de fracturation à travers les parois de la fracture. Elle est nécessaire pour les traitements avec les agents de soutènement, de manière à permettre à ces derniers d'être bloqué en place avant le dégorgeement du puits.

III.2.5. Dégorgeement du puits :

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

III.3. Etapes de réalisation d'une opération de fracturation hydraulique :

Le traitement de fracturation proprement dit se subdivise en plusieurs étapes [9] :

III.3.1. Tests des équipements :

Il est nécessaire de s'assurer de l'absence de toute fuite en procédant aux essais de pression des équipements de surface et de fond. Les équipements et les installations doivent résister aux pressions atteintes lors de l'opération de fracturation. Ces essais auront lieu immédiatement avant le début de traitement.

III.3.2. Le Pré-pad stage :

Un gel linéaire est généralement employé, ce tampon de fluide a pour but d'amorcer les pompes, refroidir la formation et remplir le puits dans le cas où le niveau statique de celui-ci est bas [9].

III.3.3. Le Pad stage :

Cette étape consiste à pomper le fluide de fracturation qui est le même que celui du Calibration test (généralement, du gel réticulé très visqueux, non chargé en agent de soutènement). Durant cette étape, la fracture déjà créée à la fin du Calibration test, va se ré-ouvrir afin de permettre aux fluides contenant l'agent de soutènement, pendant la phase suivante, de rentrer et de se déposer à l'intérieur de la fracture d'une façon à la maintenir béante (**Figure III.4**). La pression nécessaire à rouvrir la fracture est appelée pression de réouverture de la fracture (RFP), elle est généralement inférieure à la pression de fracturation établie pendant les tests de calibration test [9].

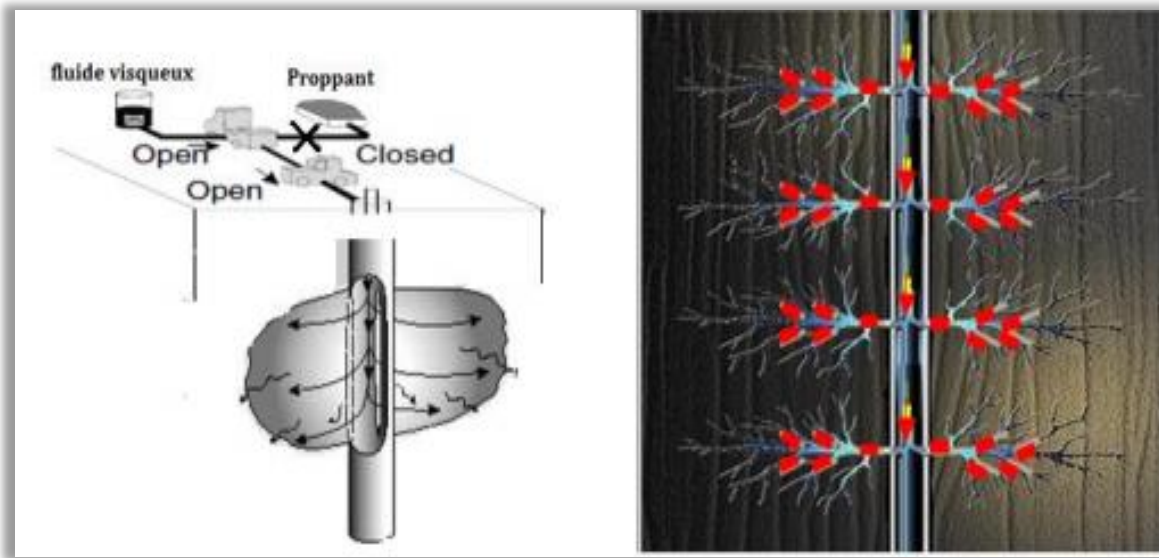


Figure III.4 : Schématisation de la 3eme phase (PAD volume)[9].

III.3.4.L'injection du Slurry :

Cette phase consiste à véhiculer l'agent de soutènement de la surface vers la fracture, en utilisant un gel transporteur réticulé (Cross-linked gel), avec des concentrations de Proppant progressives (rampes ou stages). Il a pour rôle de remplir et de maintenir la fracture ouverte une fois la pression de fracturation relâchée (**Figure III.5**).

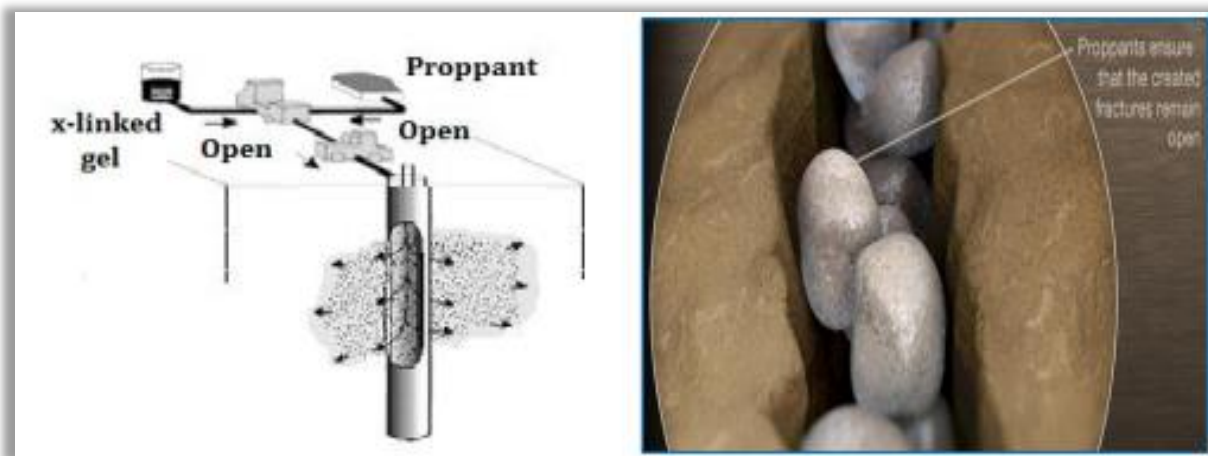


Figure III.5 : Schématisation de la 4eme phase (l'injection du Slurry) [9]

Généralement le Proppant n'est injecté qu'une fois sûre que largeur de la fracture est suffisamment béante pour accepter l'intrusion des agents de soutènement, et la longueur obtenue s'approche de la longueur prévue. La concentration du Proppant est augmentée au fur et à mesure qu'on s'approche de la fin de l'étape.

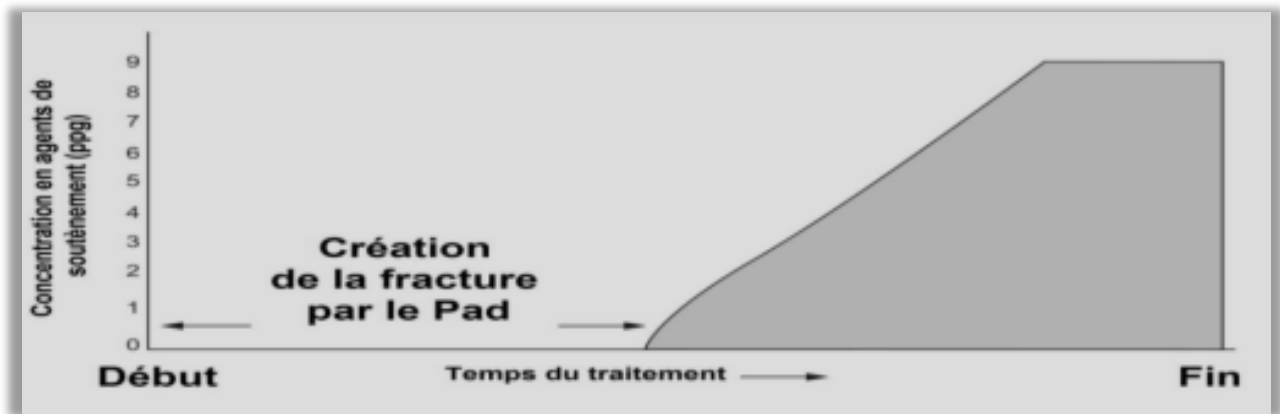


Figure III.6 : Evolution de la concentration du Proppant [20]

On utilise souvent dans cette phase deux à trois calibres d'agents de soutènement, successivement et séparément. Du plus fin au plus gros. Généralement 40% des agents de soutènement prévus, sont injectés avec une concentration constante (plateau) à la fin de l'étape (**Figure III.6**). Cela garantit une concentration maximale aux abords du puits et une conductivité maximale au niveau de cette aire. La chute soudaine de la concentration de proppant en surface annonce la fin de l'étape actuelle et le commencement de la chasse.

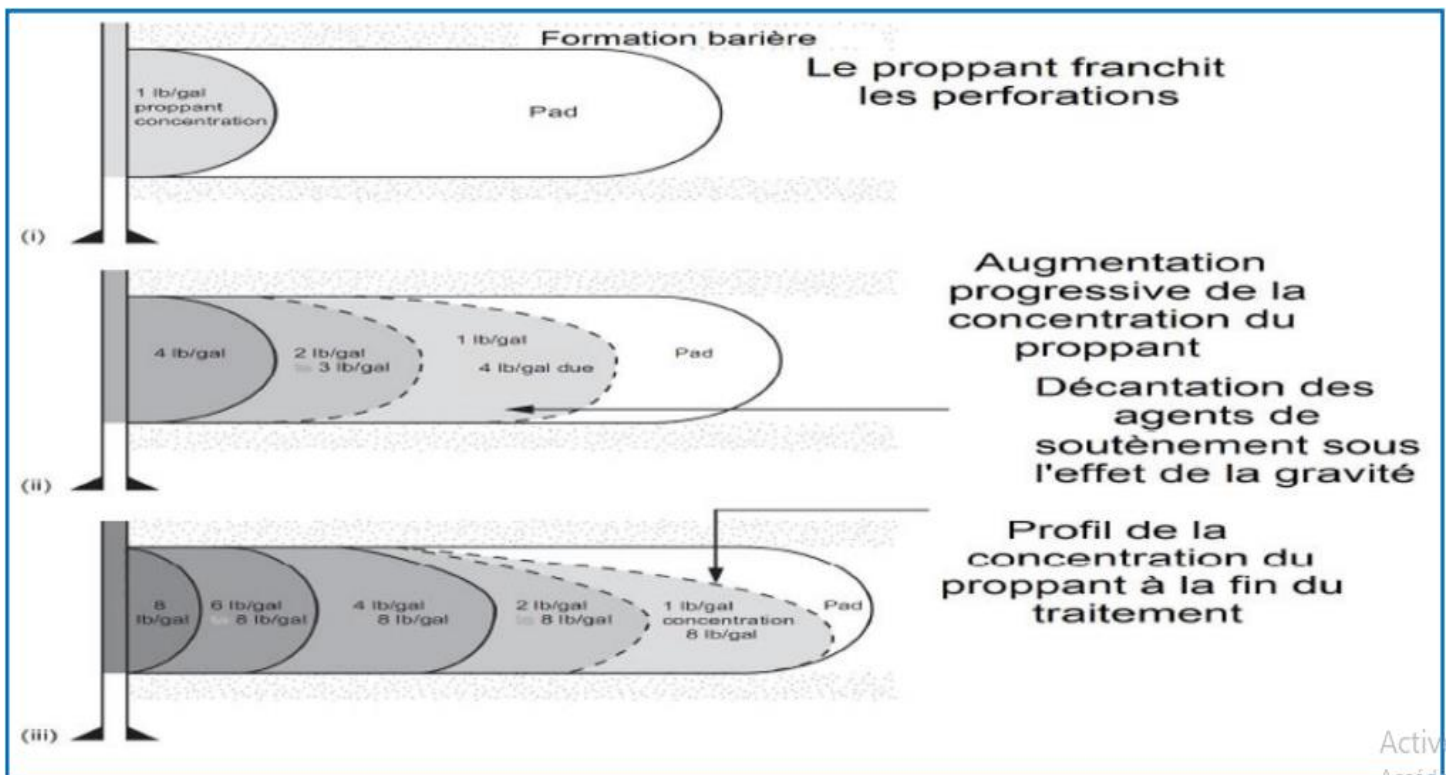


Figure III.7 : Profils des concentrations du Proppant pendant l'injection [15].

III.3.5. La chasse du Slurry (Displacement ou Flushing stage) :

Cette étape consiste à pomper un gel linéaire sans Proppant qui va chasser l'excès du mélange précédent (Slurry) restant dans le tubing ou dans les perforations. On utilise un gel linéaire car il est facile à dégorgé. Le volume de chasse varie en fonction de la size de la complétion. Lors de la chasse, il faut faire attention à ne pas sur-déplacer le fluide chargé en Proppant, le volume de chasse doit toujours être sous-estimé sinon la zone voisine du puits, n'est plus soutenue [9].

III.3.6. Arrêt de pompage et fermeture du puits :

A la fin de la chasse, on arrête les pompes. L'ouverture du puits se fait en observant la pression en tête (En attendant sa stabilisation, approximativement 3000 psi pour des raisons de sécurité). La fermeture du puits permet à l'excédent de pression de se rejeter par filtration. Elle est essentielle pour bloquer les Proppant en place avant que le puits ne soit dégorgé. Certains préconisent de dégorgé le puits après 24h de fermeture, d'autres limitent cette attente à 8h. En effet, la durée de fermeture varie d'un puits à un autre suivant la perméabilité du réservoir et la nature du fluide injecté. L'emploi d'un colmatant temporaire retarde parfois considérablement l'abaissement de la pression en tête [9].

III.3.7. Dégorgement de puits et mise en production :

Dans cette phase, il faut tenter d'évacuer non seulement le fluide de traitement contenu dans le puits et dans la fracture, mais encore le fluide qui a filtré dans la formation. Il est recommandé de dégorgé le puits en augmentant progressivement le débit dans le but d'éviter les variations brutales des contraintes effectives dans la formation et de maintenir le proppant dans la fracture. Les mesures de BSW permettent de préciser la durée du dégorgement (*on s'arrêtera par exemple lorsque BSW \leq 5%*) [9].

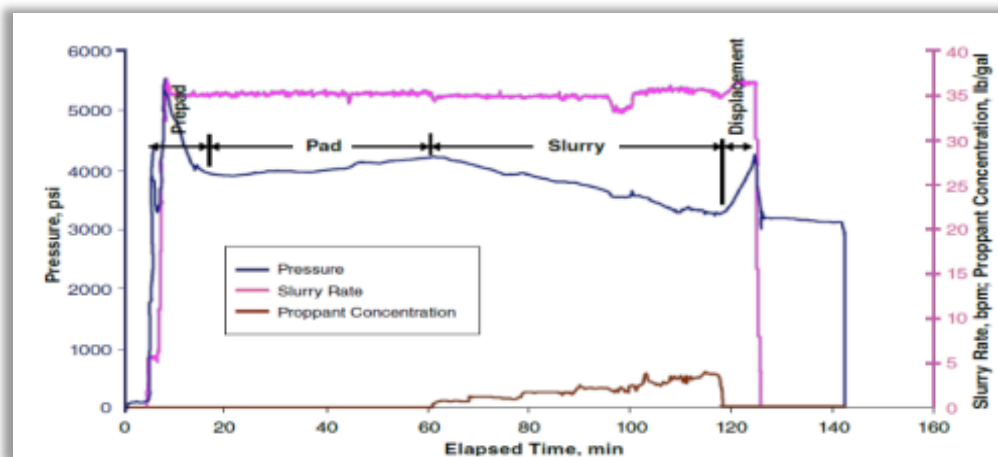


Figure III.8 : Schématisation des phases d'un traitement principal (Main frac)

III.4. Conductivité adimensionnelle de la fracture « FCD » :

La conductivité de la fracture « C_f » est sa capacité de transmettre les fluides à travers la fracture jusqu'au fond du puits, elle dépend principalement de la perméabilité de la fracture [10] :

$$C_f = K_f W_f \quad \dots\dots\dots (III.4)$$

La conductivité adimensionnelle de la fracture « FCD » (*Appelé aussi contraste de conductivité*) est un paramètre utilisé pour comparer l'aptitude de la formation à acheminer les fluides aux abords de la fracture et celle de la fracture à transporter ces fluides jusqu'au fond du puits. Mathématiquement elle est exprimée par la relation suivante :

$$F_{CD} = \frac{K_f W_f}{K X_f} \quad \dots\dots\dots (III.5)$$

F_{CD} : Fracture (Conductivity Adimensionnels).

W_f : Epaisseur de la fracture (ft)

K : La perméabilité de la formation (MD-)
(MD-)

K_f : La perméabilité de la fracture

La conductivité adimensionnelle et les dimensions de la fracture sont deux paramètres fondamentaux qui conditionnent le résultat et le rendement de l'opération de fracturation hydraulique.

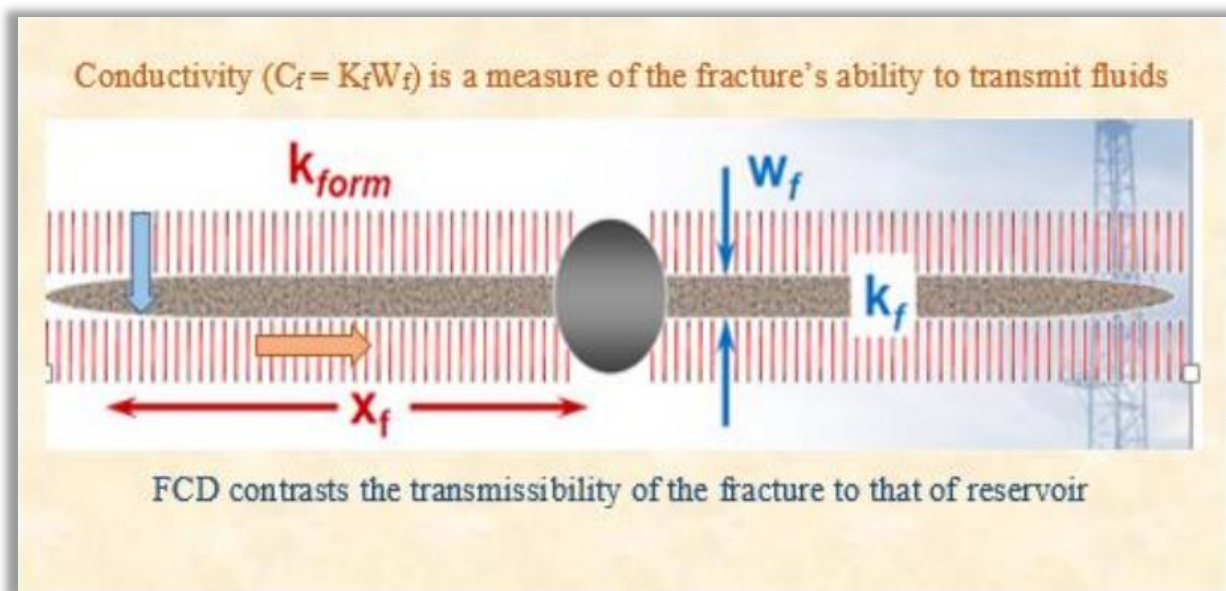


Figure III.9 : Conductivité adimensionnelle de la fracture [17]

Les paramètres les plus importants affectants la conductivité de la fracture (**Figure III.10**) sont :

- La concentration du Proppant et ses propriétés physiques (*granulométrie, résistance, etc.*)
- Le fluide de traitement (formation d'émulsion avec le fluide de formation, haute viscosité qui cause un mauvais dégorçement, Les résidus insolubles contenus à l'origine dans le fluide ou laissés sur place après sa dégradation)
- Les contraintes in situ [9].

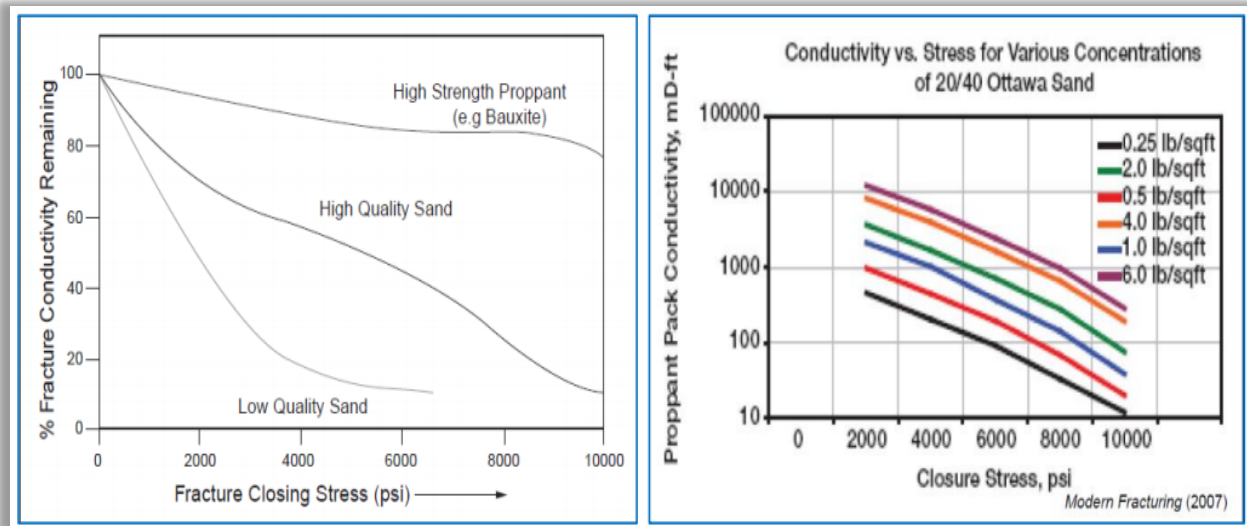


Figure III.10 : Paramètres influençant la conductivité (type, concentration de Proppant et FCP)

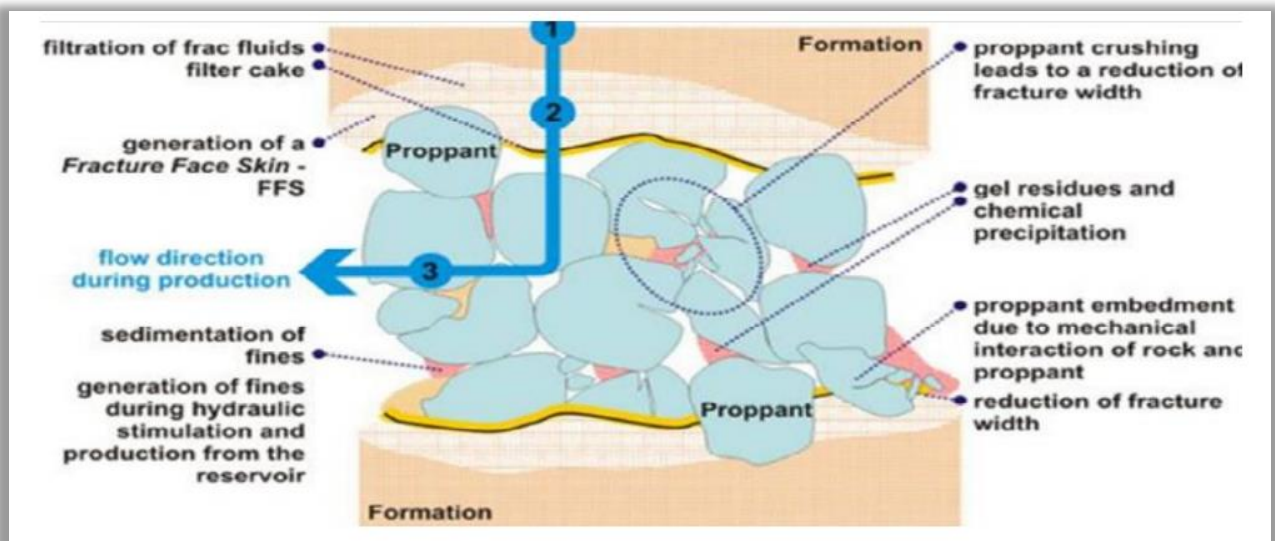


Figure III.11 : Mécanismes altérant la conductivité de la fracture [17]

III.5. Modèles de propagation de la fracture :

Il existe plusieurs méthodes de calcul des dimensions des fractures. Elles simplifient le phénomène réel en imposant de nombreuses hypothèses pour le rendre abordable par le calcul. En effet, un modèle de propagation est indispensable pour relier le débit d'injection, le temps de traitement et la filtration du fluide avec les dimensions de la fracture. Ces modèles utilisent deux équations analytiques (*deux dimensions*) où la hauteur de la fracture doit être saisie. On distingue trois modèles principaux dans cette catégorie [9] :

III.5.1. Modèle de Perkins, Kern et Nordegren (PKN) :

Quand la fracture est confinée entre deux couches barrières et la pression présente un accroissement pendant le pompage, le modèle PKN prévoit une fracture qui se développe en forme elliptique aux abords du puits suivant un plan plus ou moins vertical. Pour ce modèle la méthode de calcul est basée sur les hypothèses suivantes [9]. :

- La hauteur de la fracture est constante sur toute sa longueur.
- La longueur X_f est nettement supérieure à la hauteur H_f .
- L'épaisseur de la fracture varie selon le plan vertical (*Proportionnelle à la hauteur H_f*).
- L'écoulement dans la fracture est monodimensionnel et dirigé suivant X_f .
- La section verticale est supposée être elliptique donc on peut représenter cette fracture schématiquement, comme une série de cylindres horizontaux à base elliptique s'emboitant les uns dans les autres.

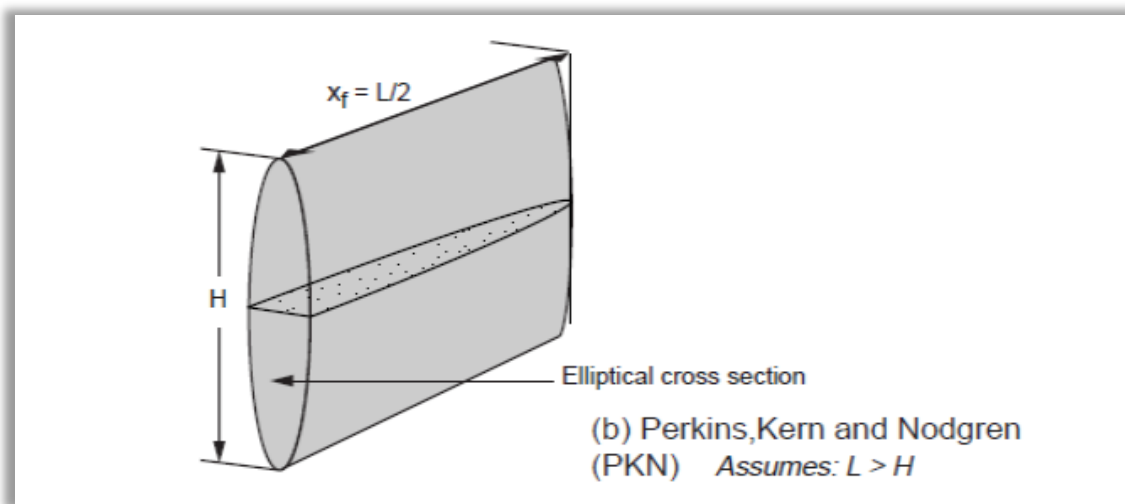


Figure III.12 : Configuration du modèle PKN

III.5.2. Modèle de Kristianovic, Geertsma et De Klerk (KGD) :

Ce modèle est développé à la base par Kristianovitch et Zeltov (1955) pour un fluide newtonien, amélioré plus tard par Geerstma et De Klerk (1969). Ce modèle admet que [9]:

- L'écoulement est mono dimensionnel.
- La hauteur de la fracture est constante.
- La fracture a une section rectangulaire dans le plan vertical.
- La fracture a une section elliptique dans le plan Horizontale.
- L'épaisseur de la fracture varie selon le plan horizontal (*Proportionnelle à la longueur X_f*)
- Contrairement au model PKN, La hauteur H_f est supérieure à la longueur X_f .

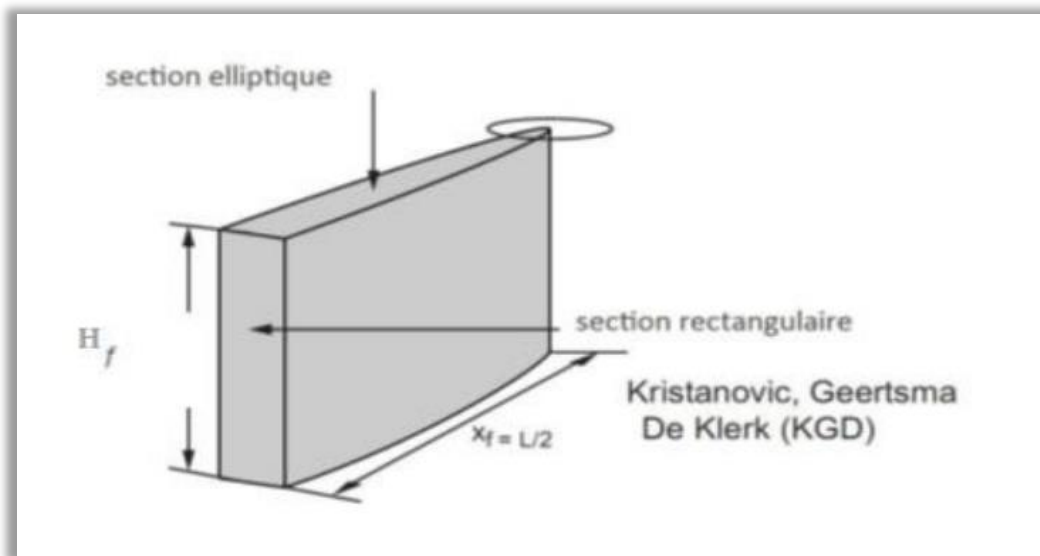


Figure III.13 : Configuration du model KGD

III.5.3. Modèle radial :

Le modèle radial est caractérisé par un profil circulaire dans le plan vertical avec une section elliptique. Ce modèle est applicable quand il n'y a pas d'obstacles qui freinent la croissance en hauteur ou dans le cas d'une fracture horizontale [9].

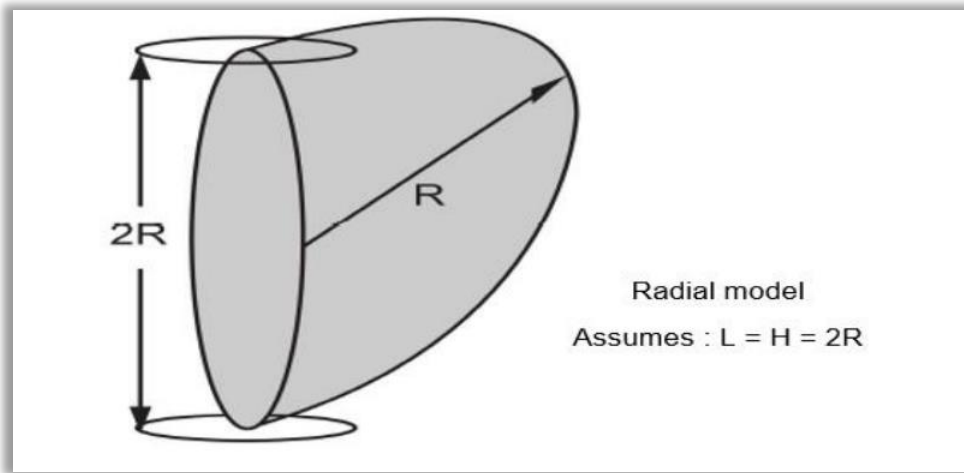


Figure III.14 : Configuration du modèle radial

Le modèle radial est basé sur les hypothèses suivantes :

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

III.6. Diagnostique de calibration test (Calibration test):

Calibration test est un ensemble des tests consécutifs, effectués sur la formation permettant d'amorcer et créer une fracture non soutenue, pendant une durée de temps suffisante, de telle façon à nous fournir par leur analyse, les informations exactes ou du moins réalistes des mesures in situ nécessaires pour l'élaboration du design de l'opération avec les meilleures chances de succès. Les paramètres qui sont obtenus à partir de l'analyse de ce test sont [9]:

- Le gradient de fracturation.
- La pression instantanée de fermeture, la pression de fermeture et la pression nette.
- Les pertes de charges.
- Le coefficient de filtration et l'efficacité du fluide.
- La géométrie de la fracture et le modèle de propagation.

Calibration test include trois tests:

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

III.7. Analyse de la pression de fracturation (La Méthode de Nolté) :

Nolté a développé une méthode d'analyse du déclin de pression de Calibration test qui a une application directe sur les trois modèles 2D (*KGD*, *PKN* et *radial*). Cette analyse est basée sur l'utilisation de la G-fonction pour aider à identifier la pression de fermeture de la fracture, le Leak-off du fluide et la géométrie de fracture. Les hypothèses liées à G-fonction sont les suivantes [9] :

- Hauteur constante de la fracture, donc elle s'applique pour les modèles 2D.
- Débit de pompage constant.
- Fonction du temps et non du volume.
- L'extension de la fracture s'estompe lorsque le pompage s'arrête.
- La chute de pression s'explique par les pertes de fluide. [9]:

G-Function est un modèle mathématique sans dimension qui traduit une relation de combinaison du temps d'arrêt et le temps de pompage. Les équations suivantes éclaircissent analytiquement la G-fonction:

$$G(\Delta t_D) = \frac{4}{\pi} (g(\Delta t_D) - g_0) \dots\dots\dots (III.6)$$

$$g(\Delta t_D) = \frac{4}{3} ((1 + \Delta t_D)^{1,5} - (\Delta t_D)^{1,5}) \dots\dots\dots (III.7)$$

$$g(\Delta t_D) = ((1 + \Delta t_D) \sin^{-1}(\Delta t_D)^{-0,5}) + \Delta t_D^{1,5} \dots\dots\dots (III.8)$$

Avec :

$$\Delta t_D \text{ (différence de temps adimensionnel)} = \frac{\Delta t}{t_p} = \frac{t - t_p}{t_p}$$

$(\Delta t_D = 0) = (3/4)$ pour le UB

et $g_0 = (\pi/2)$ pour le LB.

On distingue deux cas limites :

- La limite supérieure ou UB (**pour $\alpha = 1$**) : c'est à dire pour de faibles pertes de fluide.
- La limite inférieure LB (**$\alpha = 0,5$**) : traduit des pertes de fluides élevées.

La figure suivante montre la méthode de détermination de la FCP à partir du tracé de « G-fonction » [15] :

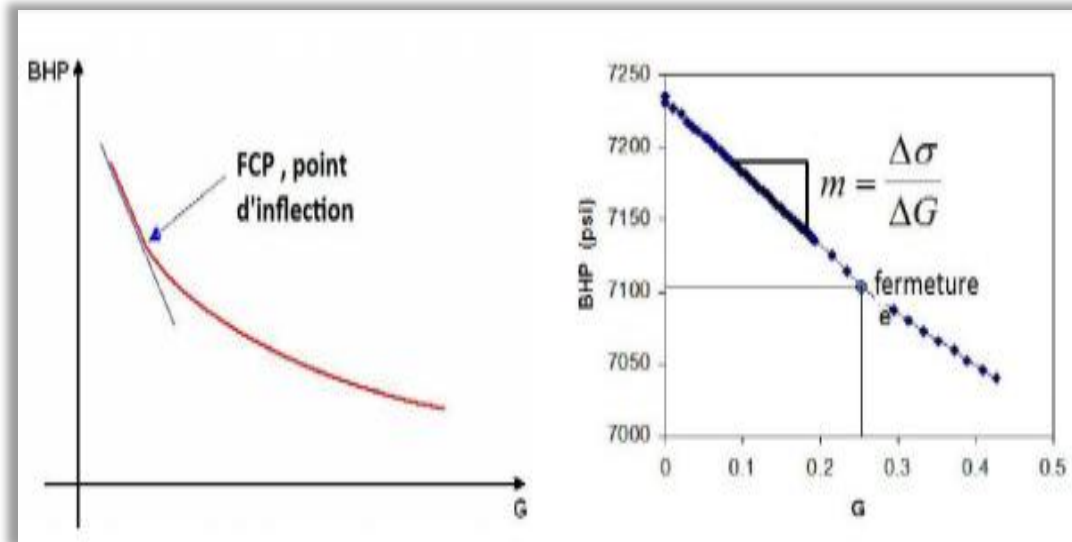


Figure III.15 : Détermination de la FCP par la méthode de G-fonction.

G-fonction permet de calculer les paramètres suivants :

- Efficacité du fluide
- Coefficient de filtration
- Caractéristiques géométriques de la fracture

III.8. Fluides de fracturation :

Les fluides de fracturation sont des fluides visqueux et élastiques, pompés à une très grande pression dans le puits. Leurs principaux rôles au cours de l'opération de fracturation sont [9] :

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

Pour créer et étendre une fracture, les fluides de fracturation transmettent l'énergie hydraulique de la surface à partir du matériel de pompage vers le réservoir cible. L'augmentation de la viscosité augmente l'efficacité du fluide dans la transmission de l'énergie à la fracture.

- **Le transport des agents de soutènement :**

Une fonction tout aussi importante du fluide de fracturation est le transport et la suspension du Proppant dans la fracture. Lorsque la vitesse de sédimentation de l'agent de soutènement est négligeable, la suspension se comporte comme une « *Suspension Parfaite* », et les solides se déplacent efficacement avec la même vitesse du liquide de suspension. Lorsque la vitesse de sédimentation de l'agent de soutènement est significative, un banc de Proppant est créé, les solides se déplacent vers la pointe de la fracture avec une vitesse plus lente.

III.8.1. Propriétés des fluides de fracturation :

Pour que les fluides de fracturation parviennent à remplir leurs rôles de base, ils doivent avoir deux principales qualités requises : une forte viscosité et une faible filtration. En complément de ce qui précède, un fluide de fracturation « *Idéale* » devrait avoir les qualités suivantes :

- Faibles frictions pour limiter la puissance de pompage nécessaire lors de l'injection.
- Faible teneur en produits solides insolubles.
- Bonne compatibilité avec les fluides de formation et création d'un minimum de produits de réaction insolubles pour ne pas endommager la formation.
- Après la fermeture de la fracture, il doit se dégrader afin de faciliter le dégorgement.
- Stable aux conditions de réservoir.
- Facile à préparer et économique.

III.8.2. Types des fluides de fracturation :

III.8.2.1. Les fluides à base d'eau :

Les fluides à base d'eau sont les fluides de fracturation les plus utilisés en raison de leur :

- Facilité de manipulation et traitement avec les additifs.
- Disponibilité et facilité de transport.
- Puissance minimum requise pour le pompage.
- Cout réduit et ne posent pas des problèmes de sécurité (*Incendie, Explosion, Pollution*)

Parmi les fluides à base d'eau on distingue :

- **Gels linéaires :**

Les gels linéaires ont une faible viscosité (< **100 cp**). Ils sont constitués de longues chaînes polymériques, les unes à côté des autres avec des liaisons hydrogène entre elles qui sont des liaisons faibles.

- **Gels réticulés :**

Le gel réticulé est également constitué de longues chaînes polymériques, mais cette fois avec de fortes liaisons dues à un agent réticulant (*Cross-linker*) qui permet de bien lier les chaînes polymériques entre elles, créant ainsi une grande viscosité qui dépasse les 400 cp.

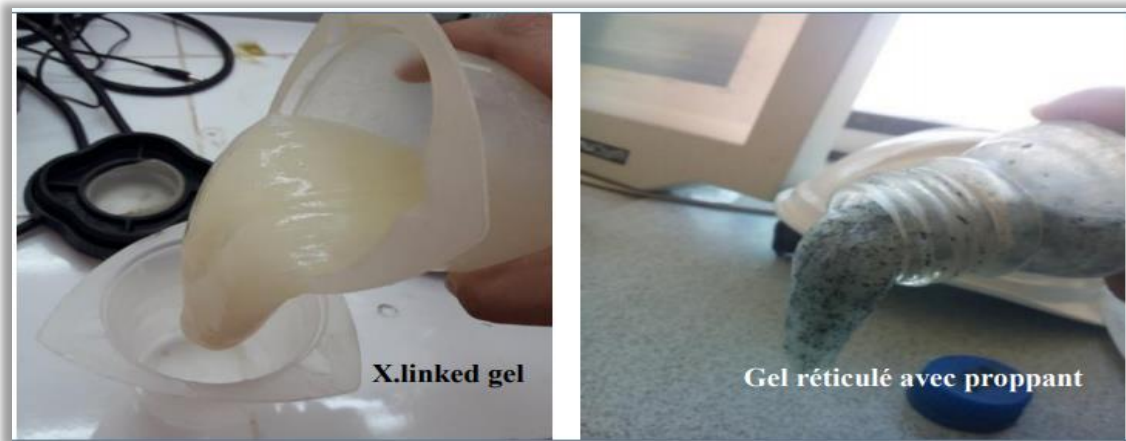


Figure III.16 : *Fluides de fracturation.*

III.8.2.2. Les fluides à base d'huile :

Les fluides de fracturation à base d'huile (huiles gélifiées, huiles réticulées) ont l'avantage d'une meilleure compatibilité avec les fluides de formation, une bonne stabilité, une bonne viscosité, et une densité faible qui favorise le dégorgeement.

III.8.2.3. Les fluides à base d'acide :

Dans le cas d'une fracturation à l'acide pour stimuler une formation de carbonate, on utilise habituellement l'acide chlorhydrique (HCl).

III.8.2.4. Les fluides multiphasiques :

Les fluides multiphasiques sont les mousses et les émulsions. Ce type de fluide est généralement utilisé dans le cas de réservoirs à faible pression et/ou sensible à l'eau.

III.8.3. Les additifs des fluides de fracturation :

De nombreux additifs sont souvent nécessaires, le choix de leur nature et leur concentration doit se faire avec soin en fonction des paramètres de gisement et des conditions opératoires. Parmi les additifs utilisés, nous pouvons citer :

III.8.3.1. Agents gélifiants (Gelling agent) :

Ils servent à accroître la viscosité du fluide de fracturation. Ce sont généralement des polymères solubles dans le fluide de base. Exemple : WG-11, WG-18. on utilise généralement des polymères naturels tels que : La gomme de Guar , Le HPG (Hydroxy-Propyl-Guar) , HEC (Hydroxy-Ethyl-Cellulose)

III.8.3.2. Agents réticulants (Cross-linkers) :

Cet additif a pour but de créer des liaisons entre les différentes chaînes polymériques. L'ajout d'un agent réticulant fait passer du mode linéaire à une structure semi-rigide tridimensionnelle, où les liaisons entre les molécules sont très fortes, augmentant ainsi la viscosité du fluide.

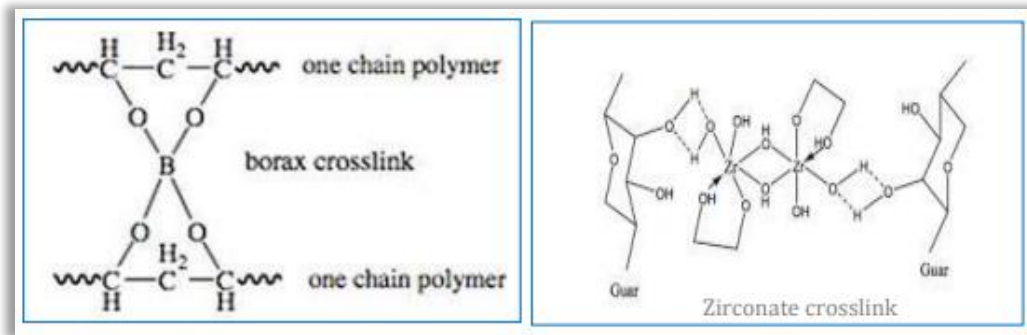


Figure III.17 : Les agents de réticulation.

III.8.3.3. Activateurs (Activator) :

Cet additif est ajouté à la sortie du blinder. Il permet, par modification du pH, d'accélérer le phénomène de réticulation.

III.8.3.4. Les réducteurs de friction (Friction Reducer) :

Ils viennent compléter l'action réductrice de friction des agents gélifiants :

- Ils réduisent les frottements et l'exigence de puissance associée à l'opération de pompage
- Ils protègent l'équipement contre l'usure.

III.8.3.5. Réducteurs de filtrat :

Augmentent l'efficacité du fluide en réduisant le filtrat du fluide (*Notamment dans les formations fissurées*)

III.8.3.6. Stabilisateurs d'argile (Clay Stabiliser) :

Les stabilisateurs d'argiles (*Tels que le chlorure de Potassium*) sont utilisés pour réduire les dommages causés au réservoir en empêchant certains minéraux secs de réagir avec l'eau.

III.8.3.7. Les briseurs de gel (Breakers) :

Pour faciliter le dégorgeement du gel il faut que celui-ci perde sa viscosité après l'injection. On incorpore donc au gel un briseur qui cassera les chaînes polymériques en petits tronçons, faisant perdre au gel sa haute viscosité initiale.

III.8.3.8. Les surfactants :

Ils sont utilisés pour faciliter la récupération du fluide après l'opération de fracturation, en évitant ainsi de laisser une matrice trop fortement saturée à l'eau.

III.8.3.9. Bactéricides :

L'utilisation des bactéricides dont le rôle de détruire tout composant organique qui pourrait modifier les propriétés du gel, ou engendrer un développe bactérien dans la formation.

III.9. Agents de soutènement :

Le succès d'une fracturation hydraulique dépend bien souvent des agents de soutènement. Ils sont utilisés pour maintenir la fracture ouverte après l'arrêt de pompage. Leur comportement dans la fracture dépend des caractéristiques liées [20] :

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

III.9.1. Propriétés du Proppant idéal :

Pour qu'un agent de soutènement soit idéal, il devrait posséder les propriétés suivantes [20] :

- Une bonne granulométrie et une forme susceptible de générer une bonne conductivité.
- Une haute résistance mécanique aux contraintes in-situ.
- Une résistance chimique dans les conditions de fond avec le temps (*Corrosion, érosion*)
- Une densité acceptable (pour éviter la sédimentation).
- Ne détériore pas les installations lors du pompage.
- Cout et disponibilité.

III.9.2. Type des Proppants :

Le compromis nécessaire entre les propriétés idéales et l'aspect pratique, a conduit à retenir essentiellement les deux catégories suivantes : les sables naturels (sans ou avec revêtement) et les Proppants artificiels de céramique ou bauxite [20].

III.9.2.1. Les sables (*Low Strength Proppants, LSP*) :**➤ Les sables naturels :**

L'agent de soutènement le plus utilisé est le sable, car c'est le moins cher et le plus accessible. Sa densité est d'environ 2,6. Généralement, il offre une conductivité de fracture suffisante pour une

contrainte de fermeture faible à moyenne n'excédant pas 6000 psi, survenant le plus souvent à des profondeurs de moins de 8000 ft.

➤ **Sables revêtus de résine (Resin Coated Proppants, RCP) :**

Applicables pour des contraintes de fermeture inférieures à 8000 psi. Les revêtements en résine sont généralement appliqués au sable.

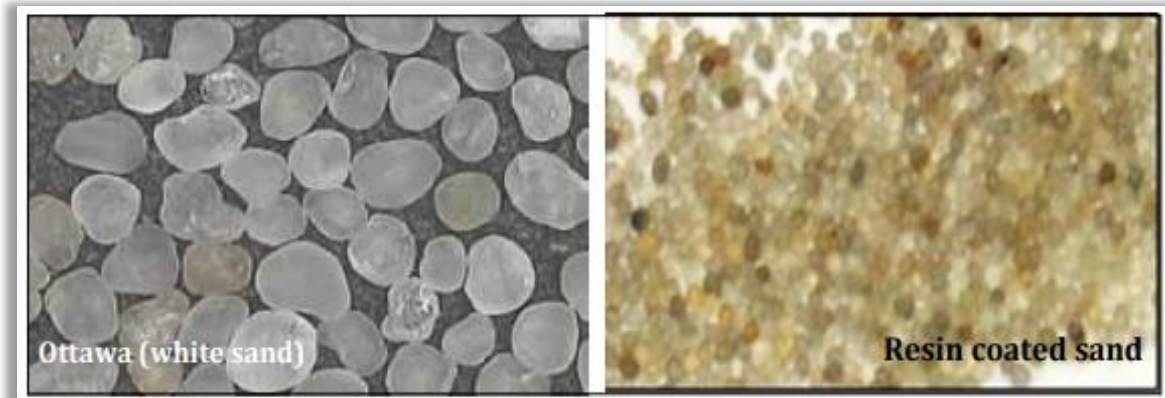


Figure III.18 : *Les sables (Low Strength Proppants)*

III.9.2.2. Les Proppants en céramique :

Les agents de soutènement en céramique sont les plus appropriés pour les applications de fracturation à plus de 10 000 pieds de profondeur. On distingue les types suivants [20] :

- **Intermediate Strength Proppants (ISP) :** Ce sont des Bauxites frittées allégées et certains oxydes de Zirconium. Ils ont une résistance intermédiaire
- **High Strength Proppants Bauxite (HSB ou HSP) :** Ils sont de même type que les bauxites frittées, mais de caractéristique « haute de gamme » avec des contraintes admissibles de 14000 psi.



Figure IV.19 : *Agents de soutènement en céramique (ISP, HSP)*

III.9.3. Propriétés physiques des Proppants :

- La granulométrie
- La forme
- Densité
- Résistance

III.9.4. Mise en place des agents de soutènement :

La mise en place des agents de soutènement dépend de deux paramètres importants [20] :

- La viscosité de fluide de transport, d'où le recours à des gels réticulés.
- La densité des agents de soutènement.

Il existe deux techniques différentes pour la mise en place des agents de soutènement :

- **L'injection par « Staging »** : cette méthode consiste à l'injection des Proppants par palier, chaque palier correspond à une concentration déterminée des agents de soutènement.
- **L'injection par « Ramping »** : cette méthode consiste à l'injection des Proppants par augmentation graduelle de leur concentration.

III.9.5. Sélection des Proppants :

Plusieurs critères de sélection doivent être pris en considération, à savoir, les caractéristiques de la formation (contraintes in situ), la conductivité souhaitée, La disponibilité, ainsi que le coût.

Conclusion

La demande mondiale en hydrocarbures augmente de plus en plus et en parallèle les réserves s'épuisent. L'opération de fracturation hydraulique devient de plus en plus nécessaire pour exploiter au maximum nos champs pétroliers. Nous avons vu dans ce chapitre que son utilisation améliore de façon significative la productivité et l'injectivité des puits. Son succès dépend du choix des puits candidats et l'établissement d'un bon design qui envisage toutes les variantes possibles afin de minimiser le pourcentage d'échec.

Chapitre IV

Etude Pratique du puits (MD-689)

IV. Etude Pratique du puits (MD-689)

Introduction :

La stimulation par fracturation hydraulique est une opération très importante qui consiste à mobiliser des moyens humains et financiers très considérables. Alors, il est primordial d'éviter toute sorte d'erreur ou oubli, la garantie et la fiabilité de ce traitement ne peut que s'assurer par des méthodes de calculs et des formules pratiques exactes. Pour cette raison dans ce chapitre on énumérera toutes les formules et méthodes nécessaires et leur application pour le bon fonctionnement et la réussite du traitement de cette opération.

IV.1. Situation & présentation du puits :

Le puits *MD-689* foré en Avril 2017, complété en 4''1/2 ancrée, le réservoir était en open hole traversant D5, D3 et le D2 sur une épaisseur de 64 m, le *DST* effectuait a donné un débit de **4.77 m³/h**, le puits a été mis en production en Juillet 2017 avec un débit de **1.19 m³/h** qui n'a pas duré longtemps. Une mesure de *PPD* a signalé une chute de 32 bars par rapport à celle du *DST*. Il est a noté aussi que la boue utilisée lors de forage était de **0.88** avec un over balance de 85 kg/cm² qui peut engendrer un endommagement sévère. Malgré ça le puits n'a jamais été objet d'un traitement matriciel.

Le puits n'a pas assuré une production permanente à partir du Septembre 2018 après sa mise en gaz lift mais toujours avec un faible débit malgré les bonnes caractéristiques petro-physiques du réservoir.

Le puits était repris en *WO* en Décembre 2019, le réservoir était couvert avec un *LCP*. Les perforations ont ciblé les meilleurs intervalles de réservoir dans le D2. La mise en production de puits a été échouée, l'endommagement est devenue plus en plus sérieux, (l'over balance lors de *WO* était supérieurs à **85 kg/cm²**). [13]

Le puits est fermé à l'attente des interventions qui permettre de le remettre en production.

IV.1.1. Objectif :

L'objectif de ce traitement est de restaurer la productivité de *MD-689* par la réalisation d'une fracturation hydraulique étagée qui ciblera le D2 dans le 1^{er} stage par une fracturation hydraulique de petite taille et le Bas de D5+ le D3 dans le 2^{ème} stage par une fracturation de taille moyenne.

IV.1.2. Renseignements géologiques :

L'épaisseur de réservoir au niveau de ce puits est important, se compose de 27m du RI et de 45m de RA (**Figure IV.1**).

9-TABLEAU RECAPITULATIF DES CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DES DIFFERENTS NIVEAUX RESERVOIR

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR														
DECOUPAGE			RESULTATS - CAROTTE						INTERPRETATION - ELAN					
DRAIN	TOIT (metres)	MUR	EPAIS. (m)	EPAIS.EFF (m)	PERMEA. (md)	PHIE. (%)	So (%)	Sw (%)	SILT. (m)	INTER.INTER	EPAI.EF (m)	PHIE (%)	Sw (%)	VCL (%)
D5	3403	--- 3430	27							3403 - 3430	13.066	5.0	22.2	9.3
D3	3430	--- 3449	19							3430 - 3449	13.590	6.0	20.3	22.8
D2	3449	--- 3474	25							3449 - 3474	18.912	8.5	6.6	16.2
ID	3474	--- 3475	01											

Figure IV.1 : Les caractéristiques pétrophysique du réservoir.

D'après l'interprétation de l'Elan (**Figure IV.5**), les meilleures qualités du réservoir sont portées par le D2 avec de porosités moyennes, des saturations en eau faible et de bonne perméabilité.

Le plan d'eau théorique est estimé à la cote **3527m (-3379 m abs)** faisant référence au puits voisin.

IV.1.3. Test de pression :

Tableau IV.1 : Test de Pression du puits MD- 689.

Test	Date	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	Débit (m/h)	IP	HKL (Hw*Kyz)	Skin	Remarque	
DST	14/04/2017	214.79	205	52.7	Huile	4.77	0.62	546	- 4.24	PFD@-3172.47 m abs.
PFD	05/09/2017	null	172.21	23.65	Huile	1.42	--	-	-	PFD @ -3216.8 m
PFD	24/08/2019	null	--	29.83	--	--	--	-	-	Mesure inexploitable
PFS	09/05/2020	153.15	--	10.5	--	--	--	--	--	Colonne contient de l'eau de l'huile et du l'air, l'interface W/O à 2680m, le niveau statique à 1849m.

Le graphe de l'évolution de pression des puits voisins (**Figure IV.2**) montre que MD-689 est en communication avec son voisinage et que la pression de gisement de voisinage diminue lentement surtout dans la période de **1980-2015** suite au maintien de pression par injection de gaz. La chute était

un peu plus argessive par la suite, a cause de l'arrêt de quelques puits injecteurs (MD-74) et au diminution de debit d'injection d'autre puits (MD-419).

La pression de gisement actuelle peut etre estimée a **180 kg/cm2**

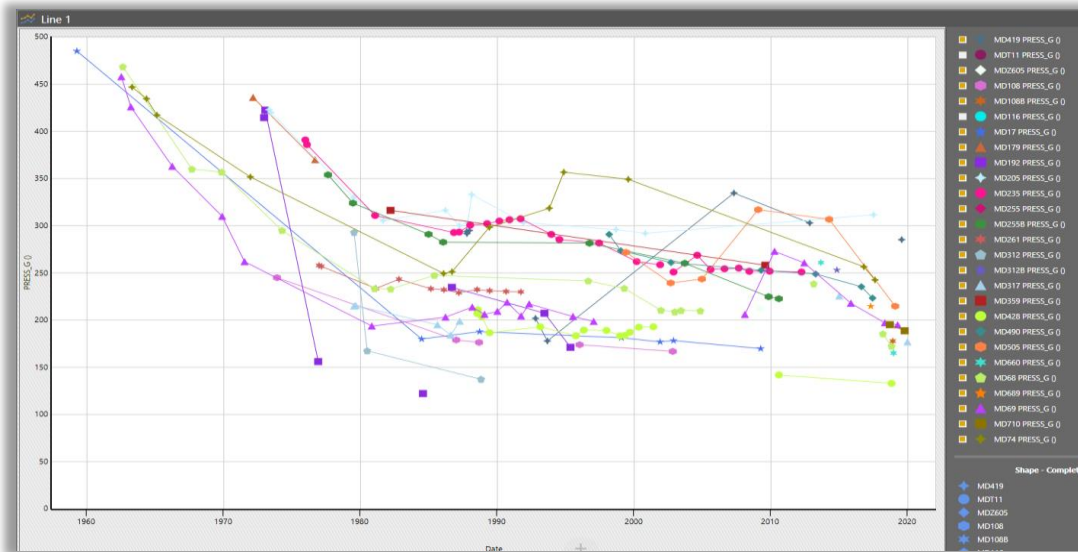


Figure IV.2 : Plot d'évolution de Pression des Puits voisins.

IV.1.4. Test de production :

Le diagramme suivant (Figure IV.3) résume la production de puits depuis sa mise en production et signale les arrêts qui ont entrecoupées cette production. Il montre que le puits n'arrive pas à produire avant la mise en gaz lift en Septembre 2019, même après ça, sa production était toujours faible à l'exception des premiers piques lors de démarrage du gaz l

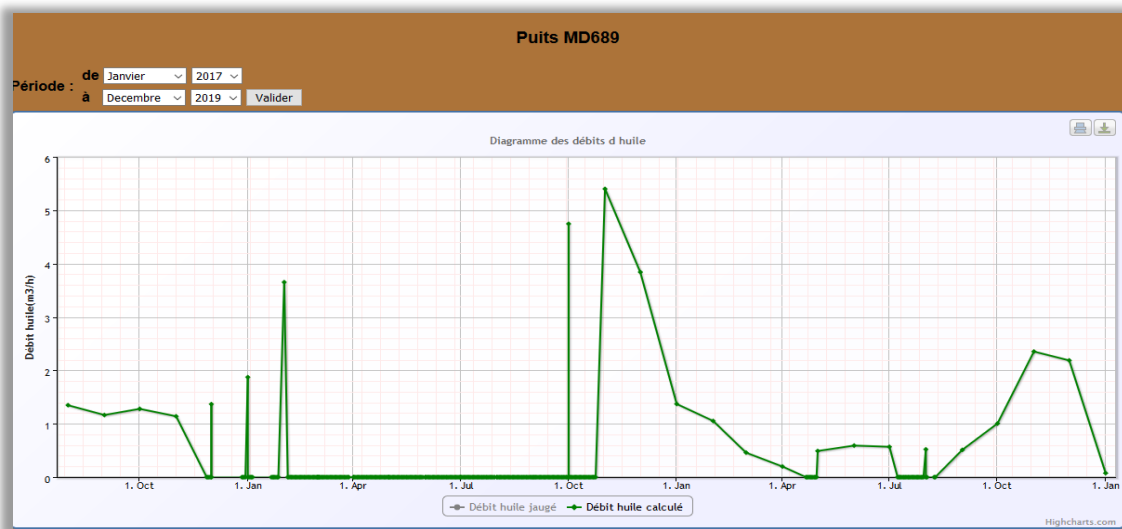


Figure IV.3 : Diagramme de Production de puits MD- 689.

IV.1.5. Puits voisins :

En analysant le tableau (**Tableau 7**) (**annexe**) qui représente les puits voisins de MD-689 sur un rayon de 1500m on constate que :

Tous les 11 puits qui entourent MD-689 sont en production avec des débits moyennement bonne.

La majorité des puits voisins sont en gaz lift, 01 puits entre Short Radius et 01 horizontal dont le drain principal ciblé est le D2.

On a 5 puits fracturés et 3 puits injecteurs gaz se situent à une distance supérieure à 2000m par rapport aux puits dans le Nord du puits, la percé de gaz n'est pas sentie dans le voisinage a l'exception de le MD-505.

La majorité des puits ne produisent pas de l'eau à l'exception de faible quantité enregistrés lors des derniers jaugeages dans le MD-17 et le MD-179.

❖ Puits fracturé :

Le tableau suivant (**Tableau IV.2**) résume les fracturations hydrauliques réalisées sur les puits voisins, il est a noté que la majorité des puits qui ont enregistrés un gain positif après l'opération de fracturation hydraulique. La majorité des opérations ont ciblées le bas de D5 et le D3. Il est a noté aussi que 1/3 des opérations ont finis par un screenout.

Tableau IV.2 : Les Fracturations Hydrauliques Réalisées sur les Puits Voisins.

Puits	Status	Zone	HF	Rayon	Direction	Propp (livres)	Q _o (Av) m ³ /h	Q _o (Ap) m ³ /h	Obs
MD-255B	GL	14	19/4/09 30/04/02	625	E	35K 125K	0 5.45	0 8.5	D5 D5
MD-17	GL	16	10/4/08 18/03/16	776	SO	48.3K 63.3K	4.77 0	8.67 0.86	D2&ID D2
MD-505	PPH	14	23/11/15 9/3/05	859	NE	79.1K 80.1K	0.55 4.86	2.01 11.66	D5-D3 D5-D3
MD-179	GL	14	25/8/97 30/01/93	1242	S	14K 8.9K	3.47 1.2	1.3 7.89	Screen Out dans le D5-D3
MD-490	GL	14	5/10/04	1270	E	56.5K	5.35	17.78	Screen out dans le bas du D5

IV.1.6. État actuel

Production cumulée : 19k m³

P_g = 214.79 KG/cm², (DST 14/04/2017).

État : Puits Fermé.

IV.2. Etude Géomécanique :

IV.2.1. Détermination de Profil des contraintes (Mecanical Earth Model–MEM 1D) :

Le profil de contrainte est réalisé selon la corrélation de calcule des contraintes du champ de Hassi Messaoud selon l'enregistrement de MEC. Et par les datas soniques (**Figure IV.4**).

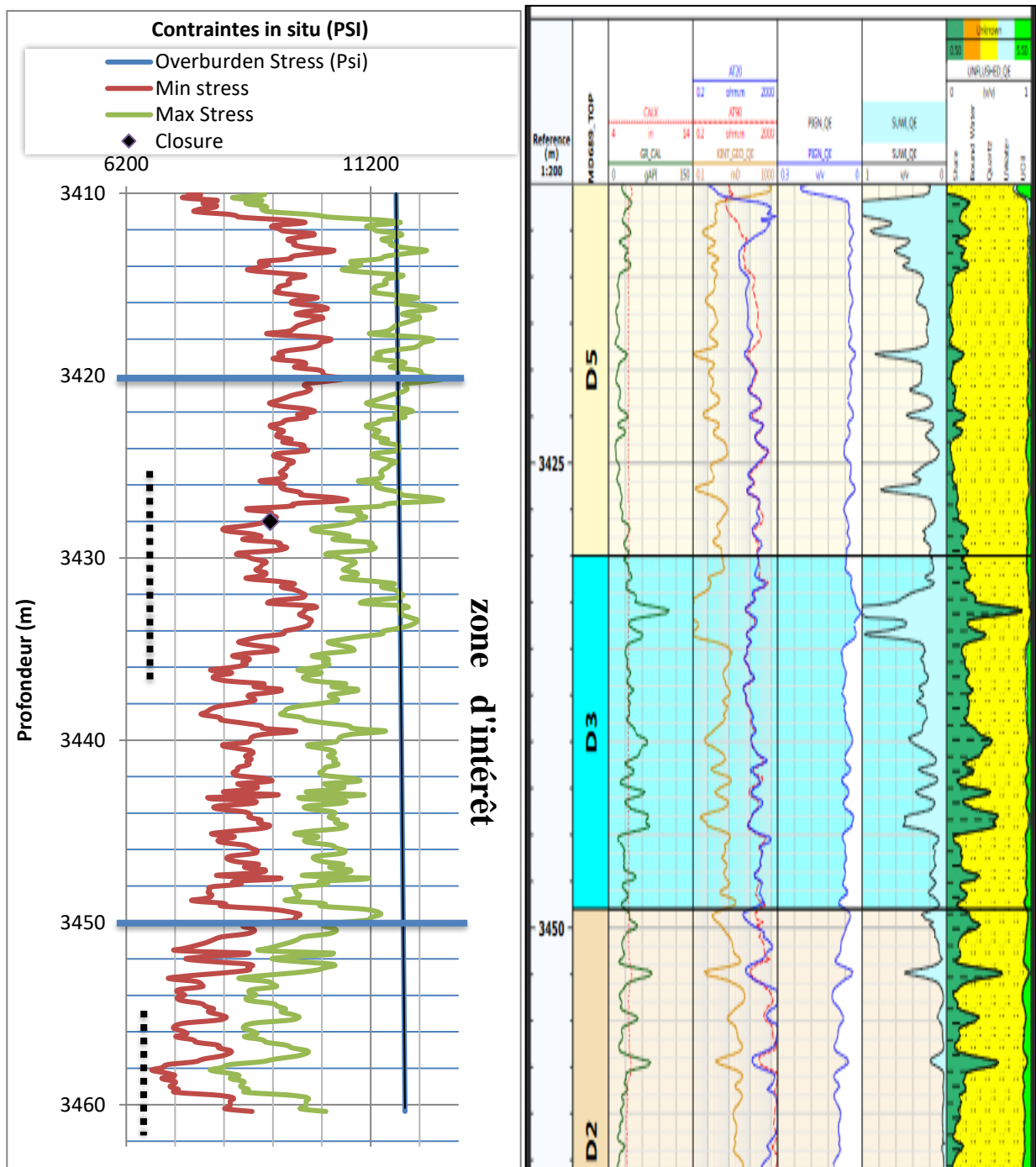


Figure IV.4 : Thermolog et Log des caractéristique pétrophysique du puits MD- 689.

IV.2.2. Interprétation du modèle Géomécanique :

Selon le profil réalisé avec la corrélation de HMD, le faible stress se trouve face au D2, le D3 représente une barrière par rapport au D2 et le D5 une barrière par-rapport au D3.

IV.3. Critère de sélection d'un puits candidat à la fracturation hydraulique :

IV.3.1. De point de vue complétion :

Les caractéristiques mécaniques et l'état de cimentation sont favorables pour la réalisation de l'opération de fracturation.

IV.3.2. De point de vue réservoir :

Le réservoir est d'une épaisseur importante de l'ordre de 70m avec des porosités et de saturation en eau moyenne. Le D2 présente les meilleures caractéristiques pétro-physique.

Le plan d'eau théorique est à 3527m (puits voisin), avec une garde de 63m par rapport aux basses perforations.

IV.3.3. De point de vue test de pression :

Le *DST* en Open Hole a donné un bon débit avec un skin négatif de l'ordre de **-4** et une perméabilité moyenne de l'ordre de 8MD-. Le modèle de réservoir choisi pour matcher les résultats de test est rectangle à double porosités.

Juste après la mise en production de puits une mesure de *PF*D a montré que la *PF*D a chuté avec 32bars et le débit est réduis vers le **1/3** de débit de *DST*, peut-être c'est un indice d'endommagement survenue après complétion.

L'évolution de pression des puits voisin montre une chute de pression de gisement un peu agressive à partir de l'année 2017 suite à l'arrêt de puits injecteur *MD-74* et la réduction de l'injection sur le *MD-419*. Le dernier *PFS* a mesuré une pression de gisement de 153kg/cm² sur le *MD-689*.

IV.3.4. De point de vue voisinage :

Un *PLT* en 2007 réalisé sur le *MD-505* a signalé que 60% d'huile viens de D2 et 40% de D5, le D3 ne contribue pas à la production.

La majorité des fracturations réalisées ont ciblées le bas de D5 et le D3, ils ont enregistré un gain en production. Que le *MD-17* qui a ciblé le D2 est a donné un gain positif aussi.

La percé de gaz n'est pas sentit dans la majorité des puits sauf au *MD-505*.

Le MD-689 occupe une position structurale intermédiaire par rapport au puits voisins.

IV.3.5. De point de vue historique des opérations :

Malgré l'over balance important (85kg/cm^2) qui a été exercé sur le réservoir lors de forage et bien que le puits ne soit pas arrivé à produire, aucun traitement matriciel n'a été réalisé sur le puits.

La mise en gaz lift en Septembre 2018 n'a pas permis d'atteindre la production attendue de ce puits vue les bonnes caractéristiques du réservoir.

IV.3.6. De point de vue profil de contrainte :

Selon le profil réalisé avec la corrélation de HMD, le faible stress se trouve face au D2, le D3 représente une barrière par rapport au D2 et le D5 une barrière par rapport au D3.

IV.3.7. Analyse Nodale :

Les résultats de DST ont été matchés avec un modèle transitoire, la simulation montre que la production naturelle de puits ne dure pas longtemps.

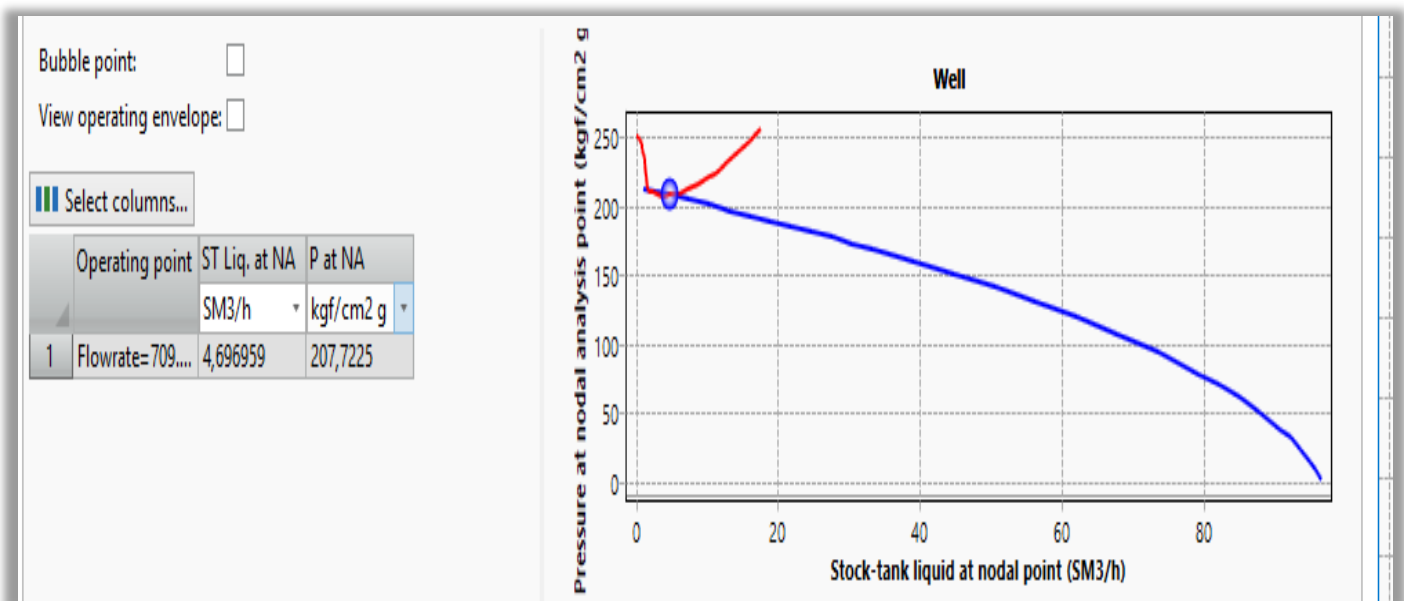


Figure IV.5 : Matching du Model de puits par rapport aux résultats DST – MD-689.

- **Matching de dernier PFD :**

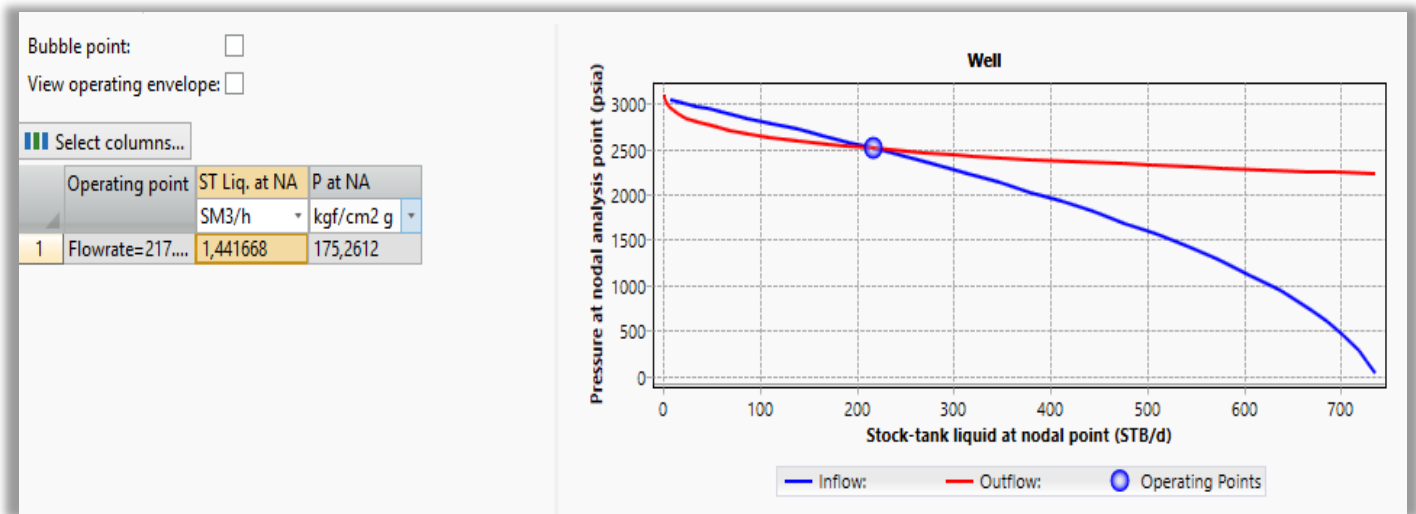


Figure IV.6 : Matching du Model de puits par rapport aux dernier PFD – MD-689.

- **Matching de dernier jaugeage :**

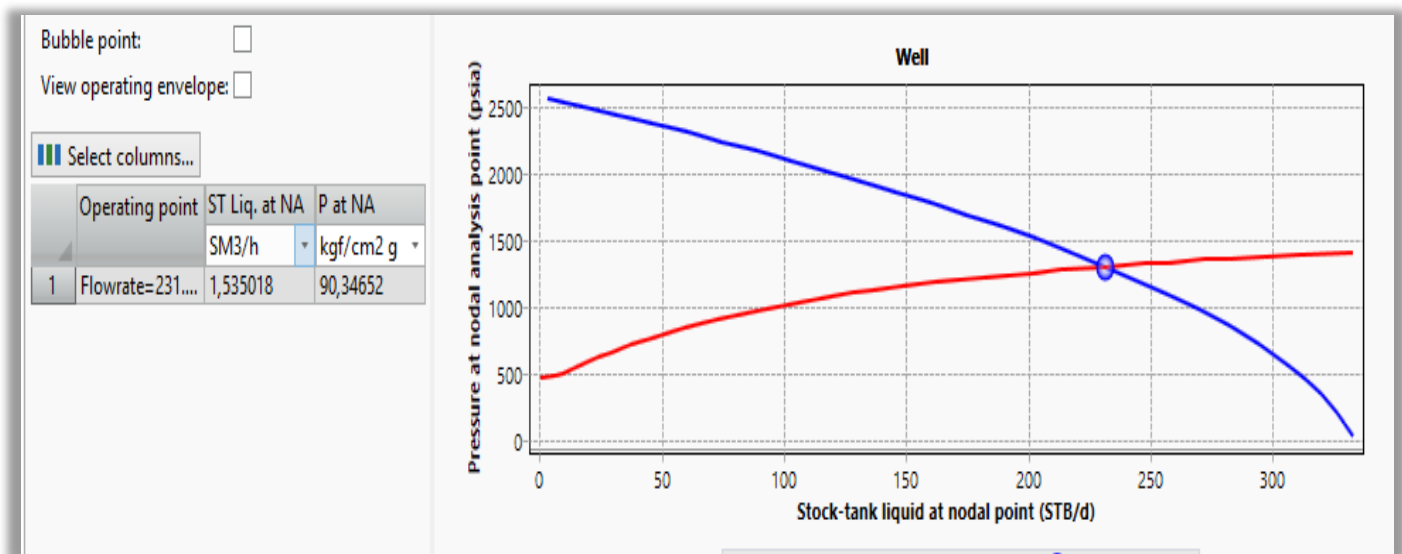


Figure IV.7 : Matching du Model de puits par rapport aux dernier Jaugeage – MD-689.

Une sensibilité sur plusieurs longueurs de frac et plusieurs **FCD** a permet de déduire les paramètres optimaux : un X_f de **75m** et une **FCD > 1.3**.

La simulation est faite avec un **GL** dont le débit du gaz injecté est de **24000m³/j**

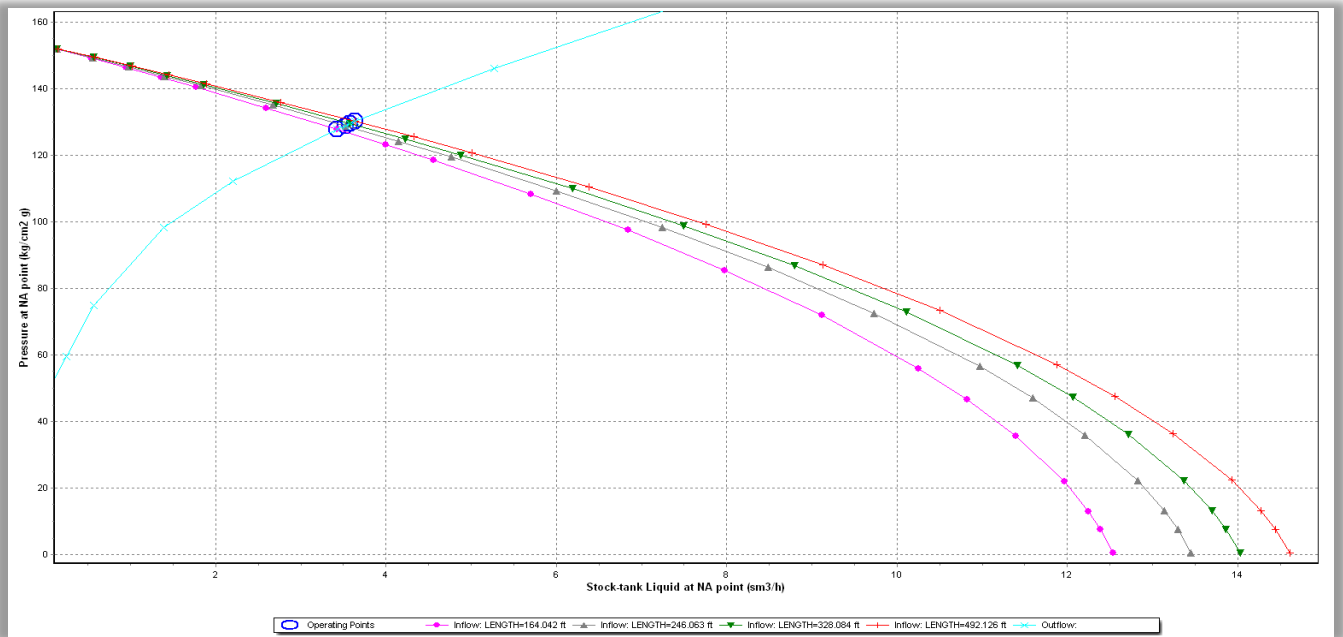


Figure IV.8 : Etude de Sensibilité par rapport aux la largeur de la Fracture (X_f).

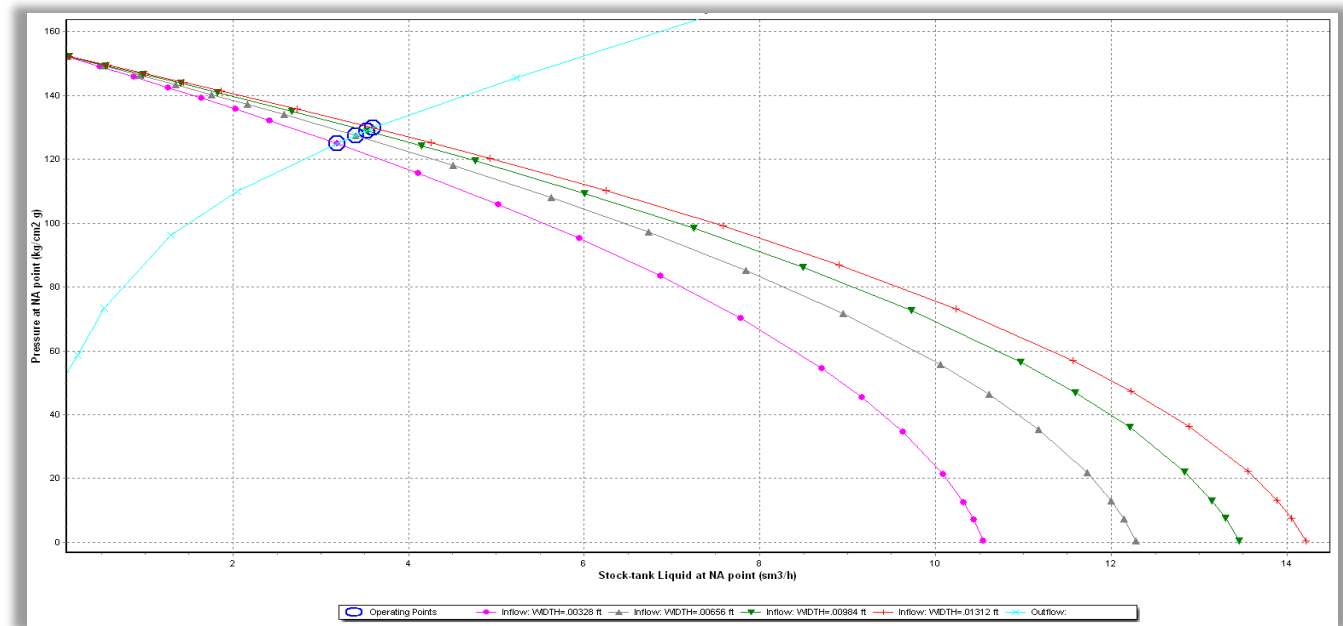


Figure IV.9 : Etude de Sensibilité par rapport aux l'épaisseur de la Fracture (W_f)

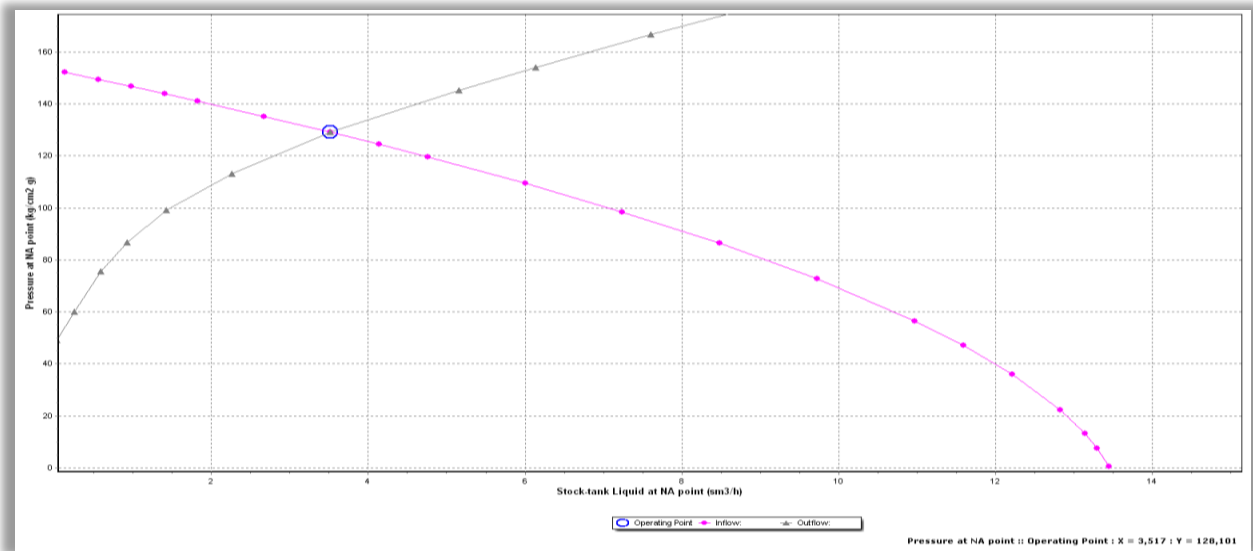


Figure IV.10 : Le point de Fonctionnement selon les paramètres optimums du puits MD- 689.

IV.4. Réalisation de la fracturation hydraulique :

IV.4.1. La Pré-Fracturation :

IV.4.2. Calibration test (Mini-Frac) :

Le 21 novembre 2020, un test d'injection, un acide et un Calibration test ont été réalisés dans les formations du Cambrien D5/D3 & D2 sur le puits MD-689 du champ Hassi Messaoud. La calibration a été réalisée pour recueillir des informations pour aider à la conception et à l'exécution du traitement de fracturation principal.

Avant l'injection et l'acide et l'essai de Calibration test toutes les lignes de surface ont été testées à **12200 psi**. Les lignes de surface de l'espace annulaire A et B sont également testées à **5000-3000 psi** respectivement et la vanne de décharge de l'espace annulaire A tarée à **2800 psi**. et la vanne de décharge de l'espace annulaire B tarée à **1200 psi**.

L'injection a commencé par le chargement du puits avec un Blender au début, puis dès que nous avons atteint le niveau du puits, nous sommes passés aux pompes à haute pression avec un taux minimum de **8 bpm**. Dans le puits, nous sommes passés à des pompes à haute pression avec un taux minimum de **8,384psi** comme pression de traitement a été atteinte. L'étape d'acide 15% HCl a été suivie, **3 868 gals** ont été pompés en conséquence et déplacé avec **8 980 gals** d'eau traitée.

Le Calibration test a été démarré avec des pompes à haute pression, le taux a été augmenté progressivement pour atteindre le taux prévu. **30 bpm**, le Cross-linker a été démarrés en conséquence

à partir de **15 bpm** pour confirmer un bon signe avant staging. Un volume total de **4 904 gals** de gel linéaire 35# a été pompé. **15 028 gals** de gel réticulé (Cross-linked gel) HYBOR 35# (pound per 1000 gals) ont été pompés. Le gel a été suivi et déplacé également avec **7 738 gallons** de gel linéaire 35#. A la fin du déplacement, les pompes ont été arrêtées et la baisse de pression a été surveillée afin d'obtenir l'indice ISIP de Calibration test (**voir l'annexe**).

La chute de pression de fermeture du Calibration test a été analysée à l'aide de G-fonction et la méthode de racine carrée (**Figure 15 et 16**) ont montré un point de fermeture de **8519 psi** avec une efficacité du fluide et une pression nette correspondante de **43,71 %** et **1 330 psi** respectivement.

Une friction totale du fond du trou de 295 psi a été observée.

Le Log de températures a confirmé un refroidissement principal jusqu'à la couche D-2 et un léger refroidissement dans la couche D-5/D-3. Ce site a strictement confirmé une zone de contrainte élevée pour D-5/D-3 et une zone de contrainte faible pour D-2.

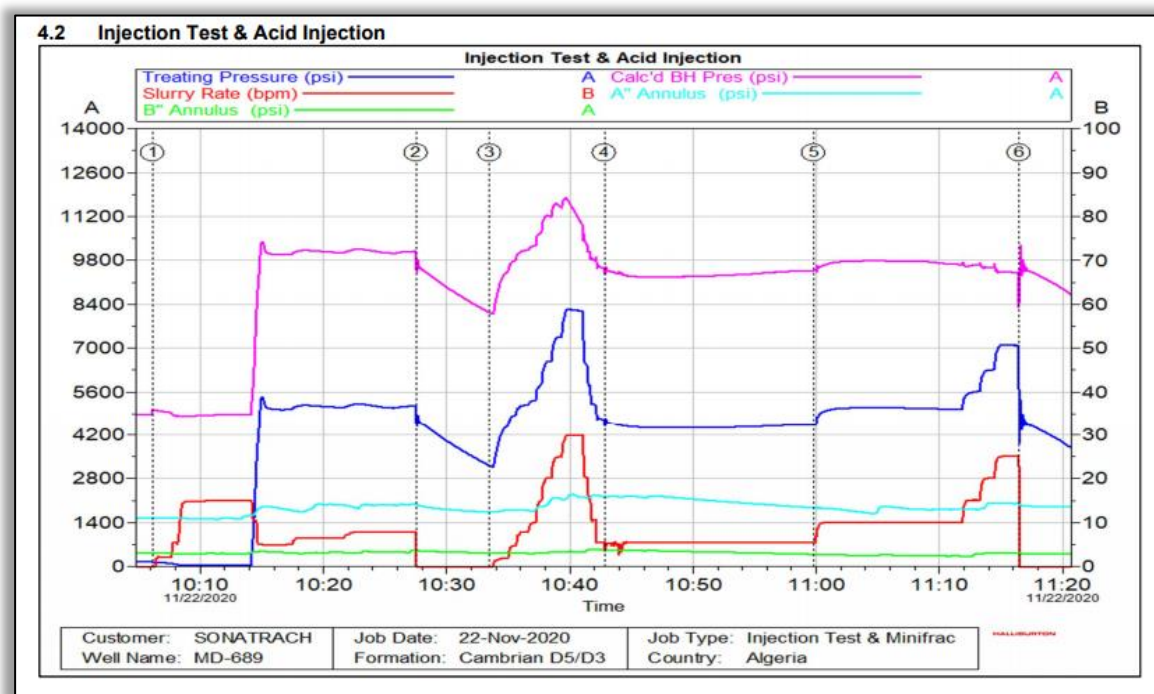


Figure IV.11 : Test d'injection et acide [14].

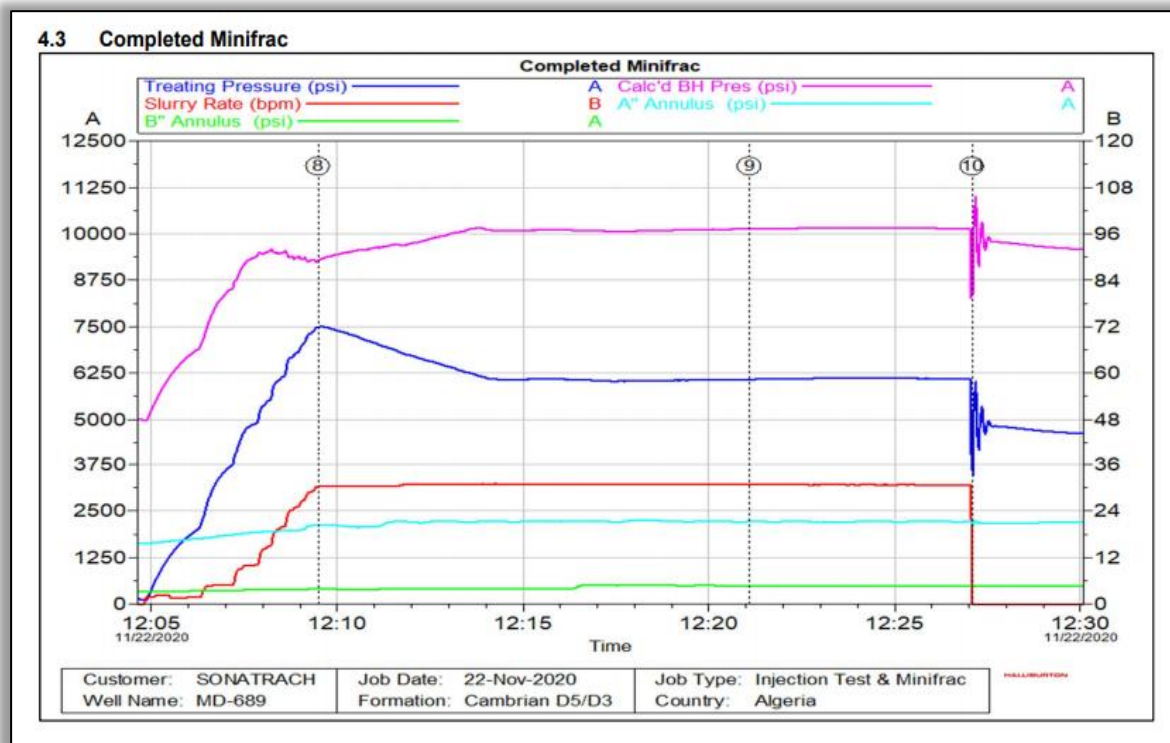


Figure IV.12 : Evolution des pressions lors du test de Mini Frac MD-689 [14].

IV.4.3. Analyse de Calibration test (Calibration test) :

Interprétation des courbes de déclin de pression (Analyse de l'essai de Calibration test) :

Les données de déclin de pression du Calibration test ont été analysées pour déterminer la pression instantanée de fermeture, la pression de fermeture de la fracture, la pression nette, l'efficacité de fluide et son coefficient de filtration (Leak off).

N.B: Injection (Pump-in) : Dans cette phase on peut déterminer les paramètres suivants : pression d'initiation de la fracture, pression de propagation de la fracture et le modèle de propagation de la fracture.

La fermeture (Shut-in/fall-off) Dans Cette phase on peut déterminer les paramètres suivant *ISIP*, l'efficacité du fluide de traitement (η), Le coefficient de filtration (C_L) et la pression de fermeture de la fracture (P_C).

IV.4.3.1. Estimation de la pression de fracturation FIP :

La pression maximale atteinte lors de l'enregistrement correspond à la pression de fracturation :

$$FIP = PF = 10174 \text{ psi}$$

IV.4.3.2. Estimation du gradient de fracturation G_f :

Le gradient de fracturation peut être donc estimer on utilisant l'expression suivante :

$$G_f = \frac{P_f}{H} = \frac{10174}{11305} = 0,899 \text{ psi/ft} \dots\dots\dots (IV.1)$$

IV.4.3.3. Détermination de l'ISIP :

A partir des courbes marquant l'évolution de la pression de fond (P_{wf}) et de surface après shut-in en fonction du temps, on peut déterminer la pression instantanée de fermeture **ISIP**, pour cela on trace une droite verticale à partir du point correspondant au temps d'arrêt d'injection du fluide. Ensuite la droite de chute de pression stabilisée et extrapolée le point d'intersection des deux droites correspond à l'**ISIP**.

- Bottom Hole Last Pressure Pumping (BHLPP) = **10143,84028** Psi.
- Bottom Hole Instantaneous Shutting Pressure (BHISIP) = **9718,6875** Psi.
- Surface Last Pressure Pumping (SLPP) = **6101,6467** Psi.
- Surface Instantaneous Shutting Pressure (SISIP) = **4752,28776** Psi.

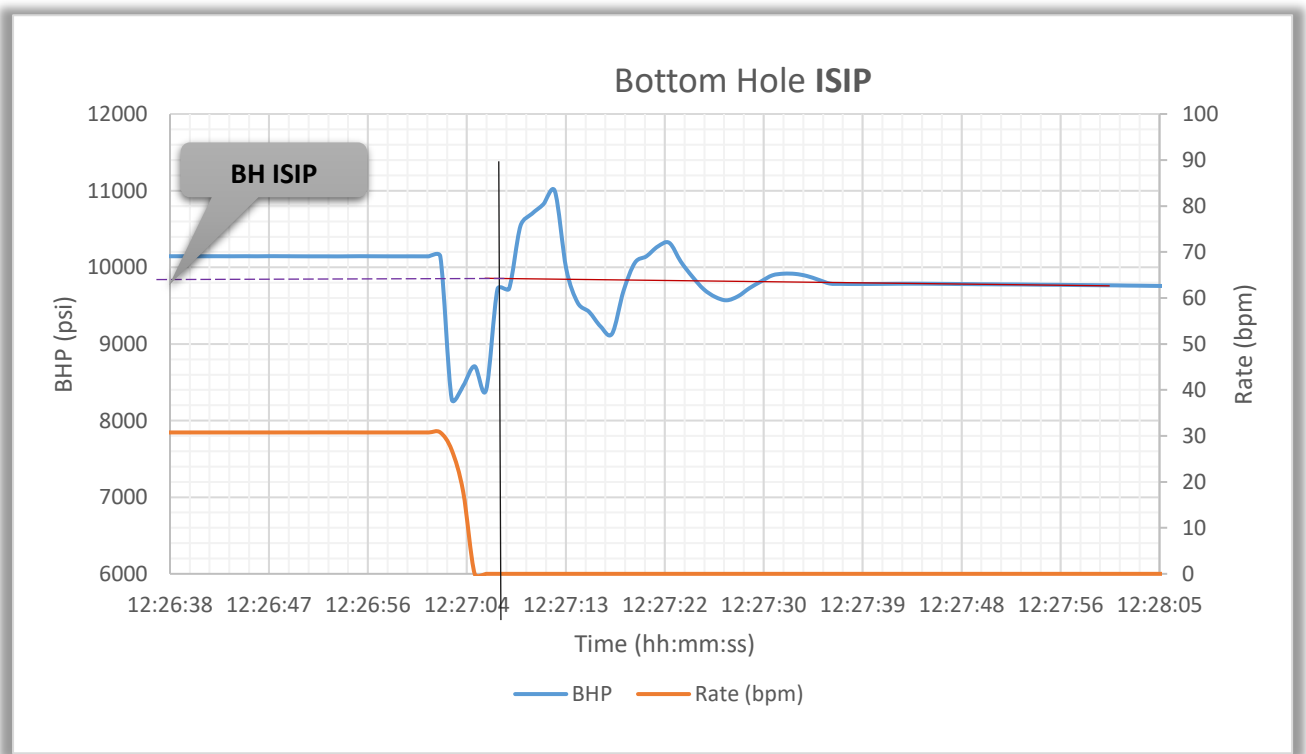


Figure IV.13 : Évolution de pression de fond en fonction du temps après shut-in.MD- 689.

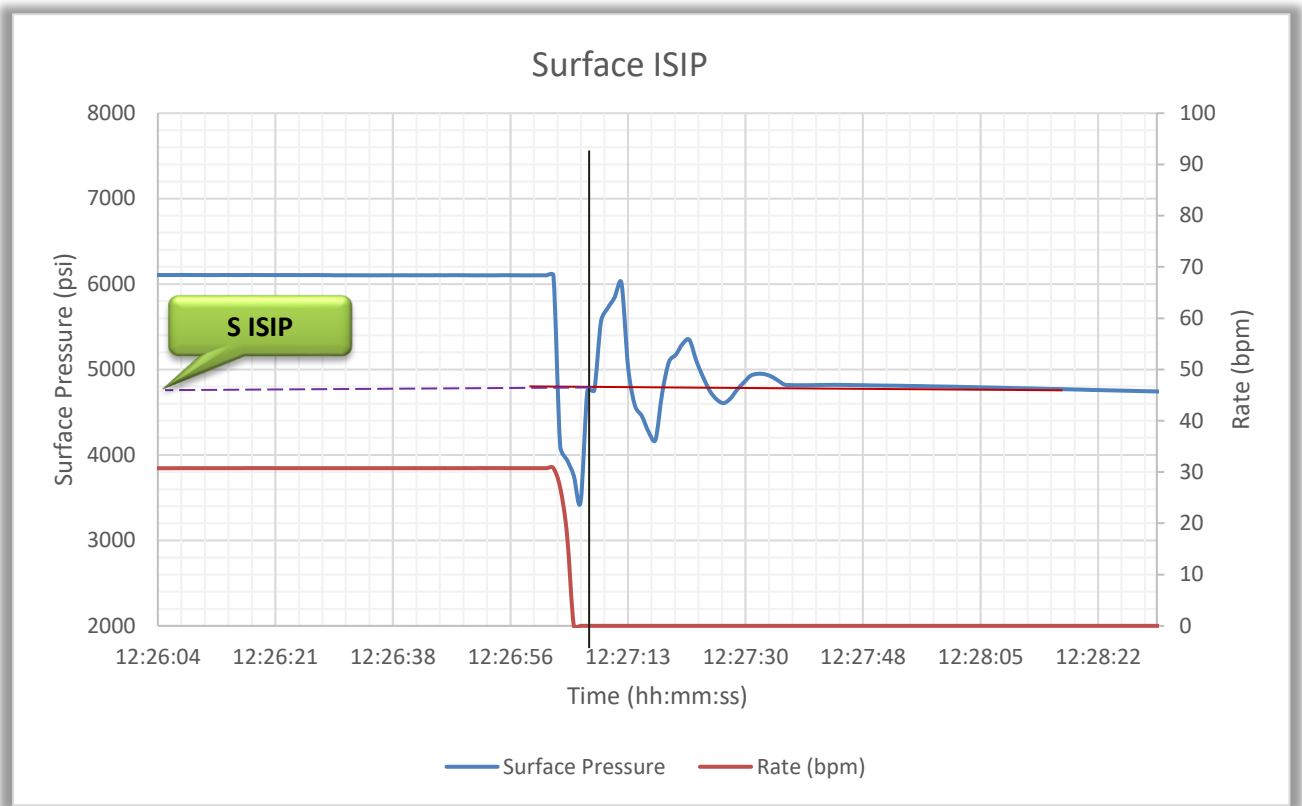


Figure IV.14 : Évolution de pression de surface en fonction du temps après shut-in.MD- 689.

IV.4.3.4. Détermination des pertes de charge :

Tableau IV.3 : Les Pert de charge du puits MD- 689.

<i>Les pertes de charge Near Well Bore</i>	ΔP_{nwb}	<i>BHLPP-BHISIP</i>	<i>425,15278 psi</i>
<i>Les pertes de charges Total</i>	ΔP_t	<i>SLPP-SISIP</i>	<i>1349,35894 psi</i>
<i>Pipe friction</i>	$\Delta P_{\text{pipe friction}}$	$\Delta P_t - \Delta P_{nwb}$	<i>924,206161 psi</i>

IV.4.3.5. Détermination de pression de fermeture (FCP) :

Le calcul de la pression de fermeture est essentiel, en effet elle correspond à la contrainte principale horizontale minimale (σ_h). La valeur de (σ_h) est une donnée indispensable pour déterminer les paramètres de la fracture.

➤ **La Méthode de G-Function :**

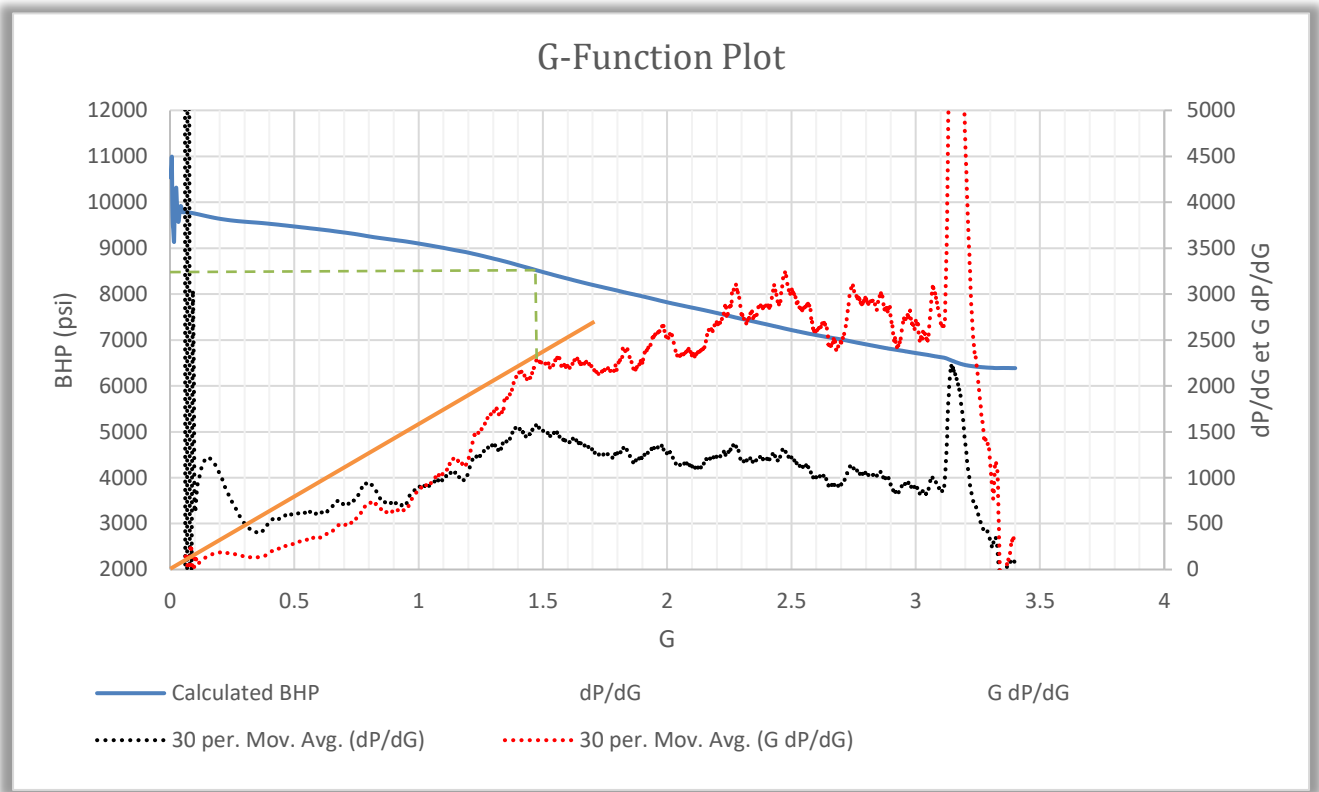


Figure IV.15 : Détermination de la FCP par la G-fonction, Calibration test MD-689.

$$G(\Delta t_D) = \frac{16}{3\pi} \left[(1 + \Delta t_D)^{\frac{3}{2}} - (\Delta t_D)^{\frac{3}{2}} - 1 \right] \text{ Borne Sup } (\eta > 20\%) \dots\dots\dots (IV.2)$$

$$G(\Delta t_D) = \frac{4}{\pi} \left[(1 + \Delta t_D) \sin^{-1} (1 + \Delta t_D)^{-\frac{1}{2}} + (\Delta t_D)^{\frac{1}{2}} - \frac{\pi}{2} \right] \text{ Borne Sup } (\eta < 20\%) \dots (IV.3)$$

$$\Delta t_D = \frac{T - T_p}{T_p} = \frac{\Delta t}{T_p} \dots\dots\dots (IV.4)$$

$\Delta t = T - TP$: Temps après Shut-in.

T : Temps de l'enregistrement.

TP : Temps de pompage.

Après le shut-in, on effectue le tracé : **PBH = f (G (ΔTD))**

A partir de ce graphique généré, on peut clairement lire la valeur de la FCP :

$$FCP = (\sigma_h) = 8500,65625 \text{ psi}$$

➤ **La Méthode de la Racine Carrée du Temps (Square Root of Time) :**

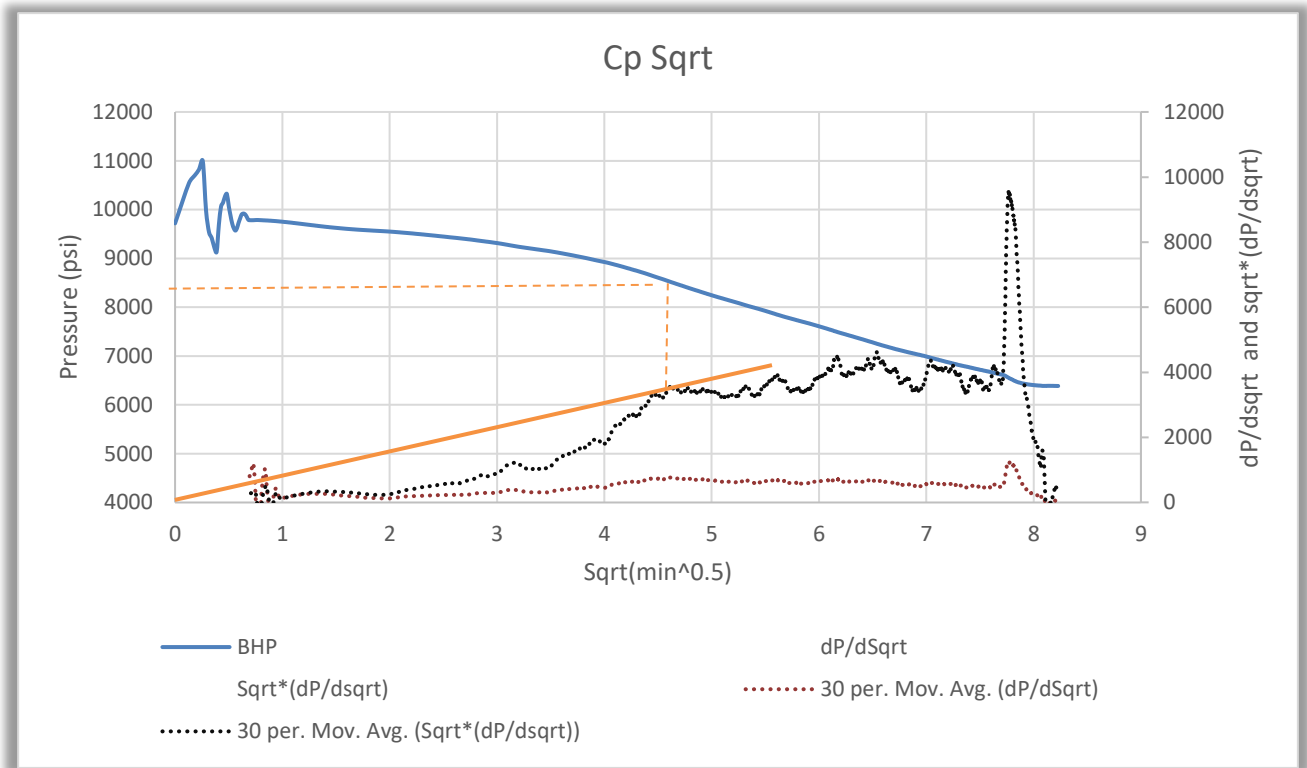


Figure. IV.16 : Détermination de la FCP par la Racine Carrée du temps, Calibration test MD- 689.

D'après la courbe on a :

- Pression de fermeture **Pc = 8500,65625 Psi.**
- Temps de fermeture **Tc = 12:48:41** (Retiré de données de fichier Excel de Calibration test).
- La pression nette dans la fracture **P_{Net} = BHISIP – PC = 1218,031 Psi.**

IV.4.3.6. Estimation de l'efficacité η ou F.E :

$$\eta \approx \frac{G(\Delta t_c)}{2+G(\Delta t_c)} \dots\dots\dots (IV.5)$$

$$\eta = 42,64505\%$$

IV.4.3.7. Estimation du coefficient de filtration :

$$C_L = \frac{P_m \beta_s}{r_p \sqrt{t_{inj} E'}} h_f \dots\dots\dots (IV.6)$$

$$T_{inj} = 17,65 \text{ min.}$$

$$P_m = 1232,015624 \text{ psi.}$$

$$\beta_s = 0,75 \text{ pour le modèle PKN.}$$

$$C_L = 0,0036 \text{ ft/min}^{0.5}$$

IV.4.3.8. Détermination du modèle de propagation de la fracture :

Cette démarche est délicate à réaliser car il est très difficile, même en ayant recouru à des logiciels aussi performants soient-ils, de trouver et tracer les bonnes pentes qui caractérisent un modèle donné :

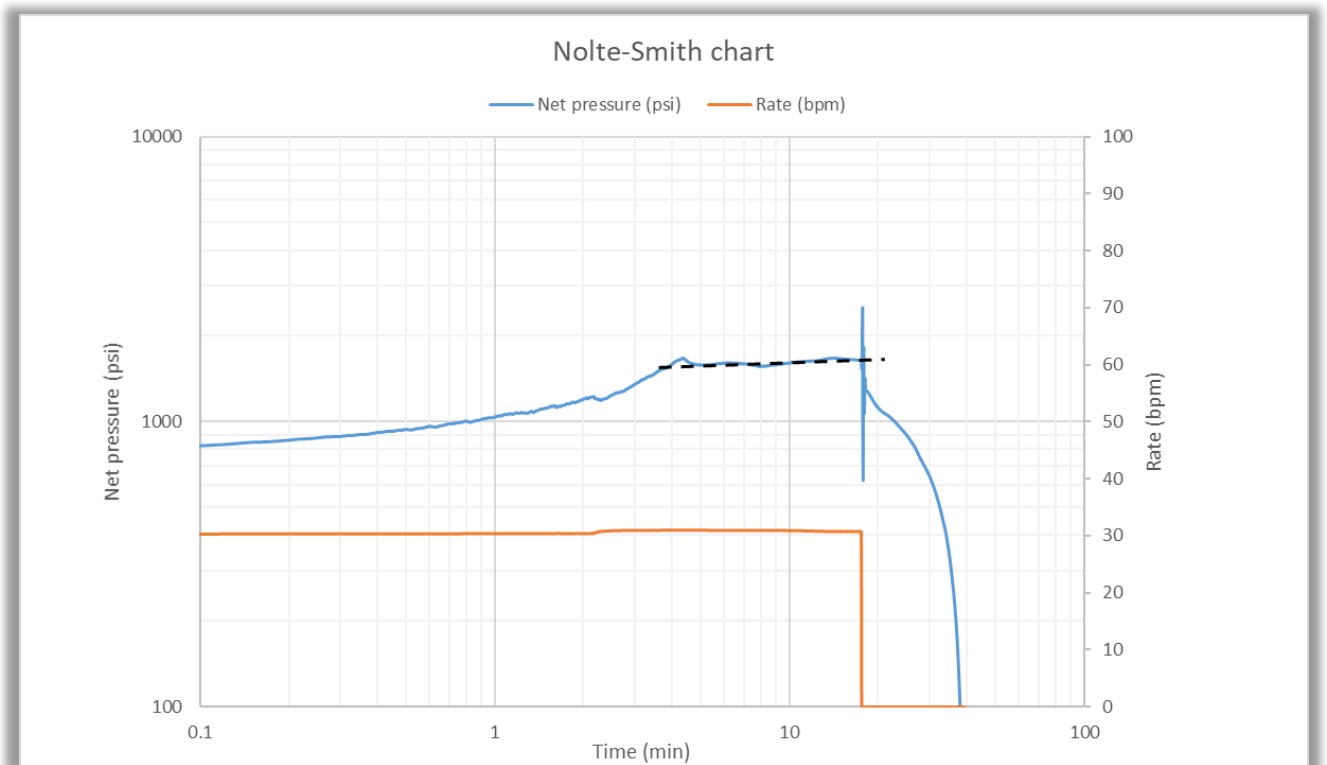


Figure IV.17 : Plot de Pression Net (Nolte-Smith Chart), Calibration test MD- 689.

Pour faciliter l'interprétation du plot, on se restreint au signe algébrique de la pente (positif, négatif ou nul), en utilisant la courbe de Nolte-Smith.

La pression nette est enregistrée en fonction du temps.

On observe que la pente est légèrement positive donc modèle considéré : **PKN**

N.B : On obtient le Net plot qu'après la fin du calibration test.

A partir du plot log-log représentant l'évolution de la pression nette en fonction du temps de pompage, on observe qu'il y a une augmentation de la pression nette suivant une droite de pente positive. Cette pente est caractéristique pour le modèle PKN. Alors la fracture se propage suivant le modèle PKN.

IV.4.4. Thermo-Log :

Un log de température a été exécuté quatre heures après le Shadow-Frac dont le but de déterminer l'initiation (localisation) de la fracturation dans le réservoir ce qui nous permet d'obtenir la hauteur de la fracture (H_f). Ces renseignements décident s'il y a lieu ou non de poursuivre et dans quelles conditions le traitement du puits par fracturation hydraulique (Annexe).

IV.4.4.1. Interprétation de log température :

Tableau IV.4 : Les Résultats Obtenus par le Thermo-Log.

	<i>Profondeur</i>	<i>Unité</i>
<i>Fracture Top</i>	3427	m
<i>Fracture Bottom</i>	3459	m
<i>Total Fracture Height</i>	32	m

Le tableau ci-dessous est un récapitulatif des données obtenues après le Calibration test :

Tableau IV.5 : Résumé des paramètres obtenus par le Calibration test MD- 689 :

<i>Paramètres</i>	<i>Symbols</i>	<i>Valeurs</i>
<i>La dernière pression pompée</i>	LPP	6101,6 [psi]
<i>Perte de charge au fond</i>	ΔP_{NWB}	425,1 [psi]
<i>Perte de charge totale</i>	ΔP_T	1349,3 [psi]
<i>Perte de charge tubing</i>	ΔP_{pipe}	924,2 [psi]
<i>Fermeture de la fracture</i>	P_C	8500 [psi]
<i>Gradient de fracturation</i>	G_f	0.899 [psi/ft]
<i>L'efficacité du fluide</i>	H	0.4264 [%]
<i>Le coefficient de filtration</i>	C_L	0.0036

IV.4.5. Estimations de la Géométrie de la fracture par la méthode de Nolte :**IV.4.5.1. Estimation de la surface :**

Pour un seul aileron de la fracture :

$$A_{\text{frac1}} = \frac{(1-\eta)V_{\text{inj}}}{2g(\Delta t_D=0)(C_L r_p \sqrt{t_{\text{inj}}})} \dots\dots\dots \text{(IV.7)}$$

$$A_{\text{frac}} = 2 \times A_{\text{frac1}} \dots\dots\dots \text{(IV.8)}$$

IV.4.5.2. Estimation de la longueur :

Pour le modèle PKN :

$$X_f = \frac{A_{\text{frac1}}}{2h_f} \dots\dots\dots \text{(IV.9)}$$

IV.4.5.3. Estimation de la largeur :

$$\bar{W}_f = \frac{2g(\Delta t_D=0)(C_L r_p \sqrt{t_{\text{inj}}})\eta}{(1-\eta)} \dots\dots\dots \text{(IV.10)}$$

Pour une grande efficacité :

$$g(\Delta t_D = 0) = 4/3$$

IV.4.5.4. Leak-off Coefficient

$$C_L = \frac{m\beta_s}{r_p \sqrt{t_{\text{inj}}} E'} X \dots\dots\dots \text{(IV.11)}$$

IV.4.6. Design du traitement principal (Main Frac) :**IV.4.6.1. La largeur moyenne de la fracture (w_f) :**

La largeur peut être estimée avec plusieurs formules plus ou moins fiables, ayant réalisé un essai de Data-Frac on peut utiliser les expressions ci-dessous :

$$E' = \frac{E}{1-\nu^2} \dots\dots\dots \text{(IV.12)}$$

$$W_{fo} = \frac{2P_{Net}h_f}{E'} \dots\dots\dots \text{(IV.13)}$$

$$\bar{W}_f = \frac{\pi}{5} W_{fo} \dots\dots\dots \text{(IV.14)}$$

Remarque : La largeur dans le gisement de TFT est généralement estimée à 0,25 in, dans le cas où les essais de Data-Frac ne sont pas réalisés.

NB : les paramètres de ces équations sont mentionnés dans le **Tableau IV.6** et la liste des abréviations.

IV.4.6.2. La surface de la fracture (A_F) :

La surface de la fracture est estimée avec la formule ci-dessous :

$$A_{\text{frac1}} = \frac{(1-\eta)V_{\text{inj}}}{2g(\Delta t_D=0)(C_L r_p \sqrt{t_{\text{inj}}})} \dots\dots\dots (IV.15)$$

$$A_{\text{frac}} = 2A_{\text{frac1}} \dots\dots\dots (IV.16)$$

IV.4.6.3. Le volume de la fracture :

Le volume de la fracture peut être estimé avec la formule suivante :

$$V_{\text{frac}} = A_{\text{frac}} \bar{W}_f \dots\dots\dots (IV.17)$$

IV.4.6.4. Les volumes et durées d'injection (V_{inj}) et (t_{inj})

Pour déterminer le temps d'injection on est amené à faire plusieurs itérations, donc pour évaluer le temps d'injection on doit résoudre une équation du second degré :

On calcul K_L :

Avec $\eta = 0,43$

$$K_L = \frac{1}{2} \left[\frac{8}{3} \eta + \pi(1 - \eta) \right] \dots\dots\dots (IV.18)$$

L'étape suivante consiste à trouver un temps d'injection (t_{inj}), pour qu'en suite on estime le volume total du gel à injecter.

Résolution de l'équation du second degré pour obtenir le temps d'injection nécessaire :

$$q_{\text{inj}} t_{\text{inj}} = A_{\text{frac}} \bar{W}_f + 2K_L C_L A_{\text{frac}} r_p \sqrt{t_{\text{inj}}} \dots\dots\dots (IV.19)$$

Où :

$$\begin{cases} q_{inj} t_{inj} = V_{inj} \\ A_{frac} \bar{W}_f = V_{frac} \\ 2K_L C_L A_{frac} r_p \sqrt{t_{inj}} = V_{filtration} \end{cases} \dots\dots\dots (IV.20)$$

❖ **Evaluation du volume total du gel à injecter :**

$$V_{inj} = q_{inj} t_{inj} \dots\dots\dots (IV.21)$$

En fonction des pertes de charge on a fixé débit maximal d'injection de **30 bpm**.

❖ **Vérification de la valeur du K_L :**

$$\eta = \frac{V_{frac}}{V_{inj}} \dots\dots\dots (IV.22)$$

$$K_L = \frac{1}{2} \left[\frac{8}{3} \eta_0 + \pi(1 - \eta) \right] \dots\dots\dots (IV.23)$$

❖ **Estimation du volume et de la durée du pad :**

Les formules ci-dessous permettent d'estimer les proportions du pad :

$$\varepsilon = \frac{1-\eta}{1+\eta} \dots\dots\dots (IV.24)$$

$$V_{pad} = V_{inj} \frac{1-\eta}{1+\eta} \dots\dots\dots (IV.25)$$

$$t_{pad} = t_{inj}/2 \dots\dots\dots (IV.26)$$

❖ **La puissance nécessaire :**

La puissance (P) nécessaire peut être évaluée avec la formule suivante :

$$\mathbf{La Puissance(HHP)} = \frac{\mathbf{Pression(psi)*Débit(BPM)}}{40.8} \dots\dots\dots (IV.27)$$

IV.4.6.5. *Planification des concentrations du Proppant :*

Pour établir un planning d'injection du Proppant on utilise la formule ci-dessous :

$$C_p(t) = C_{pf} \left(\frac{t-t_{pad}}{t_{inj}-t_{pad}} \right)^\varepsilon \dots\dots\dots (IV.28)$$

Ce calcul n'est qu'une approche. Par contre, le FracPro permet de fournir un planning qu'on peut utiliser sur chantier, contrairement à celui-ci.

Time (min)	C _P (lbs/ft ²)
0	0
9,004126909	0
10	2,6539374
11	3,8267945
12	4,7390622
13	5,5149634
14	6,2030632
15	6,8284332
16	7,4060451
17	7,9456954
17,10412674	8

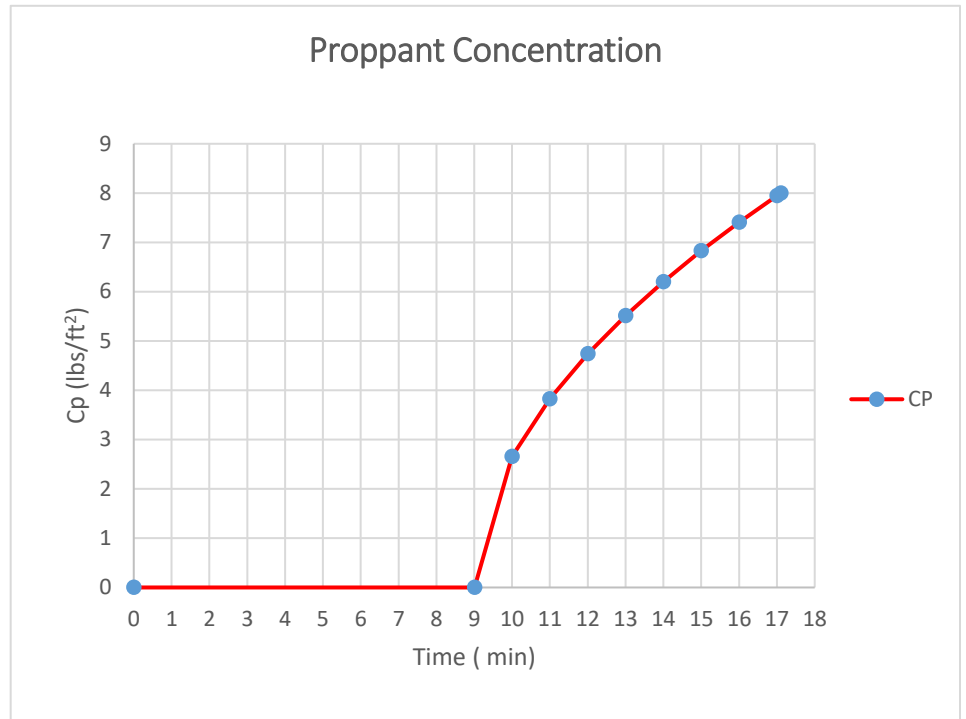


Figure IV.18 : Proppant Concentration Plot.

IV.4.6.6. Estimation du poids nécessaire d'agents de soutènement :

- **Calcule de la concentration moyenne :**

On la calcule avec la formule suivante :

$$\bar{C}_P = \frac{C_{pf}}{1+\epsilon} \dots\dots\dots (IV.29)$$

- **Calcule du poids total du Proppant :**

En employant la formule ci-dessous :

$$M_P = \bar{C}_P (V_{inj} - V_{pad}) \dots\dots\dots (IV.30)$$

IV.4.6.7. Estimation de la largeur soutenue par le Proppant :

Calcul de la largeur soutenue :

On peut estimer cette largeur en fonction du Proppant choisit. Le Proppant le plus utilisé en Algérie est le **20/40**.

On utilise les formules ci-dessous pour faire ces calculs :

$$C_p = \frac{M_p}{2X_f h_f} \dots\dots\dots (IV.31)$$

$$W_{fp} = \frac{C_p}{(1-\phi_p)\rho_p} \dots\dots\dots (IV.32)$$

IV.4.6.8. Résumé des résultats obtenus par la méthode Economides :

Tableau IV.6 : Tableau récapitulatif des résultats obtenus.

<i>Paramétré</i>	<i>Symboles</i>	<i>Valeur</i>
<i>La Largeur maximale</i>	W_{fo}	0.417 [in]
<i>La Largeur moyenne</i>	\bar{W}_f	0.261 [in]
<i>La Surface total de la fracture</i>	A_f	40950 [ft ²]
<i>Le temps total d'injection</i>	t_{inj}	17.104 [min]
<i>Le volume total du gel à injecter</i>	V_{inj}	21551.19[gallons]
<i>Le volume du pad</i>	V_{pad}	11345.19[gallons]
<i>Poids total du proppant</i>	M_p	53489.51[lbs]
<i>La concentration moyenne du proppant</i>	\bar{C}_p	5.24 [ppg]
<i>La concentration plane du proppant</i>	C_p	1.3062 [lbs/ft ²]
<i>Largeur soutenue par le proppant</i>	W_{fp}	0.121 [in]

IV.5. Traitement principal (Main-frac) :

Le traitement principal a été effectué le 22 Novembre 2020. Les résumés des données du traitement principal sont présentés dans (Tableau 5 - Tableau 6) (voir l'annexe) [14]. Les graphiques du traitement principal sont présentés dans les **Figure IV.21**.

Avant le traitement principal, toutes les conduites de traitement ont été testées sous pression jusqu'à **12200 psi** et les annulaires A et B ont été testées sous pression jusqu'à **5000-3000 psi** respectivement. La PRV (soupape de décharge) de l'annulaire A a été réglée à **2800 psi** et la soupape de décharge de l'annulaire A a été réglée à **1200 psi**.

Le traitement principal a commencé par une injection initiale de gel linéaire avec un Blender, puis on est passé à des pompes à haute pression. Afin de démarrer les Cross-Linkers et d'établir le taux de traitement de **30 bpm**. Un volume total de **2671 gals** de Hybor H 35# gel linéaire a été pompé en conséquence, suivi d'un stage de Pad de 13015 gals, suivi de huit stage de Slurry (1,2,3,4,5,6,7, ppg) **20/40 HSP** avec un volume total de Slurry de **15225 gals** et 1 stage (8 ppg) 16/30 HSP avec un volume de Slurry de **2241 gals.**, et déplacé avec **7489 gals** de gel linéaire.

Main Fracturing treatment a permis de placer **59965 lbs** (51 369 lbs de HSP 20/40 et 8 596 lbs de 16/30) de Proppant dans la formation à une concentration maximale en fond du puits de 8,95 ppg.

Environ **4204 lbs** de HSP **16/30** ont été laissées dans le puits.

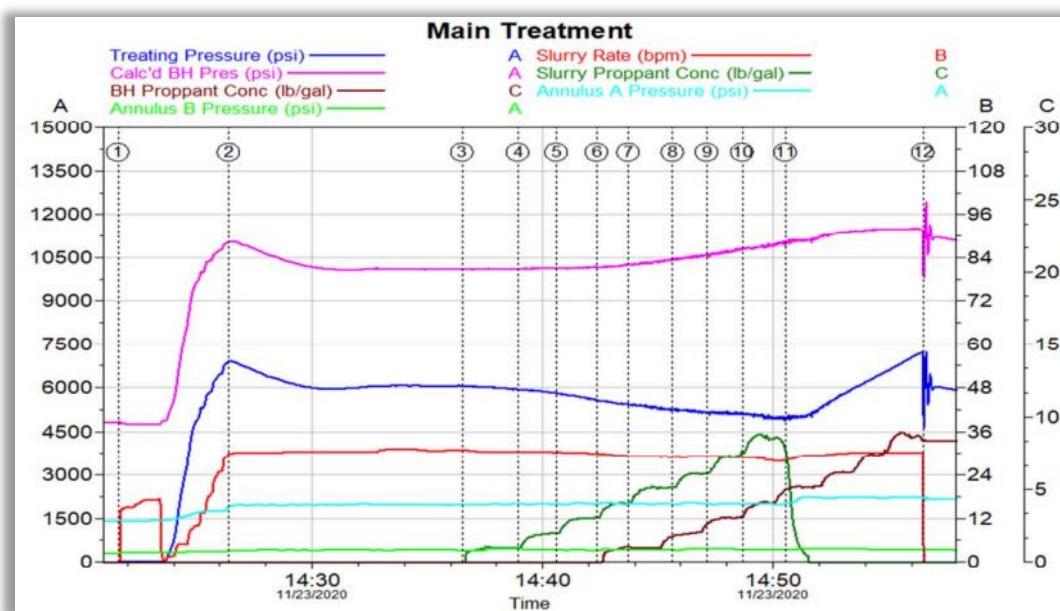


Figure IV.19: Evolution des pressions lors de l'opération de fracturation MD-689.

IV.5.1. Plot de La pression nette dans le Main Treatment :

Il est intéressant d'observer ce plot pendant le traitement principal, en effet un graphique log-log fournit des courbes linéaires qui traduisent le comportement de la fracture.

Pour faciliter l'interprétation du plot on se restreint comme pour l'essai de Calibration test au signe algébrique de la pente. (**Figure IV.22**)

Remarque : Juste avant l'arrêt du pompage, on observe une pente positive. Cela traduit la propagation selon le modèle *PKN* d'une part. Il faut noter que pendant le traitement principal les exécutants surveillent de très près le Main Treatment Net Plot.

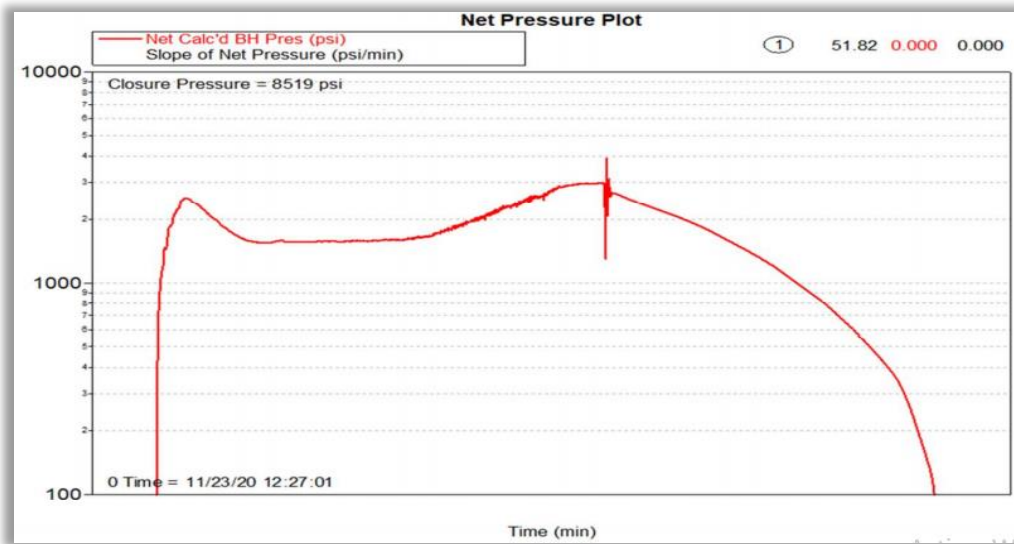


Figure IV.20 : *Plot de Pression Net, MD-689 Main Treatment.*

Evaluation Post-Fracturation : La méthode suivante reste une approche de la valeur réelle du skin, car la meilleure méthode d’estimer du skin reste les essais de puits. La méthode consiste à déterminer la conductivité adimensionnelle de la fracture pour pouvoir utiliser par la suite l’abaque.

IV.5.2. Conductivité adimensionnelle de fracture (FCD)

Elle est donnée par la formule suivante :

$$F_{CD} = \frac{K_f W_f}{K X_f} \dots\dots\dots (IV.33)$$

K_f : Perméabilité de proppant.

K : Perméabilité de la formation (K=MD-).

W_f, X_f : Epaisseur et longueur de la fracture.

N.B : La perméabilité (**K_f**) est évaluée à partir du graphique fourni par Haliburton :

Evaluation de la perméabilité **K_f** en fonction de la contrainte in-situ :

On utilisant le graphique ci-dessus pour le proppants **20/40 HSP** on obtient une perméabilité in situ de la fracture avoisinant les 285 D.

Donc on trouve :

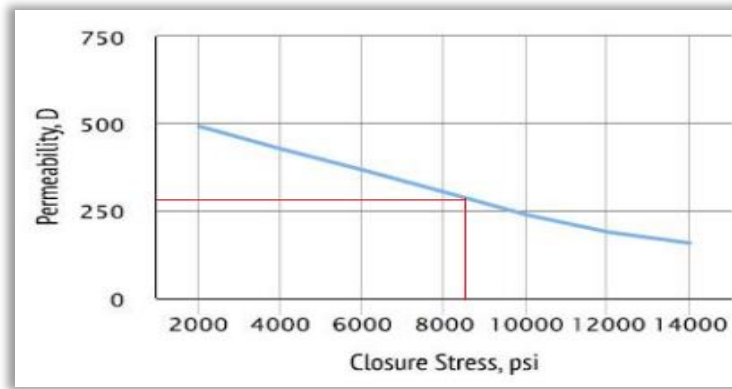


Figure IV.21 : Plot de la perméabilité K_f en fonction de la contrainte in-situ.

$$F_{CD} = \frac{285000 \times 0.0093}{8.53 \times 196.8} = 1,57$$

La valeur de FCD obtenue après la fracturation hydraulique est très bien par rapport à l’objectif du job qui est un skin by-pass, la valeur du FCD est proche à l’intervalle désiré qui est comprise entre [2-10].

Estimation du Skin S_f :

Avec la formule ci-dessous on peut calculer le Skin S_f

$$S_f \approx 1.3 - \ln \frac{x_f}{r_w} \dots\dots\dots (IV.33)$$

$$S_f \approx 1.3 - \ln \frac{196.8}{0.25}$$

$$S_f \approx -5.36$$

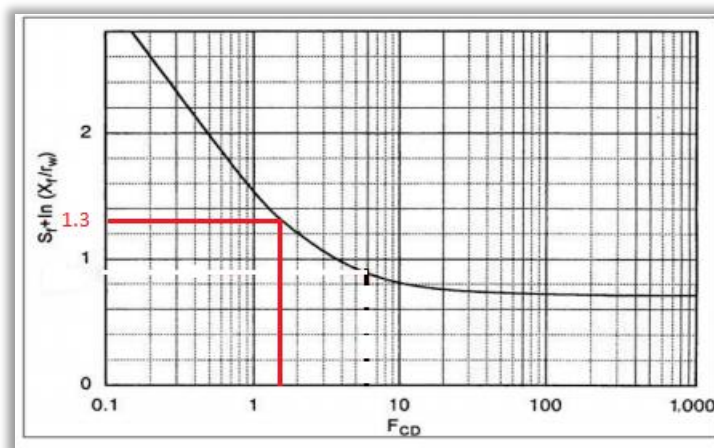


Figure IV.22 : Plot de SKIN (S_f) en fonction de FCD.

Discussion : Un skin négatif démontre que la formation a bénéficiée d'une amélioration grâce à cette fracturation hydraulique.

IV.6. Evaluation économique

En vue d'évaluer l'apport de la fracturation hydraulique, une évaluation économique s'avère nécessaire pour nous permettre d'évaluer le coût lié à l'opération de fracturation hydraulique et les délais d'amortissement du puits. [13]

Tableau.IV.7 : Jaugeage avant et après fracturation MD-689.

Dates	Avant la fracturation : 09/07/2020	Après la fracturation : 23/12/2020
Diamètre de la duse	$\Phi_{duse}=14$ mm	$\Phi_{duse}=16$ mm
Huile : Q_0 (m ³ /h)	0.23	4.97
Gaz : GOR (m ³ /m ³)	4580	374

IV.6.1. Le coût total de l'opération du puits MD-689 :

En résumé le cout total de l'opération dans le tableau suivant [13]:

Tableau.IV.8 : Cout totale de l'opération.MD-609.

Opération	Sous/Opération	Coût (USD)
Frac	Service	174680.89
	Chemical	53492.21
	Transport	8441.94
Post frac	Clean out	11952.49
	Kick-off	34471.77
	Coût totale	283039.3

IV.6.2. Gain de l'opération :

D'après les données de jaugeage qu'on a obtenu après la fracturation on a :

- Le débit d'huile avant la fracturation Q Avant le frac = 0.23 m³/h.
- Le débit d'huile après la fracturation Q Après le frac = 4.97 m³/h.

$$\Delta Q = Q_{Après\ frac} - Q_{Avant\ frac} \dots\dots\dots (IV.35)$$

$$\Delta Q = 4.97 - 0.23$$

$$\Delta Q = 4.74 \frac{m^3}{h} = 113.76 \frac{m^3}{day} = 715.55 bbl/day$$

Le cash-flow est estimé à :

$$\text{Cash Flow} = \Delta Q_{oil} \times \text{prix du baril} \dots (IV.36)$$

$$\text{Cash Flow} = 715.55 \times 42.69$$

$$\text{Cash Flow} = 30\,546,84 \text{ USD/day}$$

IV.6.3. Le délai d'amortissement (Pay Out Time):

$$\text{Délai d'amortissement} = \frac{283039.3}{30\,546,84} = 9.26 \text{ day}$$

Le puits devra produire à ce rythme 9 jours pour que les coûts de l'opération soient amortis.

Conclusion :

Dans cette étude, un diagnostic complet du puits a été effectué avant l'opération de fracturation hydraulique et la décision de fracturer le puits a été prise sur la base des résultats de l'étude du puits qui montre que la pression de gisement de puits MD-689 a chuté et la production a été diminuer.

Pendant le traitement, une Excel sheet a été réalisée pour calculer tous les paramètres du traitement en particulier les résultats des tests de calibration qui sont très importants dans l'étape de redesign.

Enfin, les résultats du traitement de fracturation sur le puits MD-689 a montré que :

- Le puits MD-689 a été un bon candidat pour la fracturation hydraulique.
- Le gain de production obtenue après la fracturation hydraulique est 4.74m³/h.
- Le puits devra produire à ce rythme 9 jours pour que les coûts de l'opération soient amortis.

Conclusion

Général

Conclusion générale :

La problématique à laquelle nous avons essayé de porter solution dans ce travail est relative à l'étude complète de l'opération de stimulation par fracturation hydraulique du puits *MD-689* ; commençant par l'analyse de la faisabilité de cette dernière en mettant en évidence l'existence d'un endommagement dans le réservoir, passant par une étude géomécanique du réservoir à traiter pour un choix judicieux de la meilleure zone d'initiation de la fracture, L'élaboration du design de fracturation à partir des équations empiriques par l'utilisation du tableur Excel a permis de se rapprocher d'une façon très appréciable des résultats obtenus par les logiciels et les simulateurs de la société de service qui a exécuté l'opération

Cette étude nous a permis de montrer l'importance et l'efficacité de l'utilisation de la technique de fracturation hydraulique dans l'exploitation des réservoirs ayant des caractéristiques pétro-physiques médiocres, notamment la perméabilité de la roche réservoir. Cette technique permet d'améliorer plusieurs fois la productivité du puits ce qui donne un gain considérable de point de vue économique.

Dans la présente étude, les résultats d'une fracturation hydraulique effectuée à HMD au niveau du puits *MD-689* ont été atteints. On peut conclure que :

- Le procédé de la fracturation hydraulique est applicable au cas où le débit d'un puits est insuffisant non pas à cause d'un problème de colmatage mais parce que la perméabilité naturelle de la matrice est faible.
- Le puits *MD-689* est un bon candidat à la fracturation hydraulique.
- Analyse nodale c'est une technique d'optimisation sert à analyser des problèmes de production et améliorer la performance du puits, elle nous a permis d'estimer le degré d'endommagement de la couche productrice, et d'optimisée la géométrie de la fracture et le volume de Proppant pompée afin de prévoir le meilleur scénario de production.
- Le choix de la zone d'initiation de la fracture dépend des propriétés mécaniques et de la distribution des contraintes dans la formation à traiter. Ceci est déterminant pour le choix des intervalles à perforer, et donnera une idée sur le sens de la propagation de la fracture engendrée, et les pressions de services exercées pendant l'opération de stimulation.
- Le succès de l'opération est conditionné d'une part par une bonne analyse des données du Minifrac et de profile de contraintes (stress profil) générer en utilisant différentes sources de données du puits et d'autre part par un design adéquate qui assure une grande efficacité de l'opération.

- L'approche du design de la fracture par la méthode de Nolté, basée sur les bilans de matières, lors de l'analyse du déclin de pression après l'arrêt du pompage, paraît bien se rapprocher des résultats du simulateur, étant donné que les relations empiriques constituent les hypothèses fondatrices des simulateurs. Cependant, le recours à l'utilisation de ces derniers semble plus judicieux vu leurs résultats qui se rapprochent le plus de la réalité.
- La fracturation hydraulique du puits *MD-689* a permis la restauration du débit de production d'huile initial avec un gain relatif de 4.97m³ /h, confirmé par les résultats du Jaugeage

Ce pendant l'exploitation de ces ressources en toute sécurité offre des avantages et des bénéfices économiques, mais elle présente aussi des inconvénients tels que le coût énorme et le travail logistique important, associés à l'impact négatif sur l'environnement.

Recommandations :

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

- Bien contrôler la concentration du Proppant durant le pompage.
- Utiliser la technique des traceurs radioactifs pour bien suivre la trajectoire des fractures.
- Réaliser un test après frac en utilisant les essais des puits afin de mieux évaluer les résultats de la stimulation.
- Utilisation PLT du puits est recommandée pour mieux comprendre la réponse de fracture dans ce réservoir.
- Prévoir une étude d'implantation des injecteurs dans la zone pour le maintien de pression.

*Liste des
Références*

Liste des références

[1] : Adjou Z /présentation TD (puits horizontaux) / UKMO, Département de production des hydrocarbures,2021

[2] : Michael J. Economides & Kenneth G. Nolte/Reservoir Stimulation-Matrix Stimulation-Second Edition

[3] : HAFSI F /Cours de Réservoir Engineering/UKMO, Département De Sciences De La Terre Et De L'univers ;2020

[4] : Mr A. HOUALI / IAP BOUMERDES Cours des Essais de Puits (WELL TESTING).

[5] : Adjou Z /Cours Essais de puits, chapitre IV/UKMO, Département de production des hydrocarbures,2021

[6] : Evaluation de la fracturation hydraulique dans le champ de Hassi Messaoud IAP Boumerdes/2014

[7] : Stimulation, Dowell Shlumberger, Edition limitée.

[8] : Larry W. Lake/ PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK, Volume II DRILLING ENGINEERING Robert F. Mitchell, Editor

[9] : Michael.J. Economides /Modern fracturing (Enhancing Naturel gaz production) /University of HOUSTON (/2007, BJ services)

[10] : Tarek Ahmed /Reservoir engineering handbook /2nd Edition ,2001

[11] : Evaluation de la fracturation hydraulique dans le champ de Hassi Messaoud IAP Boumerdes/2014.

[12] : Denis Perrin, Georges Gaillot /Production fond.

[13] : Data Bank (DP SONATRACH).

[14] : HALLIBURTON/ Hydraulic Fracturing Treatment MD-689 Post-job report Cambrian D-5/D-3/D-2 November,23rd 2020

[15] : MERRABAT Z, Design, évaluation et étude comparative entre la fracturation hydraulique conventionnelle et la technique de fracturation à canaux dans le réservoir compact de Hassi Terfa/ Projet professionnel de fin formation IAP,2014

[16] : SEHIB L, étude, Design et évaluation d'une opération de stimulation par fracturation hydraulique, OKN421 HBK/ Projet professionnel de fin formation IAP,2014

[17] : Barasia A, Christiawan, Success & scope of infinite conductivity fracturing channels in cambay basin of india/SPE 161500-MS,2012

[18] : Li Anqi ;Mu Lijun ;The Channel Fracturing Technique Improves Tight Reservoir Potential in the Ordos Basin, China / SPE-176071-MS,2015

[19] : W.J. Lewis; C.L. Rang,Salt Cements for Improved hydraulic Isolation and Reduce Gas Channeling/ SPE-16386-MS,1987

[20] : A.Barasia ; P. Pankaj, Tail-In Proppant and its Importance in Channel Fracturing Technique/SPE-169227-MS,2014

Annexe

• Fiche technique de puits :

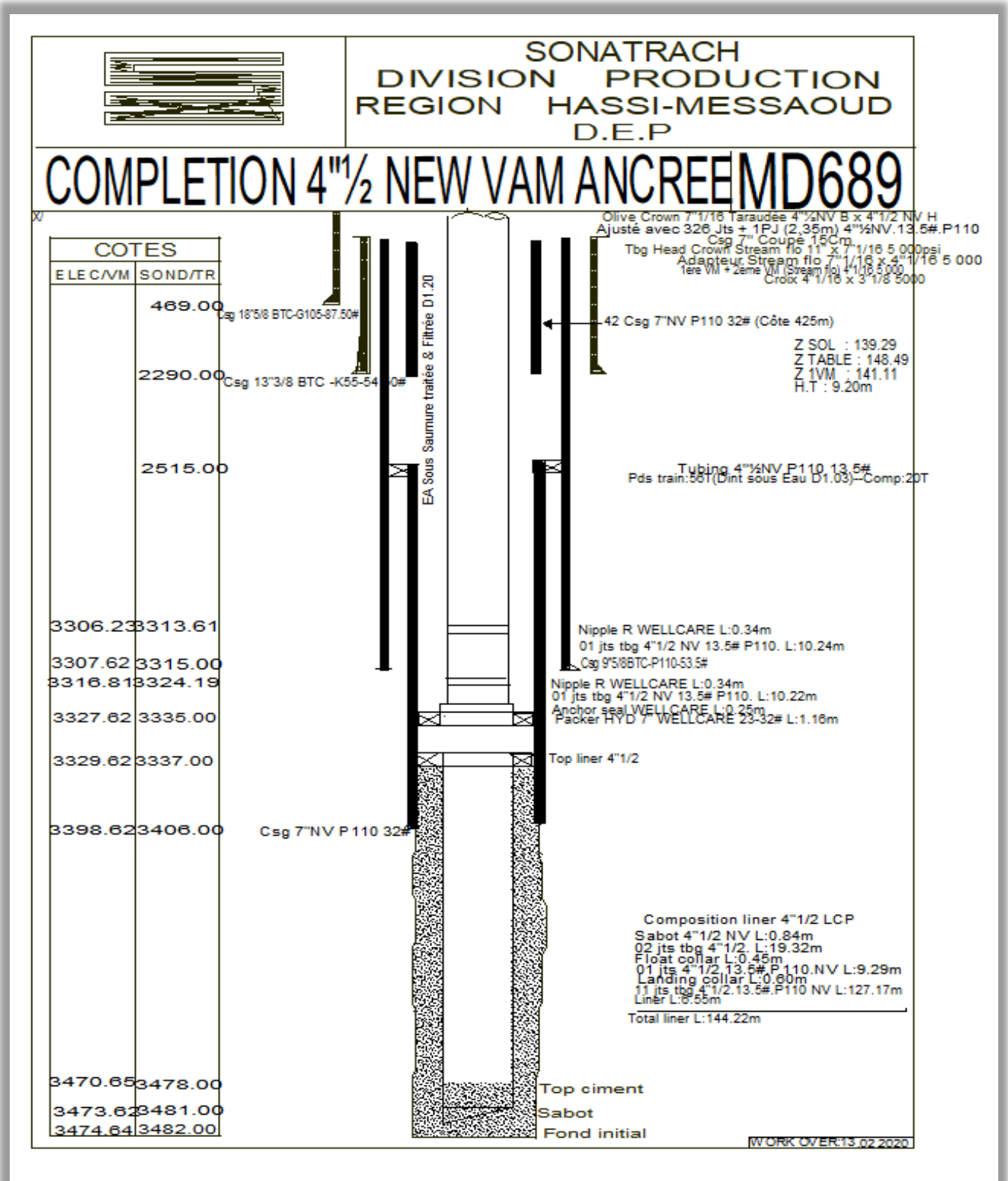


Figure 1 : Fiche technique de puits MD-689.

Position de puits :

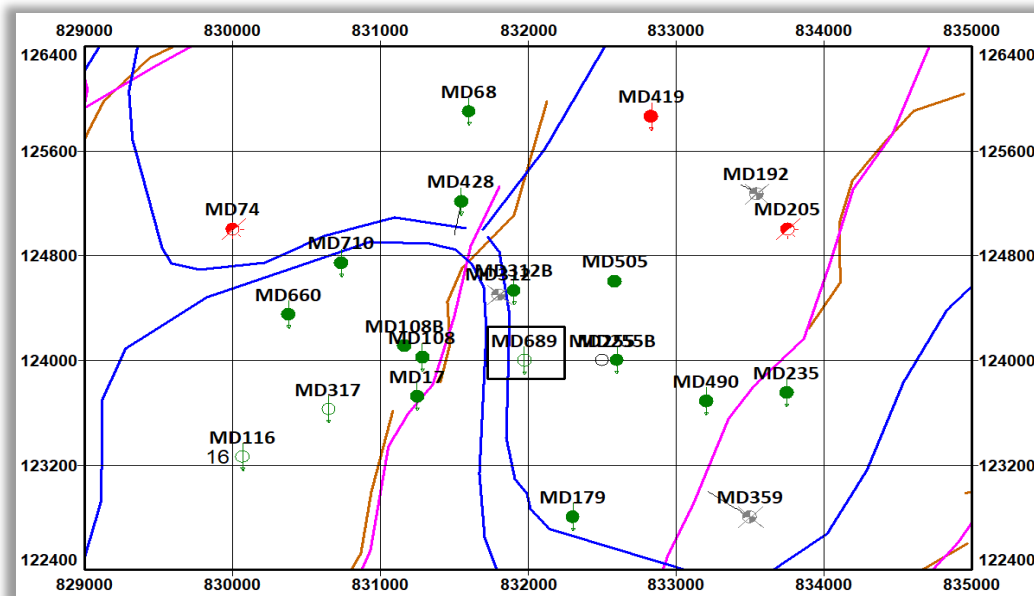


Figure 2 : Position de puits MD-689.

- Etat de la cimentation des tubages:

Tableau 1 : Etat de cimentation du puits MD-689.

Qualité de ciment de 7"		CBL DU 4"1/2	
De 3407-2515m	Bonne cimentation	Liner	Moyenne en général et par fois mauvaise

Tableau : Complétion et état de cimentation

Complétion et état de cimentation :		
Tubing de production 4"1/2 NV, 13.5#, P110 Ancrée :	Nipple R WELLCARE L :0.34m	à 3313.61m (TR)
	Nipple RN WELLCARE L:0.34m	à 3315.00m (TR)
	Packer HYD 7" WELLCARE 23-32# L:1.16m	à 3315.00m (TR)
Liner 4"1/2 cimenté :	Top Liner	à 2515.00m (TR)
	Sabot 7"	à 3406,00 m (TR).
Casing 9"5/8BTC, P110, 47-53.5#	Sabot 9"5/8	à 3315.00 m (TR)

- **Historique des opérations :**

Tableau 2 : Opérations effectuées Sur MD-689.

Opérations effectuées Sur MD-689		
Date Début	Opérations	Sous/Opérations
19/04/2021	WIRELINE	Mesure de pression PFD
01/12/2020	SNUBBING	-----
28/11/2020	OPERATION_SPECIALE	Kickoff
27/11/2020	OPERATION_SPECIALE	Kick off after frac
26/11/2020	OPERATION_SPECIALE	Kick off after frac
25/11/2020	OPERATION_SPECIALE	Clean out & Kick off
24/11/2020	OPERATION_SPECIALE	Post frac Clean out
21/11/2020	OPERATION_SPECIALE	Frac
11/10/2020	WIRELINE	Contrôle
10/10/2020	OPERATION_SPECIALE	Sand plug
06/10/2020	OPERATION_SPECIALE	Annulus pressure test
04/10/2020	WIRELINE	Contrôle
08/09/2020	OPERATION_SPECIALE	Jaugeage avec liftage
03/09/2020	OPERATION_SPECIALE	Kick off au fond
09/07/2020	OPERATION_SPECIALE	Jauging with lifting
06/07/2020	OPERATION_SPECIALE	Kick off
05/07/2020	OPERATION_SPECIALE	Matrix Acidizing
04/07/2020	OPERATION_SPECIALE	Tube Clean + infectivity test
09/05/2020	WIRELINE	Mesure de pression PFS
08/05/2020	WIRELINE	Mesure de pression PFS
14/04/2020	WIRELINE	Contrôle
09/04/2020	OPERATION_SPECIALE	Clean Out (mise on production)
10/03/2020	OPERATION_SPECIALE	Mise sous TW en vue perforation
07/03/2020	OPERATION_SPECIALE	OPERATION_SPECIALE
07/03/2020	OPERATION_SPECIALE	Clean Out+Mise TW
24/08/2019	WIRELINE	Mesure de pression PFD
23/08/2019	WIRELINE	Contrôle
16/06/2019	WIRELINE	Mesure de pression LBU
15/06/2019	WIRELINE	-----
14/06/2019	WIRELINE	Mesure de pression LBU
21/03/2019	SNUBBING	-----
06/01/2018	WIRELINE	Grattage Contrôle
27/12/2017	OPERATION_SPECIALE	Kick Off CCE après SNB

21/12/2017	SNUBBING	-----
16/12/2017	WIRELINE	Grattage Contrôle
02/11/2017	OPERATION_SPECIALE	Clean out + Kick Off
17/10/2017	WIRELINE	Grattage Contrôle
05/09/2017	WIRELINE	Mesure de pression PFD
04/09/2017	WIRELINE	Mesure de pression PFD
12/07/2017	OPERATION_SPECIALE	Mise en production

Tableau 3 : Donnée liées à la Complétions.

Tubing de production 4''1/2 13.5# P110	Ecrasement (psi)	Eclatement (psi)	80% Ecrasement (psi)	80% Eclatement (psi)
	10690	12410	8552	9928
Packer Hyd 7" WELLCARE	P. Diff = 10000 psi			
Densité de fluide de complétion	Saumure d=1.20			

Tableau 4 : Données de test d'injectivité et Calibration test MD-689[14].

Stage Number	Description	Fluid System	Clean Volume gal	Slurry Volume gal	Rate Stage Start bpm	Rate Stage End bpm	Stage Time min
1	Load Well	Treated Water	7700	7700	2,0	10,0	30,56
2	Shut-In	/	0	0	0,0	0,0	0,00
3	Breakdown	Treated Water	2000	2000	2,0	20,0	4,33
4	Acid	HCL 15%	4000	4000	3,0	5,0	23,81
5	Displacement	Treated Water	7900	7900	5,0	30,0	10,75
6	Shut-In	Linear Gel 35#	0	0	0,0	0,0	0,00
7	Pre-Pad	HYBOR H35#	1000	1001	2,0	30,0	1,49
8	Pad	Linear Gel 35#	15000	15198	30,0	30,0	12,06
9	Displacement		7700	7700	30,0	30,0	6,11
10	Shut-In		0	0	0,0	0,00	0,00
TOTAL			45300	45499			89,10

Tableau 5 : Résumé du volume, du débit et de la pression du main treatment.

<i>Stage Description</i>	<i>Planned Slurry Volume (gal)</i>	<i>Actual Slurry Volume (gal)</i>	<i>Slurry Rate (bpm)</i>		<i>Tubing Press (psi)</i>		<i>Calc'd BH Press (psi)</i>	
			Avg	Max	Avg	Max	Avg	Max
<i>Pre-Pad</i>	1001	2671	13.9	29.9	2528	6874	10127	10127
<i>Pad</i>	13172	13015	30.6	31.3	6166	6898	10180	10180
<i>Prop 1</i>	3138	3113	30.6	31.0	6009	6063	10384	10384
<i>Prop 2</i>	2164	2135	30.4	30.5	5888	5942	10564	10564
<i>Prop 3</i>	2235	2226	30.2	30.4	5707	5812	10788	10788
<i>Prop 4</i>	1730	1704	29.6	29.9	5499	5575	10967	10967
<i>Prop 5</i>	2378	2355	29.2	29.3	5347	5442	11187	11187
<i>Prop 6</i>	1838	1817	29.1	29.2	5216	5288	11413	11413
<i>Prop 7</i>	1891	1877	29.1	29.2	5148	5198	11487	11487
<i>Prop 8</i>	2052	2241	28.5	29.1	5034	5144	11516	11516
<i>Flush</i>	7400	7489	29.8	30.2	5980	7221	-	-
<i>Total</i>	36500	38999						

Tableau 6 : Composition des Fluides.

<i>Description chimique</i>	<i>Concentration</i>	<i>Gel linéaire 35#</i>	<i>Hybor H 35#</i>
<i>WG-11</i>	(gal/Mgal)	35	35
<i>BE-3S</i>	(lbs/Mgal)	0.15	0.15
<i>FE-1A</i>	(gal/Mgal)	0.1	0.1
<i>ClaWeb</i>	(gal/Mgal)	0.7	0.7
<i>Losurf-300D</i>	(gal/Mgal)	1.0	1.0
<i>Gel-Sta</i>	(gal/Mgal)	/	3.0
<i>CL-28</i>	(gal/Mgal)	/	1.0
<i>K-38</i>	(gal/Mgal)	/	1.6-1.8
<i>MO-67</i>	(gal/Mgal)	/	1.4
<i>Vicon NF</i>	(gal/Mgal)	/	0.5-1.5
<i>SP-Breaker</i>	(lb/Mgal)	1.0	
<i>Optiflo-III</i>	(lb/Mgal)	/	0.5-1.5

Tableau 7 : Les tests du Jaugeage du puits voisin.

Puits	Status	Zone	SR	HF	Rayon	Dernier Test			Dernier Jaugeage				
						Type	Date	PG (kg/cm ²)	Date	Débit (m ³ /h)	Gor	Eau/rec (m ³ /h)	Wcut (%)
MD-312B	GL	16	---	---	536	PFD	25/12/15	--	10/02/20	1.5	1273	0	0
MD-255B	GL	14	---	19/4/09	625	PFD	7/3/20	--	25/02/20	2.58	760	0.0	0.0
MD-108	GL	16	---	---	690	PFD	2/9/07	--	11/02/20	3.18	592	0	0
MD-108B	PPH	16			690	DST	25/11/18	177.78	04/04/20	3.53	369	0	0
MD-17	GL	16	---	10/4/08	776	PFD	20/10/09	-	27/02/20	1.8	2249	0.170	8.6
MD-505	PPH	14	---	9/3/05	859	SBU	28/1/19	214.77	09/04/20	1.98	1494	0	0
MD-179	GL	14	---	25/8/97	1242	SBU	3/9/76	370	21/02/20	2.12	715	1.2	36.1
MD-490	GL	14	---	5/10/04	1270	SBU	3/6/17	223.34	08/04/20	2.48	297	0	0
MD-428	GL	15	7/5/09	---	1288	SBU	23/10/18	133	07/04/20	0.79	2269	0	0
MD-317	GL	16	---	---	1376	DST	22/12/19	177	22/06/19	1.18	1316	0	0
MD-Z605	GL	HZS	---	---	1452	SBU	5/10/18	--	22/02/20	0.7	2209	0	0

Tableau 8 : Enveloppe de pression du traitement.

<i>Etape</i>	<i>Pression dans l'annulaire A (psi)</i>	<i>Max. Pression de pompage admissible (psi)</i>
<i>Injectivité test et data frac</i>	2500	11000
<i>Main frac</i>	2500	10000

Préparation de puits :

- ❖ Test d'annulaire
- ❖ Perforation de l'intervalle **3425m-3437m**
- ❖ Installation d'un bouchon de sable à la cote **3450m**

- Thermo-Log :

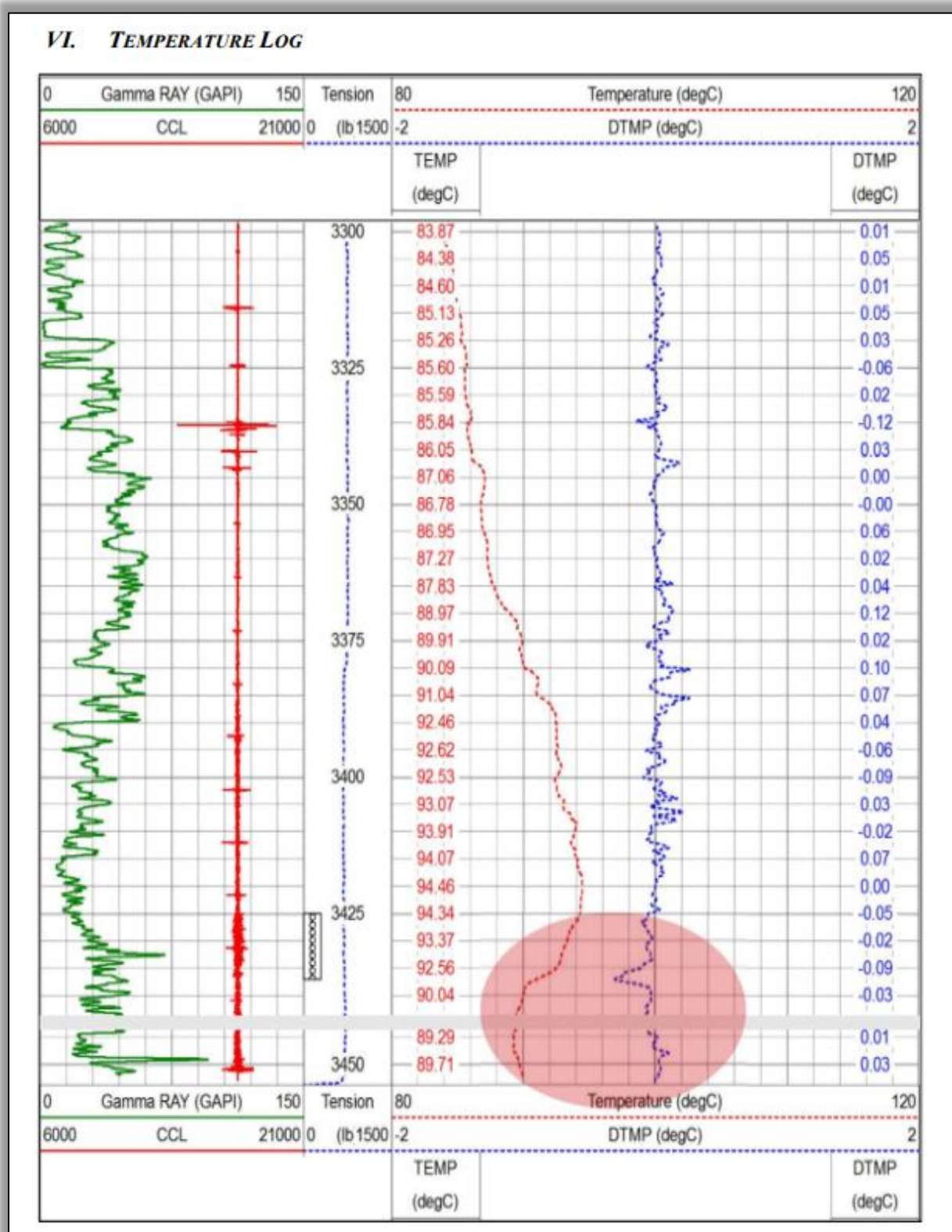


Figure 3 : Thermo-Log du puits MD-689 [14].

- Test de production :

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Densité		Paramètres GL			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.	Huile	Gaz	Press Reseau (Bar)	Press. Inj (Bar)	Débit GL (M3/J)			Récupérée	Injectée
12/04/2017	9.53	600	4.77	735.61	154	52.7	10	4.28	.787		-	-	-	22	0.6396	0	0
16/07/2017	9	1440	1.19	508.23	428	33	14	14.28	.792		-	-	-	31	1.4516	0	0
14/11/2017	9	Vx29	2.01	374.13	186	22	13.7	--	.801		-	-	-	20	0.5712	0	0
06/12/2017	9	-	3.55	2056.98	579	35	6	4.08	.816		-	-	-	14	0.5141	127.3	0
01/10/2018	16	1440	7.29	1912.80	262	33.3	16.7	17.34	.798		-	-	-	26	0.6716	0	0
02/10/2018	16	1440	6.41	1286.29	201	27.7	16.5	16.33	.787		-	80	16848	21	0.6344	0	0
03/10/2018	16	1440	6.11	2565.76	420	36.5	17	17.34	.788		-	1	52176	19	0.878	0	0
23/11/2018	16	1440	1.6	1882.46	1173	27	12.9	4.28	.808		-	-	-	12	2.4743	0	0
31/12/2018	16	600	0.8	1730.87	2158	18.3	11.8	4.69	.811		-	-	-	12	3.3448	0	0
12/02/2019	16	600	0.2	940.38	4702	30	14	3.57	.805		-	-	-	5	22.055	0	0
07/04/2019	16	600	0.53	2348.63	4404	23	16	4.38	.806		-	-	-	9	6.3408	0	0
07/07/2019	16	1440	0.63	3308.65	5256	29.8	15.8	15.64	.805		-	-	-	33	6.9681	0	0
18/09/2019	16	600	1.58	1326.88	842	18	14.5	5	.795		-	-	-	31	1.5869	0	0
09/07/2020	14	-	0.23	1051.80	4580	17.1	13.2	--	.808		-	-	-	35.4	8.4416	2099	0
09/09/2020	9	1440	2.13	1077.47	505	25.5	17.7	17.98	.804		-	-	-	35	0.6239	300	0
23/12/2020	16	600	4.97	1858.16	374	21	14	4.28	.8		-	-	-	21	0.6211	100	0
28/01/2021	16	1440	2.13	1713.90	804	18.7	16.1	16.03	.8		-	-	-	16	1.1017	20	0
29/01/2021	16	1440	2	2042.36	1022	19.1	16	15.96	.802		273	70	34442	11	1.2621	21.33	0
28/04/2021	16	600	0.4	2125.82	5356	19.5	14	4.38	.79		-	-	-	23	7.2242	0	0

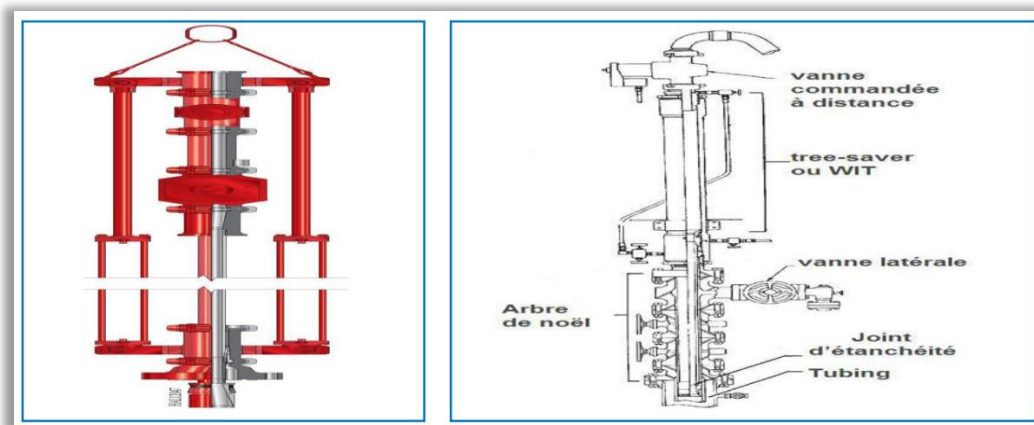
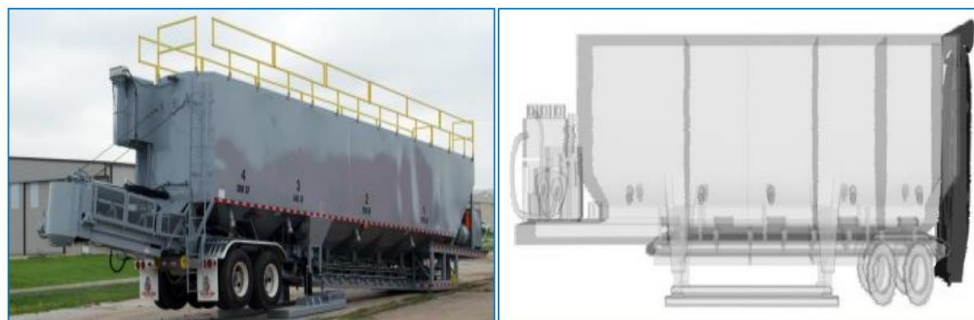
Equipements nécessaires pour l'opération de fracturation :**Figure 4 :** Schématisation d'une tree saver.**Figure 5 :** Frac tank (réservoir d'eau).**Figure 6 :** Réservoir de stockage des agents de soutènement.



Figure 7 : Blender.



Figure 8 : Pompe à haute pression.

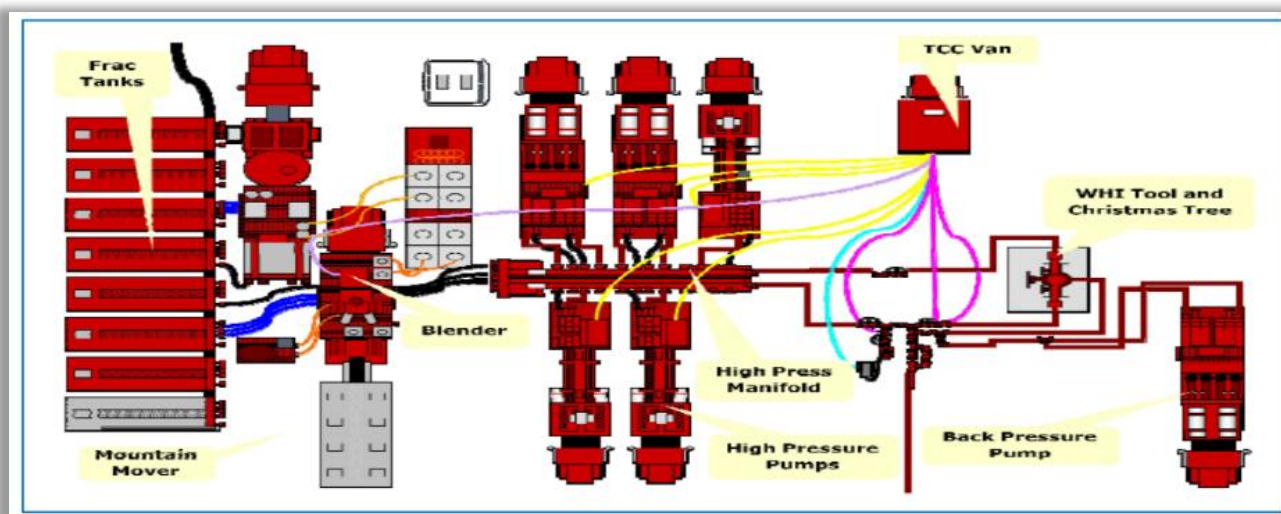


Figure 9 : Installation de surface d'une fracturation hydraulique.