

République Algérienne Démocratique Et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Kasdi Merbah Ouargla

N° Série :/2024



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 :

HADJILA Mohammed, HAMDOUNI Smail et NOUCER Hocine

-THEME-

**Analyse de la campagne de fracturation hydraulique à
Haoud Berkaoui en 2017**

Soutenue le : 05 / 06 / 2024 devant la commission d'examen

Jury :

Président : DJEBBAS	Fayçal	MAA	Univ. Ouargla
Examineur : DOUAK	Mohamed	MMA	Univ. Ouargla
Encadreur : OUZAZI	Mohamed	MAA	Univ. Ouargla
Co-Encadreur : ALI ZERROUKI	Ahmed	Professeur	Univ. Ouargla

Année universitaire 2023-2024

Remerciements

Voici venu le temps de mettre un point final à ce manuscrit et à ces années de travaux et des études effectués au sein de la faculté des hydrocarbures de l'université KASDI MERBAH.

Nous remercions tout d'abord notre Dieu qui nous a donné la force et la puissance pour terminer ce modeste travail.

Tous nos remerciements à notre promoteur M r : ALI ZERROUKI Ahmed qui nous a guidés à réaliser ce travail pour son suivi et son orientation

Tous nos remerciements à Mr. Djebbas Fayçal pour l'honneur qu'il nous a fait en acceptant de présider le jury de cette thèse.

Nous présentons également notre profonde reconnaissance à Mr. Douak Mohamed qui a accepté d'examiner notre travail.

Nous n'oublierons pas de remercier nos enseignants du département Production pour les efforts qu'ils ont fournis durant notre cursus afin de nous amener jusqu'au bout de la formation.

Notre sincère gratitude va aussi à tous nos collègues

Enfin, dans ces dernières lignes nous tenons à remercier nos parents, nos sœurs et nos frères, les conseils et les encouragements qu'ils nous ont toujours prodigués ainsi que pour leurs soutiens. Sans eux, nous ne serons pas où nous sommes et ce que nous sommes.

Merci encore à tous....

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A mes chers parents que dieu les garde

A mes chers enfants (Razane et Mouad) que dieu les garde

Mes chers frères et sœurs.

A toute mes amis.

HADJILA Mohammed

Je dédie ce modeste travail :

A ma chère mère que Dieu la guérisse, à mon père que Dieu le garde

A mes chers enfants (Alae, Israa, Meroua, Marya et Meriem) que dieu les garde

Mes chers frères et sœurs.

A toute mes amis.

HAMDOUNI Smail

Je dédie ce modeste travail :

A mes chers parents que dieu les garde

A mes chers enfants que dieu les garde (Ghaith Arahman et Azzadine)

Mes chers frères et sœurs.

A toute mes amis.

NOUCER Hocine

Résumé

Notre travail a pour objectif d'évaluer et étudier des opérations réussies et non réussies de la fracturation hydraulique. Avant d'entreprendre un traitement de stimulation, il est primordial de bien localiser la nature du problème de manière à choisir le type de traitement qui peut effectivement améliorer ou remédier à la situation sans porter préjudice à la formation. La fracturation hydraulique a considérablement augmenté les réserves récupérables de gaz et de pétrole qui contribué à la sécurité énergétique de notre pays.

Des campagnes de fracturation hydraulique ont été réalisées dans le champ de Haoud Berkaoui et qui ont donné des résultats variant entre bon ; acceptable et un autre échoué.

De l'interprétation des résultats, la prédiction de la géométrie de fracture et par la suite une comparaison est faite entre les résultats analytiques et celle de logiciel FracPro. On peut constater que l'évaluation est basée sur la caractérisation de l'état de puits avant et après l'opération de traitement. Sur cette base on peut juger la réussite de ce type de stimulation.

En fin on terminera notre travail par une évaluation économique pour estimer le gain de Production et le délai d'amortisse.

Mots-clés : Fracturation hydraulique, Shadow Frac, Main Frac, Fracture, Proppant, Pression de fermeture, Breakdown pressure

Abstract

Our work aims to evaluate and study both successful and unsuccessful hydraulic fracturing operations.

Before undertaking a stimulation treatment, it is essential to accurately identify the nature of the problem to choose the type of treatment that can effectively improve or remedy the situation without damaging the formation. Hydraulic fracturing has significantly increased the recoverable reserves of gas and oil, contributing to our country's energy security.

Hydraulic fracturing campaigns conducted in the Haoud Berkaoui field yielded results ranging from good to acceptable, while another one failed.

From the interpretation of the results, the prediction of the fracture geometry is made, followed by a comparison between the analytical results and those from the FracPro software.

It can be observed that the evaluation is based on characterizing the well condition before and after the treatment operation. On this basis, the success of this type of stimulation can be judged.

Finally, we will conclude our work with an economic evaluation to estimate the production gain and the payback period.

Keywords: Hydraulic fracturing, Shadow Frac, Main Frac, Fracture, Proppant, Closure pressure, Breakdown pressure

ملخص

هدف عملنا هو تقييم ودراسة عمليات الكسر الهيدروليكي الناجحة والغير ناجحة. قبل الشروع في عملية التحفيز، من الضروري تحديد طبيعة المشكلة بدقة لاختيار نوع العلاج الذي يمكن أن يحسن الوضع بفعالية أو يعالجه دون تلف الطبقة. عمليات الكسر الهيدروليكي زادت من الاحتياطيات القابلة للاسترداد من النفط والغاز بشكل كبير، مما ساهم في أمن الطاقة لبلدنا. وقد أسفرت حملات الكسر الهيدروليكي التي تمت في حقل حوض بركاوي عن نتائج تتراوح بين جيدة ومقبولة، في حين فشلت واحدة من العمليات.

من تحليل النتائج، يمكن التنبؤ بالشكل الهندسي للكسر، تليها مقارنة بين النتائج التحليلية وتلك من برنامج فراك برو، التي يمكن من خلالها يمكن تقييم النجاح أو الفشل الذي يستند إلى توصيف حالة البئر قبل وبعد عملية العلاج. وأخيراً، سنختتم عملنا بتقييم اقتصادي لتقدير الزيادة في الإنتاج وفترة استرداد التكاليف.

كلمات مفتاحية: الكسر الهيدروليكي، الكسر المصغر، الكسر الرئيسي، الكسر، الجسيمات الداعمة، ضغط الإغلاق، ضغط الانهيار

TABLE DES MATIERES

<i>Résumé</i>	IV
TABLE DES MATIERES.....	VIII
LISTE DES TABLEAUX.....	XII
LISTE DES FIGURES.....	IX
Introduction.....	1
CHAPITRE I :PRÉSENTATION DE LA RÉGION DE HAUD BERKAOUI (HBK).....	2
1.Introduction.....	3
2- Situation géographique :.....	3
4- Aperçu historique du champ de Haoud Berkaoui :.....	5
5- Les champs de la région Haoud Berkaoui :.....	6
5.1 Haoud-berkaoui :.....	6
5.2 Benkahla :.....	6
5.3 Guellala :.....	6
5.4 Périphérie :.....	6
6- Description et caractéristique du réservoir HBK :.....	8
6- 1 Aspect structurel :.....	8
6.2. Différents Réservoirs :.....	8
6.2.1 Série Inférieure :.....	8
6.2.2 Trias Argilo- Gréseux T1 :.....	9
6.2.3 Trias Argilo- Gréseux T2 :.....	9
6.3 Caractéristiques du réservoir :.....	10
6.4.Compositions minéralogiques moyennes du réservoir :.....	11
6.5 Propriétés des fluides de gisement :.....	11
7. Aperçu sur le forage :.....	12
8-Direction régionale de haoud berkaoui HBK :.....	13
8.1 Division E P :.....	14
8.1.1 Service Mesure :.....	14
8.1.3 Service Technique Puits :.....	14

9. Conclusion :	15
CHAPITRE II : MECANIQUE DES ROCHES	16
CHAPITRE II :	16
MECANIQUE DES ROCHES	16
1.Introduction :	17
2. Origine des roches :	17
3. L'Objectif principal de la mécanique des roches :	17
4 . Les propriétés mécaniques des roches	17
4 .1. Propriétés élasto- statiques :	17
4.2. Propriétés dynamiques de roche :	23
5. Contraintes s'exerçant sur le réservoir :	24
5.1. Contrainte totale verticale et horizontale (In-Situ) :	24
5.2. Les contraintes principales horizontales σ_H et σ_h :	25
5.3. Contraintes totales et contraintes effectives :	26
5.3.1. La contrainte effective (σ') :	26
5.3.2. Contraintes effectives aux parois du puits :	27
5.4. Courbure intrinsèque de rupture et la théorie de MOHR-COULOMB:	28
6. Modele simplifié & Aspect géométrique de la fracture :	29
7. Géométrie de la fracture :	30
8. Conclusion :	31
CHAPITRE III : FRACTURATION HYDRAULIQUE	32
1. Introduction :	33
2. Définition de la fracturation hydraulique :	33
3. Principe de la fracturation hydraulique :	33
4. Les différentes applications de la fracturation hydraulique :	34
5. Equipements nécessaires pour l'opération de fracturation :	35
5.1. Frac tank (réservoir d'eau) :	35
5.2. Blender (mélangeur) :	35
5.3. Mountain Mover (réservoir de stockage des agents de soutènement) :	36

5.4. High pressure pumps (pompe à haute pression) :	36
5.5. Manifold de haute pression :	36
5.6. Appareils des mesures :	37
5.7. Well head isolation Tool (Tree-saver ou WIT):	37
6. Fluide de fracturation :	38
6.1. Le Fluide Idéal :	38
6.2. Propriétés des fluides de fracturation :	38
7. Chronologie d'une opération de la fracturation hydraulique :	40
7.1. Génération de la fracture	40
7.2. Maintenance de l'ouverture de la fracture	40
7.3. Arrêt de pompage et fermeture de puits	41
7.4. Dégorgement et mise en production du puits	41
8. Déroulement de l'opération de fracturation hydraulique	41
8.1. Préparation du puits	41
8.2. Test d'injectivité	41
8.3. Mini Frac (Shadow frac ou data frac) :	42
8.4. Traitement principal ou fracturation proprement dite (Main Frac) :	45
8.5. Dégorgement de puits après le traitement :	45
9. Pression et gradient de fracturation	45
CHAPITRE IV :COMPAGNE DE FRACTURATION HYDRAULIQUE	49
1. Introduction :	50
Matériels et Equipment :	50
2. Puits MBB1 (PPH) :	51
2.1. Opportunité de la fracturation hydraulique :	51
2.2. Situation du puits :	51
2.3. Données De Forage :	51
2.4. Tests Des Espaces Annulaires :	52
2.5. Historique De Puits :	53
2.6. Préparation du puits pour la fracturation (phase pre-frac) :	54
2.7. Déroulement des opérations :	55
2.7.1 Test d'injectivité et Shadow frac (Le 10/12/2017)	55

2.7.2 Closing Pressure by Square Root:.....	57
2.7.3 Closing Pressure by G Function:	57
2.7.4 thermometrie: le 10/12/2017.....	58
2.7.5 Déroulement de l'opération 11/12/2017 :.....	58
2.7.6. Etapes de pompage « Main treatment » :.....	60
2.7.7. Opérations réalisées après Frac (post – Frac) :	60
2 .8. Evolution de la pression en tete apres frac :.....	61
3. Puits OKN70(PPH) :	63
3.1 Opportunité de la fracturation hydraulique :	63
3.2 Situation du puits :.....	63
3.3. Données de forage :.....	64
3.4. Tests des espaces annulaires :.....	64
3.5. Historique de puits :.....	65
3.6 .Commentaires :.....	65
3.7 Déroulement des operations :	66
3.7.1 Test d'injectivité et Shadow frac Le 14/12/2017	66
3.7.2 Interprétation de la thermométrie :.....	70
3.7.3 Etapes de pompage « Main treatment » :.....	71
4. Puits OKS30 (PPH) :	72
4.1 Opportunité de la fracturation hydraulique :	72
4.2 Jaugeage Sur Séparateur Mobile :	73
5. Puits OKN422 (PPH) :	73
5.1 Opportunite de la fracturation hydraulique :	73
5.3 Calcul D'amortissement :.....	74
5.1.Couts D'investissement De La Fracturation :	75
5.3. Apport De L'opération De La Fracturation:.....	76
5.4.Calcul D'amortissement Total De L'operation :.....	77
6. Couts D'investissement De La Fracturation :	77
7. Conclusion :.....	78

Conclusion Générale :	79
Références :	80

LISTE DES TABLEAUX

Tableau. I-1 : Les caractéristiques pétro physiques du champ HBK	7
Tableau. I-2 : Répressif des champs exploités dans le bloc 438.....	11
Tableau I.3: Propriétés de gaz et d’huile de gisement de Haoud Berkaoui	12
Tableau I.4: Propriétés de l’eau de gisement de Haoud Berkaoui	12
Tableau II.1 : Valeurs approximatives du module de Young.....	19
Tableau II.2 : Valeurs approximatives du Coefficient de Poisson.....	20
Tableau II.3 : Valeurs approximatives de la résistance à la compression	22
Tableau II.5 : Les valeurs approximatives de la Résistance en Traction	23
Tableau II.5 : La notation des contraintes principales.....	25
Tableau III.1: Le choix de Proppant	40
Tableau IV.1 : Évolution de la pression de fond statique	52
Tableau IV.2 :Résultats de jaugeage	52
Tableau IV.3 : Données de test d’injectivité et Minifrac.MBB1.....	55
Tableau IV.4 : Déroulement de la fracturation MBB1.....	58
Tableau IV.5 : Jaugeage avant et après le frac MBB1.....	60
Tableau IV.7 : Mesure de pression OKN70.....	64
Tableau IV.8 : Déroulement de la Mini frac OKN70.....	66
Tableau IV.9 : Data frac OKN70.....	66
Tableau IV.10 : Déroulement de la fracturation (main traitement) OKN70.....	69
Tableau IV.11 : Historique des jaugeages avant frac OKN70.....	71
Tableau IV.12 : Le potentiel estimé OKN70.....	72
Tableau IV.13 : Jaugeage après frac OKN422.....	73
Tableau IV.14 : Coûts d’investissement de la fracturation.....	74
Tableau IV.15 : Coûts global d’investissement et taux de l’opération par puits.....	74
Tableau IV.16 : Apport de l’opération de la fracturation.....	75

LISTE DES FIGURES

Figure. I-1 : Situation géographique de Haoud Berkaoui.....	3
Figure. I-2 : Situation géologique de Haoud Berkaoui.....	4
Figure. I-3 : Carte des principaux champs de la région de Haoud Berkaoui.....	7
Figure 1-4 : Sections stratigraphique de l'argilo-gréseux.....	10
Figure1- 5 : Direction regional de HBK.....	14
Figure II.1 : Essai de compression uniaxiale	19
Figure II.2 : Déformation liée à l'essai de compression uniaxiale.....	20
Figure II.3 : Essai de cisaillement.....	22
Figure II.4 : Schématisation des Contraintes principales in-situ.....	25
Figure II.5 : Evolution des Contraintes avec la profondeur.....	26
Figure II.6 : Action de la pression de pore sur l'état de contraintes.....	27
Figure II.7 : Contraintes effectives aux parois du puits.....	27
Figure.II.8 : Critère de rupture de Morh-Coulomb.....	29
Figure II.9 : Schéma d'une Fracture verticale à une seule aile.....	30
Figure II.10 : Dimensions d'une fracture.....	30
Figure II.11 : Géométrie d'une fracture verticale.....	31
Figure III.1 : fracturation hydraulique.....	33
Figure III .2 : Principe de la fracturation hydraulique.....	34
Figure.III.3 : Réservoir d'eau	35
Figure.III.4 : Mélangeur	36
Figure.III.5 : Réservoir de stockage d'agent de soutènement	36
Figure.III.6 : Pompe à haute pression	36
Figure.III.7 : Manifold de haute pression.....	37
Figure.III.8: Tree-Saver.....	38
Figure III .9 : Procédé de la fracturation hydraulique.....	41
Figure III.10 : Illustration de la procédure du test de débit par Incrément.....	43
Figure II.11 : Détermination de pression de propagation de la fracture.....	43
Figure III.12 : Détermination de la pression de fermeture.....	44
Figure III.13 : Test de déclin de pression.....	45
Figure III .14 : Évolution de la Pression au Cours de la Fracturation.....	46
Figure III .15 : Profil de pression dans une fracture en propagation.....	47
Figure IV.1 Plan de positionnement des équipements sur chantier.....	49
Figure.IV.2. Situation de puits.....	50
Figure IV.3. Evolution de la production mensuelle.....	53
FigureIV.4. Closing Pressure by Square Root: MBB1.....	56
FigureIV.5. Closing Pressure by G Function: MBB1	56
Figure IV.6. Thermométrie.....	57
Figure IV.7. Les étapes de pompage MBB1.....	59
Figure IV.8. Evaluation de pression après frac MBB1.....	60
Figure IV.9. Situation de puits OKN70.....	62
Figure IV.10. Le breakdown OKN70.....	67
Figure IV.11. Pression de fermeture OKN 70.....	67
Figure IV.12. Pression de fermeture OKN 70 G-Function.....	68
Figure IV.13. Thermométrie OKN 70.....	68
Figure IV.15. Les étapes de fracturation OKN 70.....	70
Figure IV.16. Le cout total de la fracturation par puits.....	75

LISTE DES SYMBOLES

Symbole	Signification	Unité
Pi	La pression d'initiation	Psi
Pc	La pression de couche	Psi
Pe	La pression d'extension	Psi
ΔPe	L'accroissement de la pression d'extension	Psi
σ_i	Contraintes principales effectives	Psi
δ_i	Contraintes principales totales	Psi
Cm	Compressibilité de la matrice	Psi
Cb	Compressibilité de la roche poreuse	Psi
α	Constante de BIOT / La déformation /	
ΔL	Variation de la longueur	m
L	La longueur	m
F	La force	N
A	La section	m ²
E	Le module de Young / ν Le coefficient de poisson /	
Δd	Changement de diamètre	m
d	Le diamètre	m
G	Le module de cisaillement /	
PF	Pression de fracturation	Psi
Pw	Pression d'injection en tête	Psi
Ph	Pression hydrostatique	psi
Pf	Les pertes de charge	psi
H	La profondeur	m
LF	Longueur de la fracture	m
XF	Extension de la fracture (la demi-longueur)	m
HF	La hauteur de la fracture	m
WF	Epaisseur de la fracture	m
R	Rayon de la fracture	m
FCD	Conductivité adimensionnelle de la fracture	
Kf	Perméabilité de la fracture	mD
K	Perméabilité de la formation	mD
IP	Index de productivité	Sm ³ /d/kg/cm ²
Φ	Porosité d'agent	%
[C]	Concentration d'agent	lb/gallon
μ_{gl}	Viscosité de gel linière	cp
μ_{gr}	Viscosité de gel réticulé	cp
PG	Pression de gisement	psi
BO	Facteur volumétrique d'huile	bbl/bbl
Cfiltration	Coefficient de filtration	ft/min 0,5

Q _{inj}	Débit d'injection	Bbl/min
PP	Pression de pore	Psi
P _{Net}	Net pression	Psi
T _{inj}	Temps d'injection	min
P _f	Pression de fermeture	psi
h _f	Hauteur de fracture	m
P _{inj}	Pression d'injection	psi
K _r	Perméabilité de réservoir	mD
P _r	Pression de réservoir	psi
Φ _r	Porosité de réservoir	%
H _{ut}	Hauteur utile	m
G _f	Gradient de frac	Psi/ft
H _{bp}	Hauteur de bas de perforation	m
H _{hp}	Hauteur de haut de perforation	m
d _{Perfos}	Densité des perforations	Shut/ft
ρ _{agent}	La masse volumique d'agent	g/cm ³
D _{Perfos}	Diamètre des perforations	in
f _T	Friction total	Psi
m _{Tagent}	La masse totale d'agent	lb
f _{BHP}	Friction au fond de puits	Psi
D _{agent}	Diamètre d'agent	in
S _w	Saturation en eau	%
ISIP	Instantaneous shut-in pressure	si
Re	Rendement	
P	puissance	ch
UP	Vitesse des ondes de compression (P)	ft/microsec
US	Vitesse des ondes de cisaillement (S)	ft/microsec
BSW	Basic sediment water (teneur en eau)	%

Introduction

La première mise en production d'un champ pétrolier se fait grâce à l'énergie naturelle du gisement. Au fil des années, la chute de la pression du gisement due au cumul de productions incitera les services opérationnels de réservoir à pratiquer la récupération assistée. Des anomalies de production comme le bouchage des perforations et d'autres anomalies pétro-physiques telle qu'une faible perméabilité nécessiterons le recours de la stimulation de réservoir ; Parmi les techniques fréquemment utilisées, on a la stimulation soit par acidification (acid job), ou bien par la création d'une transmissibilité artificielle (by-pass) dite: fracturation hydraulique.

L'acidification consiste à injecter de l'acide dans la matrice pour restaurer la perméabilité, par contre la fracturation hydraulique crée un drain perméable dans la roche, ceci accroît la productivité ou l'injectivité. Ce dernier type de stimulation fait l'objet de notre étude,

L'étude de fracturation hydraulique est basée sur des modèles de propagation. Chaque modèle à ses suppositions et ses limites d'application, et la fracture se propage selon une géométrie qui dépend de la nature et les propriétés de roche.

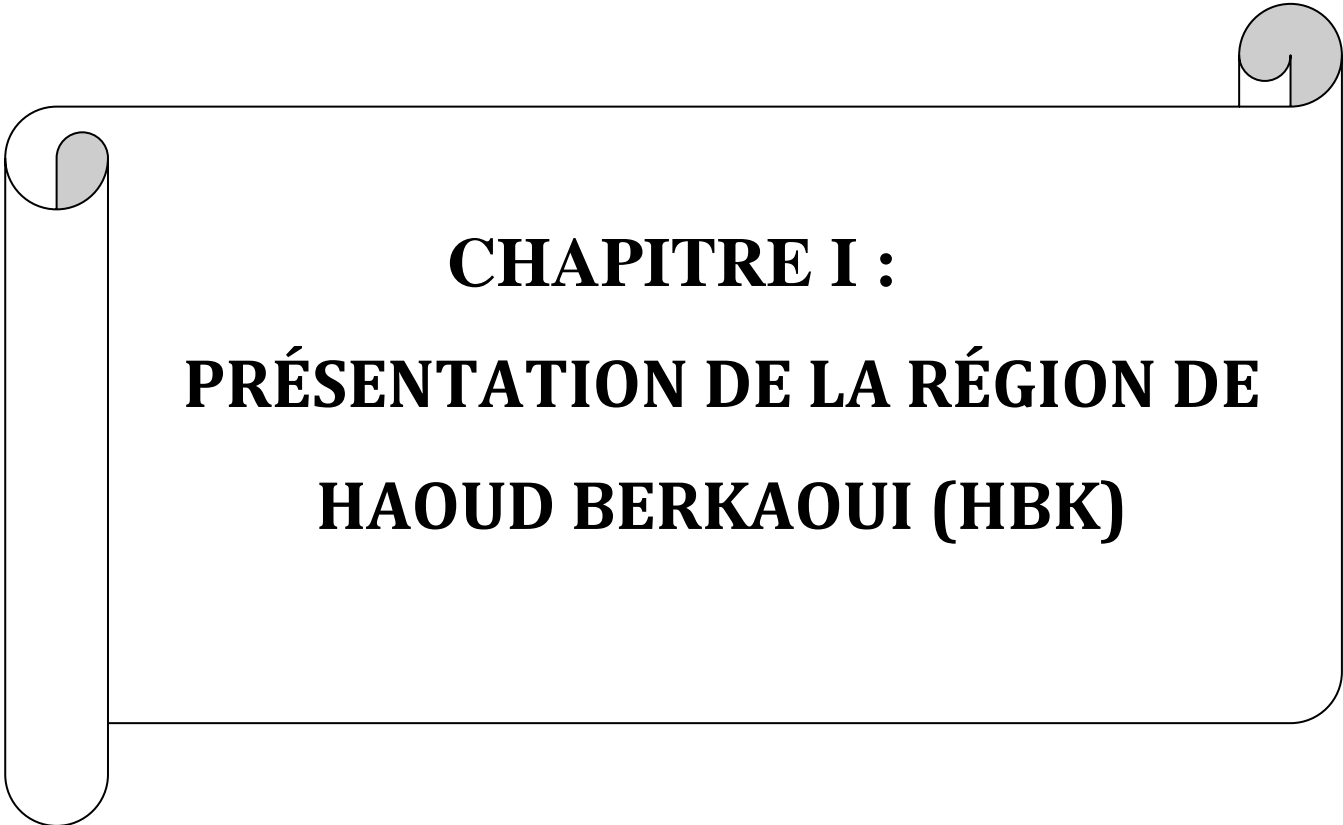
Dans le cadre de notre projet de mise en situation professionnelle au sein de la Division Production de Haoud Berkaoui, nous avons été confronté à l'étude et la réalisation d'une opération de stimulation par fracturation hydraulique sur des puits qui sera le thème de notre projet de fin d'étude. Pour ce faire notre mémoire englobe les chapitres suivants :

Chapitre I : Présentation de la région de Haoud Berkaoui.

Chapitre II : Généralités sur la mécanique des roches

Chapitre III : Généralités sur l'opération de Fracturation Hydraulique.

Chapitre IV : Etude et évaluation pratique de l'opération de Fracturation Hydraulique (exemple des puits réussis et des puits non réussis). Effectivement, un meilleur taux de récupération passe par un bon choix de puits à fracturer, et un design adéquat, on tient en compte de toutes les données nécessaires du puits considérés. L'utilisation de l'outil numérique par des simulations de l'opération peut ouvrir au service d'engineering la possibilité d'évaluer le gain de production et de faire plusieurs scénarios avant l'opération. Une étude technique seule ne suffit pas de dire que l'opération de fracturation est fiable, une étude économique s'avère nécessaire pour prendre une décision techniquement et économiquement fiable et attrayante

A decorative border resembling a scroll, with a vertical strip on the left and a horizontal strip at the top. The scroll is outlined in black and has a light gray shadow on the left side. The text is centered within the scroll.

CHAPITRE I :
PRÉSENTATION DE LA RÉGION DE
HAOUD BERKAOUI (HBK)

Chapitre I : Présentation de la région de Haoud Berkaoui (HBK)

1.Introduction

Ce chapitre rassemble des généralités sur la région de Haoud Berkaoui fait partie du bassin d'Oued Mya de la plateforme Saharienne. Elle partage l'histoire géologique commune à toute la zone avec des caractéristiques spécifiques. Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives intensives. D'autres parts, par la transformation diagenétique dans le réservoir lors de son enfouissement au cours du temps géologique, jusqu'à ce que le gisement a pris une forme tel que représentée par la configuration actuelle. Ces évènements peuvent quelques fois améliorer les caractéristiques pétro physiques (création des fissures naturelles), comme ils peuvent les réduire (diminution de la porosité par bouchage des pores). Donc la connaissance de la lithologie de ce champ est une étape cruciale qui serve énormément lors des interventions aux puits au cours de production.

2- Situation géographique :

La région de Haoud Berkaoui est l'une de des 10 (dix) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara Algérien. Elle se situe à environ 800 Km au Sud-est de la capitale, à 100 km au Nord-ouest de Hassi Massaoud et à 30 km d'Ouargla. Elle s'étend du Sud-est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême de Boukhzana près de la route de Touggourt **Fig. I-1** .

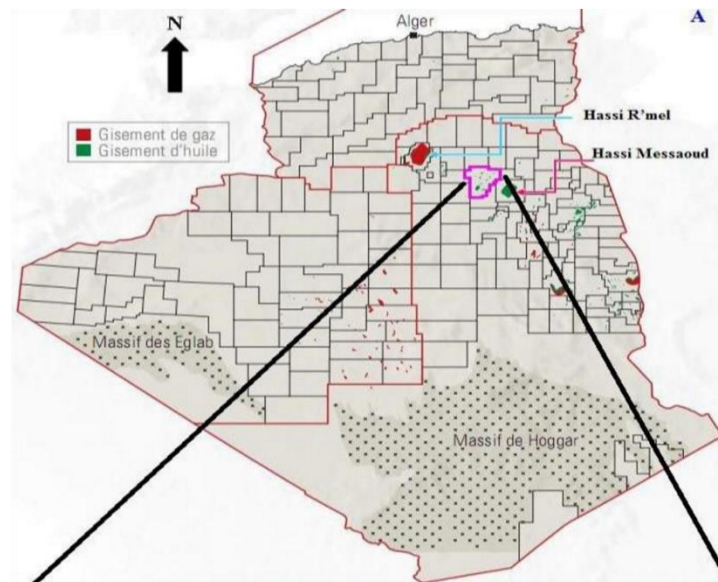


Fig. I-1 Situation géographique de Haoud Berkaoui

3 -Situation géologique :

La région de Haoud Berkaoui fait partie du bassin de Oued-Mya, ce dernier se situe dans la partie Nord du Sahara Algérien, il se localise exactement dans la province centrale.

Ce bassin a une configuration d'une dépression allongée d'orientation Nord-est/Sud-ouest acquise au cours du paléozoïque. Il est limité, au Nord par la zone haute de Djamâa -Touggourt, constituée de terrains d'âge Cambrien ; Au Nord-ouest le môle de Talemzane (Hassi R'mel) ; À l'Est, par la dorsale d'El-Agreb El-Gassi qui se prolonge jusqu'à Hassi Massaoud au Nord et au Sud par la dépression de Mouydir.

La région de Haoud- Berkaoui se situe au Nord de la dépression d'Oued-Mya (Bloc 438) (Fig. I-2). Cette structure se trouve dans la partie la plus subsidence orientée Nord-est/Sud-ouest. Elle est séparée du bourrelet d'Erg Djouad par un sillon dont l'amplitude varie de 200 à 400 Km, sa largeur varie de 25 à 30 Km au Sud-ouest et de 08 à 10 Km au Nord-est (**Fig. I-2**).

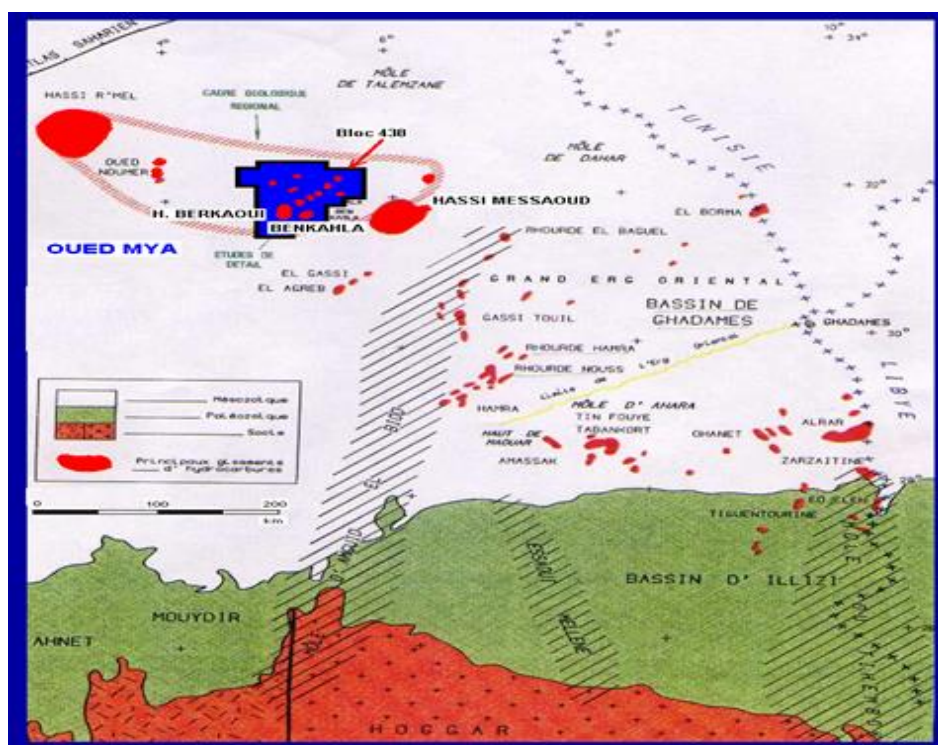


Fig. I-2 Situation géologique de Haoud Berkaoui

4- Aperçu historique du champ de Haoud Berkaoui :

La région a été gérée par Hassi Messaoud jusqu'à 1977, l'année dans laquelle est devenue autonome. Les études géophysiques réalisées dans la région d'Ouargla ont permis de révéler l'existence de deux (02) structures appelées : Haoud-Berkaoui et Ben Kahla, toutes les deux situées sur une surface d'exploitation de 1600 km².

Le premier sondage de la région était OA01 à Ouargla en 1963, C'était en Mars 1965 que le premier sondage OKJ101 est implanté au sommet de la structure de Haoud Berkaoui.

En l'espace de 30 ans, la région a connu des changements très importants au fur et à mesure de son développement dont voici les plus importants :

- **1965 -1976** : le champ était géré par le district de Hassi Messaoud
- **1976** : la région de HBK est devenue autonome
- **1963 - 1984** : découverte des champs périphériques considérablement grâce aux différentes découvertes et investissements dont les plus importantes sont :
- **1963** : découvertes du champ Ouargla par le sondage OAI.
- **1965** : découvertes du champ HBK par le sondage OKJ101, situé au sommet de la structure.
- **1966** : découvertes du champ Ben Kahla par le sondage OKP 24.
- **1969** : découvertes du champ Guellala par le sondage GLA 02.
- **1970** : extensions du centre Berkaoui pour recevoir la production de Ben Kahla.
- **1971** : mise en service du centre de production de Ben Kahla.
- **1972** : découverte du champ de Guellala Nord Est par le sondage GLA NE 01.
- **1976** : mise en service du centre de production de GLA.
- **1978** : mise en service du centre de production de BKH Nord Est (champ périphérique) et Création de la région HBK en 1978.
- **1979** : mise en service du centre de production de Draa Eltamra (champ périphérique).
- **1981** : démarrages d'injection d'eau à BKH et HBK.
- **1984** : extensions du centre de HBK en service de l'usine de traitement de gaz.
- **1993** : mise en service des nouvelles unités électriques d'injection d'eau GLA et BKH.
- **1995** : mise en service de nouvelle unité électrique d'injection d'eau à Berkaoui
- **1996** : mise en service de nouvelle unité de dessalage au centre de Berkaoui.
- **1999** : découvertes du champ de BKHE par le sondage BKHE1.

Chapitre I : Présentation de la région de Haoud Berkaoui (HBK)

- **2000** : réalisations de trois stations de déshuilage pour les principaux centres de Production de la région.

5- Les champs de la région Haoud Berkaoui :

Les champs de Haoud-Berkaoui sont répartis sur une superficie de 6300 km². Elle se compose de Quatre périmètres d'exploitation du gisement sur le territoire de la Wilaya de Ouargla et on distingue les champs suivants :

5.1 Haoud-berkaoui :

Le gisement de Haoud-Berkaoui s'étend sur une superficie de 175 Km² avec une élévation de 220 m par rapport au niveau de la mer. Il a été découvert en Mars 1965 par la CFPA (Compagnie Française du Pétrole Algérien) avec le forage OKJ101, situé au sommet de la structure. Ce gisement a été mis en production en Janvier 1967. La profondeur moyenne est de 3550 m.

5.2 Benkahla :

Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 72 Km², élevée de 209 m par rapport au niveau de la mer. Il a été découvert en Novembre 1966 par la même compagnie Française par le forage OKP 24. Il a été mis en production en 02 Mai 1967. La profondeur moyenne est de 3550 m.

5.3 Guellala :

Le gisement de Guellala à une surface de 35 Km² avec une élévation par rapport au niveau de la mer de 198 m. Il a été découvert en Octobre 1969 par le forage GLA 01. Il a été mis en production en Février 1973. La profondeur moyenne est de 3500 m (Série inférieure).

5.4 Périphérie :

La production de quelques puits se fait par une déplétion naturelle et d'autres sont activés par le gas-lift. Parmi ces petits champs on a :

- N'GOOSSA (N'GS)
- DRAA TAMRA (DRT)
- MELLALA (MEL)
- HANIET EL BAIDA (HEB)
- KEF EL AGROUB (KG)
- GUELLALA NORD-EST (GLANE)

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

Chapitre I : Présentation de la région de Haoud Berkaoui (HBK)

CARACTERISTIQUES	HAOUD BERKAOUI	BENKAHLA	GUELLALA
Profondeur moyenne (m)	3550	3300	3500
Pression initiale (kgf/cm ²)	518	532	532,5
Pression de bulle (kgf/cm ²)	188	180	185
Contact huile/eau initial (m)	3324	3324	3370
Porosité moyenne Φ (%)	8,8	9,3	9,3
Perméabilité moyenne K (md)	56,2	70,4	232
Saturation moyenne Sw(%)	32,7	32	22,3
Les réserves (m ³)	143,9.10 ⁺⁶	100.10 ⁺⁶	103,6. 10 ⁺⁶

Tab. I-1 Les caractéristiques pétrophysiques du champ HBK

La majorité des puits se trouve dans le champ de Haoud Berkaoui. Un puits producteur d'huile ;

1. Un puits producteur d'huile ;
2. Un puits producteur d'eau ;
3. Un puits Injecteur d'eau (maintien de pression).

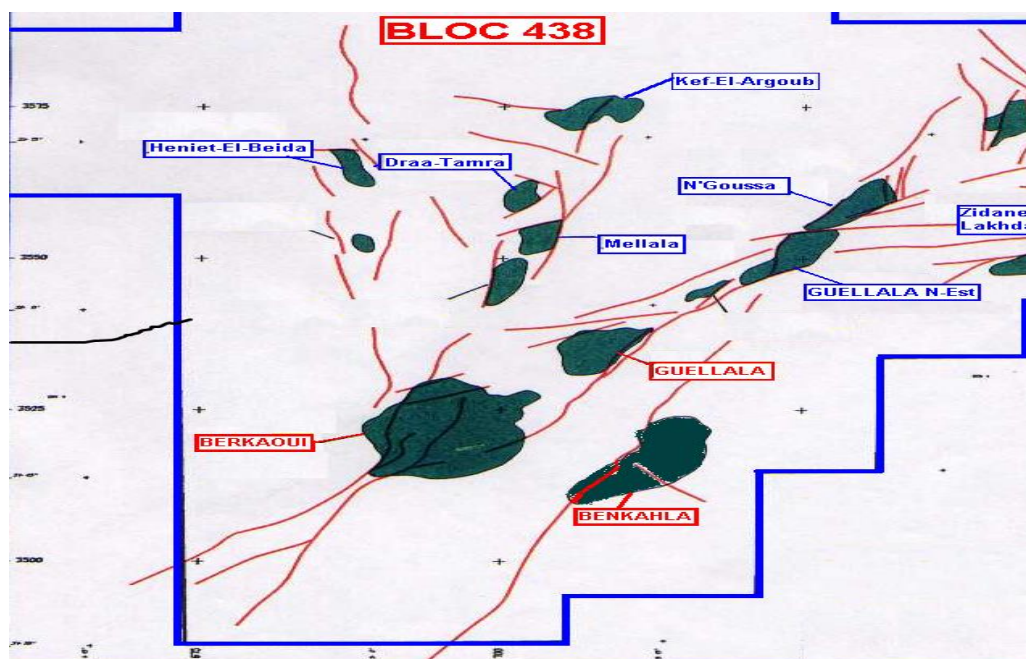


Fig. I-3 Carte des principaux champs de la région de Haoud Berkaoui

6- Description et caractéristique du réservoir HBK :

On distingue deux blocs au niveau du gisement de Haoud- Berkaoui, divisés par deux failles majeures d'orientation Sud- ouest /Nord- est (bloc des OKN a l'Est et bloc des OKJ à l'Ouest).

Le Trias argilo-gréseux a présenté des indices importants d'hydrocarbures. Il est composé de T2, T1 et la série inférieure (SI) dont deux (O2) sont productifs (T1 et SI) . Le troisième niveau (T2) est généralement compact. Les caractéristiques pétrophysiques de ce champ sont mentionnés dans le tableau précédent

6- 1 Aspect structurel :

La structure de Haoud- Berkaoui constitue la plus grande structure du bassin d'Oued- Mya. Elle a été soumise à plusieurs accidents structuraux créant un ensemble de failles dont les principales sont des failles normales subméridiennes de même direction qui définissent un hors central.

Le top du trias argilo-gréseux se situe à une profondeur moyenne de 3300 à 3500m. La structure est un anticlinal orienté Nord-sud d'environ 22 km de long et 15 km de large, avec un relief vertical de l'ordre de 300 m au- dessus du contact huile/ eau.

6.2. Différents Réservoirs :

La région de Haoud- Berkaoui est caractérisée par la présence de trois réservoirs qui sont :

6.2.1 Série Inférieure :

C'est le réservoir principal de la région. Ce gisement est considéré comme hétérogène avec une variation des caractéristiques pétro physiques dans tous les sens. Il est formé d'un empilement de lentilles gréseuses, métriques à décimétrique en épaisseur, hectométrique à kilométrique en longueur. La série inférieure est constituée de grés grossiers, de grés fins à moyen et de grés très fins pour terminer par des intercalations d'argiles souvent dolomitiques ; ainsi on distingue :

- **A la base** : des débris et galets d'argiles, formant des lits micro conglomératiques à stratification oblique à sub-horizontale, avec des grains hétéroclites de quartz sub-anguleux.
- **Partie médiane** : grés à grains moyens, arrondis à sub-arrondis, avec des films d'argiles et joints siliceux, en majorité, les grains de quartz sont blancs à beiges, à stratification oblique à horizontale.

- **Partie supérieure** : elle est constituée de dépôts fins, silts et argiles rougeâtres avec des plages et filonnets de dolomites, quelques plages et taches d'argiles verdâtres (observées dans le puits OKJ60).

L'ensemble gréseux de la série inférieure à une épaisseur relativement constante de 45 à 52 m. Il se biseaute très rapidement vers le Sud/Sud-est au niveau du champ de Ben Kahla : 19 m à OKR31 ; 8 m à OKS55 et 2,5 m à OKT06.

6.2.2 Trias Argilo- Gréseux T1 :

Cette formation représente le réservoir secondaire de la région. Il comprend une séquence positive constituée à la base de grés fins à moyens argilo- carbonaté, s'affinant régulièrement vers le haut pour terminer au sommet avec des argiles dolomitiques. Ce réservoir apparaît comme une nappe gréseuse relativement continue sur tout le gisement.

6.2.3 Trias Argilo- Gréseux T2 :

Ce réservoir directement su jacent au T1 présente des indices de présence d'huile, mais étant généralement compact, il n'est exploité que dans quelques puits. Il est constitué de grés fins à très fin avec une partie argileuse au sommet, les porosités varient de 2 à 4% avec des perméabilités moyennes de 0.1-34 md. Cette série présente de mauvaises caractéristiques.

L'unité T2 correspond à la dernière séquence détritique du Trias, gréseuse à la base avec un gré fin de couleur brun rouge, feldspathique, argilo- dolomitique, salifère et argilo-silteux au sommet, avec une argile de teinte brun rouge.

Dans le bloc 438, les épaisseurs sont relativement réduites et conditionnées par la présence des reliefs éruptifs, ainsi que les variations suggèrent un possible contrôle structural, notamment par le rejet de la faille majeure orientée NE-SO de Haoud Berkaoui, dans lequel l'épaisseur du T2 est assez variable de 13 à 33 m avec une moyenne de 22 m.

Au niveau de ce bloc, les grés du T2 sont relativement peu développés et surtout fortement affectés par une cimentation salifère précoce colmatant à l'échelle régionale le réservoir. Ceci conduit à envisager de grandes périodes dominées par un environnement lagunaire évaporitique, entrecoupées de périodes d'apports, durant lesquelles peuvent s'installer quelques cours d'eau tributaires alimentant la zone en grés fins à très fins qui seront par la suite cimentés par le sel.

Chapitre I : Présentation de la région de Haoud Berkaoui (HBK)

Les faciès du T2 sont encore plus fins et plus silteux que ceux du T1, et montrent une nette évolution de la séquence vers les dépôts du Trias argileux et salifère sus-jacents. Bien que les grès de base soient assez bien développés, surtout en direction du Nord-Ouest.

Ces grès sont sans intérêt réservoir notable à l'échelle de toute la zone, bien que de l'huile n'aient été produite à partir du T2 que sur deux (2) forages, notamment OKJ21 sur Haoud Berkaoui et NGS1 sur la structure du N'Goussa, avec des débits de l'ordre de 4 m³/h
Figure .1-5.






Age	Etages	Strati.	Lithologie	Epaisseur
T R I A S	T-2		Altern. d'argile silteuse et de silts, passées de grès beige à cim. argilo-dolomitique.	20 à 25m
	T-1		Alternance d'argile et de silts passées de grès beige ciment argilo siliceux fine altercal. de grès gris-blanc.	25 à 30 m
A R G I L O	ROCHE ERUPTIF		Andésite brun-rouge à brun sombre altérée en général au sommet. Présence de nodules de carbonates. Fines intercalations de joints d'argile ferrugineuse.	0 à 75 m
G R E S E U X	SERIE INFÉRIEUR		Grès gris beige fin, moy à grossier. Ciment carbonaté à siliceux. Passées de films d'argile verdâtre. Présence de pyr et nodules d'argile verte ou ferrugineuse.	15 à 60 m
	GOTHLANDIEN		Argile noire feuilletée pyriteuse, silt.	300 à 900m

Fig .1-5 sections stratigraphique de l'argilo-gréseux

6.3 Caractéristiques du réservoir :

Les niveaux producteurs : Le T1 et la SI du TAG, le T2 est généralement compact ; La température moyenne du réservoir : 100°C ;

- La hauteur totale moyenne de la SI (série inférieure) : 47 m ;
- La hauteur totale moyenne du T1 : 30 m ;
- La surface de la SI (série inférieure) : 41,1 Km².

Les champs exploités sont listés dans le tableau suivant :

Chapitre I : Présentation de la région de Haoud Berkaoui (HBK)

Bloc	Champ	Reservoir				
		T2	T1	SI	QH	D
438 c	Haoud Berkaoui		+	+	+	
	Benkahla			+		
	Guellala		+	+		
	Benkahla-Est	+		+		
	Erg El Arma-Nord, Guellala-Ouest, Medjbeb, Nechou-Nord, HBK-Ouest et HBK-Sud		+	+		
438 b	Mokhag El Kebach, Haniet El Mokta			+		
	Kaf El Argoub, Draa Etamra, Gareth Echchouf		+	+		
	Mellala, Zidane Lakhdar, Bab El Hattabt			+		
	Haniet El Beida		+			
	Guellala Nord-Est			+		+
	N'goussa		+	+		+
	Sahane-Boukhazana					+

Tab. I-2 Tableau représentatif des champs exploités dans le bloc 438

6.4. Compositions minéralogiques moyennes du réservoir :

- Minéraux non argileux :

- Quartz : (82 - 96) %
- Dolomite : (2 - 8) %
- Anhydrite : (0 - 1) %
- Sidérite : (0 - 1) %

- Minéraux argileux :

- Illite : (1 - 9) %
- Chlorite : (0 - 2) %
- I-M : (0 - 1,5) %

- Liants et ciments :

- Quartz second : (9 - 12) %
- Calcite : (3 - 8) %

➤ **Remarque** : Des traces d'Halite d'Anhydrite et d'Orthoclases ont été détectées.

6.5 Propriétés des fluides de gisement :

▪ Propriétés du gaz et de l'huile :

Chapitre I : Présentation de la région de Haoud Berkaoui (HBK)

	GAZ			HUILE	
	Bg(m ³ /stm ³)	Viscosité (cp)	Densité	Bo(m ³ /stm ³)	Viscosité (cp)
A la pression de bulle	0.00581	0.022	0.2030	1.59	0.245
A la pression de gisement initiale	0.00347	0.0419	0.350	1.46	0.337

Tab I.3 : Propriétés de gaz et d'huile de gisement de Haoud Berkaoui

Propriétés de l'eau de gisement :

Eau (à la pression de gisement initiale)		
Masse volumique (à 103°C)	Viscosité (à 103°C)	G.W. R
1.22 g /cm	0.760 cp	0.40 stm ³ /stm ³

Tab. I.4 : Propriétés de l'eau de gisement de Haoud Berkaoui

- La compressibilité : 0,2494 (1/Kg/cm²)
- La pression de saturation (à 103°C) : 148 Kg/cm²
- F.V.F (à 15,6°C) : 1,041 m³/stm³
 - A la pression atmosphérique :
- La densité (à 20°C) : 1,264 g/cm³
- La résistivité (à 25°C) : 0,061 ohms m²/m
- La viscosité (à 15.6°C) : 0,370 cpo

7. Aperçu sur le forage :

Tous les puits à HBK sont forés verticalement, sauf quelques puits qui ont subi des faibles déviations. Les différentes phases de forage d'un puits dans le champ sont indiquées ci-dessous.

- **Phase de démarrage (26'')** : à environ + 260 m

Chapitre I : Présentation de la région de Haoud Berkaoui (HBK)

- **Phase de forage 17''^{1/2} ou 16''** : à environ ± 770 m
- **Phase de forage 12''^{1/4}** : à environ ± 2600 m
- **Phase de forage 8''^{1/2}** : fond à ± 3450 m
- **Phase 6''** : c'est la phase la plus intéressante qui traverse le réservoir

L'objectif principal de la phase 6'' est la Série Inférieure du Trias. Les Grès du réservoir T1 constituent un objectif secondaire dans le cas où le tubage 7'' est posé dans le T2.

La boue de cette phase est alourdie avec du Carbonate de Calcium (CaCO_3), produit Acidifiable qui n'endommage pas le réservoir. La densité requise est généralement :

- **d = 0.90 à 1.20** si les Grès du T1 sont couverts par le tubage 7''
- **d = 1.40 à 1.50** si les Grès du T1 sont en découvert 6''.

Cote d'arrêt : 50m dans le Silurien (à environ ± 5550 m).

Le problème anticipé au cours de forage de cette phase est le risque de venue de gaz des Grès du T1 s'ils sont en découvert.

8-Direction régionale de haoud berkaoui HBK :

La direction régionale de HBK est sous l'autorité hiérarchique de la division production, elle-même sous l'autorisé » hiérarchique de la direction régionale de l'important groupe pétrolier SONATRACH.

Cette direction régionale englobe plusieurs directions et division :

- Division exploitation
- Division maintenance
- Division engineering et production
- Division sécurité
- Division Approvisionnement et transport
- Division informatique
- Division Intendance
- Division ressources humaines et moyens
- Division finance

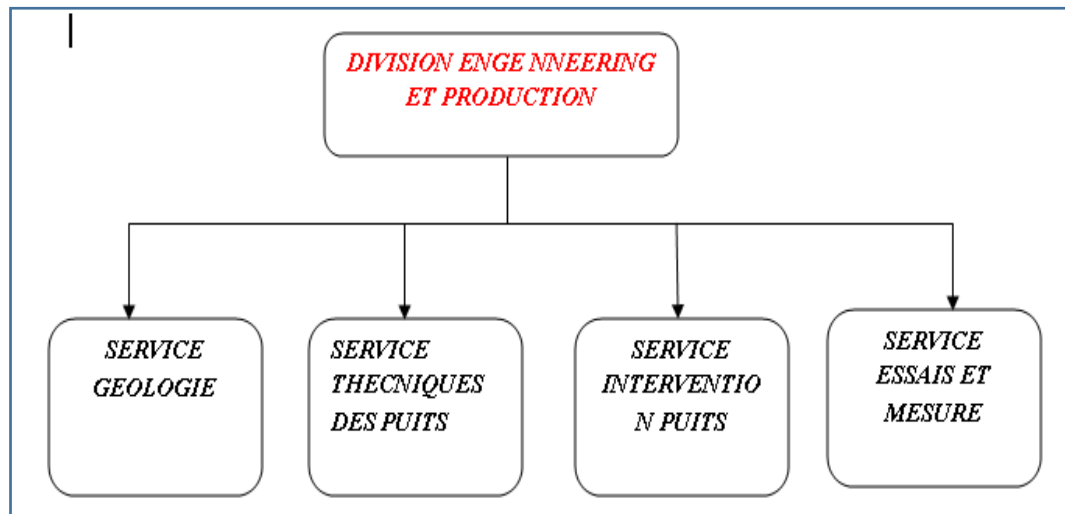


Fig. 1-5 Direction regional de HBK

8.1 Division E P :

Cette structure est chargée des tâches technico-scientifiques et de la production de l'huile. Elle s'occupe de la recherche, forages, études sismiques auquel s'ajoutent l'exploitation et le transport des hydrocarbures de puits vers le centre de production.

8.1.1 Service Mesure :

C'est un service de contrôle des puits (état de puits), Il prend des mesures sur les têtes de puits, a chaque jour les agents de ce service prend des mesures les pressions de production et l'injection de chaque puits

8.1.2 Service Intervention Puits :

- ❖ Operations Wireline, Coiled Tubing et Snubbing
- ❖ Operations Workover

8.1.3 Service Technique Puits :

- ❖ Stimulation
- ❖ Programmation
- ❖ Les Essais De Puits

8.1.4 Service Géologie Forage :

- ❖ Détermination des caractéristiques pétro- physique de réservoir.
- ❖ Description des carottes (les indices d'huile, gaz, ... etc.).
- ❖ Supervision géologiques el la supervision des opérations électriques.

9. Conclusion :

La région de Haoud-Berkaoui représente une zone productrice d'hydrocarbures du Sahara Algérien, elle est composée essentiellement de plusieurs champs : Haoud-Berkaoui, Benkahla et champ de Guellala et la Périphérie. Avec trois réservoirs : Trais Argilo- gréseuse T1, Trais Argilo-gréseuse T2, Série inférieure qui est le Réservoir principal de la région et de porosité moyenne égale 8.8 % et de Perméabilité moyenne 56.2 %.

Après des années d'exploitation, les problèmes liés à la production commencent à apparaître, qui sont déplétion de réservoir, venue d'eau prématurée dans les puits producteurs Par percée d'eau, colmatage des abords des puits par la boue de forage, Bouchage des perforations et la colonne de production à cause des dépôts de sel. Le gisement de Haoud Berkaoui se caractérise par :

- Origine de dépôt (sédimentation fluviatile)
- Hétérogène et anisotrope point de vue caractéristiques pétrophysiques (porosité, perméabilité et saturation) des trois réservoirs dans les différents champs ;
- Rassemble homogène de vue structurel (Anticlinal).

Ces facteurs d'hétérogénéité et d'anisotropie vont provoquer une diminution de la récupération par rapport à un milieu homogène idéal, et vont entraîner une difficulté d'interpolation des valeurs des paramètres au puits



CHAPITRE II :
MECANIQUE DES ROCHES

1.Introduction :

Un aperçu global sur les propriétés mécaniques de la roche sera abordé dans ce chapitre ; 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 géomecanique de la fracture qui sera développé dans les prochaines parties.

Avant d'exposer plus en détails le mécanisme de la fracturation hydraulique, il est important de rappeler d'abord les définitions des contraintes principales s'exerçant sur la roche, puis les propriétés mécaniques et petro physiques de certaines roches réservoirs. La mécanique des roches est la science qui analyse le comportement mécanique des formations.

2. Origine des roches :

La roche est une substance solide composée de minéraux. La formation des roches dépend de 3 origines :

- Roches magmatiques : elles résultent du refroidissement du magma (granite, basaltes, etc.).
- Roches sédimentaires : les roches sédimentaires de la lithification des sédiments ; elles résultent de la décomposition des roches d'origine magmatiques ou métamorphiques et couvrent plus de trois quarts de la surface des continents et presque la totalité des fonds des océans. Elles sont caractérisées par leur épaisseur limitée (calcaires, grés, roches argileuses, etc.).
- Roches métamorphiques : leur formation est due à un phénomène de transformation à l'état solide des roches sédimentaires ou magmatiques sous l'effet de hautes pressions et/ou augmentation de la température (marbre, quartzites, schistes...).[1]

3. 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-Etre 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. [4]

4 . Les propriétés mécaniques des roches**4 .1. Propriétés élasto- statiques :**

En utilisant les relations contrainte-déformation, les constantes élastiques peuvent être déterminées à partir d'un échantillon de la roche sous charge, par l'utilisation des équipements différents. Ces constantes sont généralement appelées les constantes élastiques statiques. Les

constantes élastiques peuvent également être déterminés en utilisant les relations de la propagation des ondes mesurées et les vitesses des ondes élastiques, qui sont généralement appelés les constantes élastiques dynamiques. [4]

En supposant qu'une roche isotrope comporte de manière élastique alors :

$$\begin{pmatrix} \sigma_1 \\ \sigma_2 \\ \sigma_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \lambda + 2\mu & \lambda & \lambda \\ \lambda & \lambda + 2\mu & \lambda \\ \lambda & \lambda & \lambda + 2\mu \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \varepsilon_3 \end{pmatrix} \quad (1)$$

Où : λ et μ sont les constantes de Lamé

Cette relation implique que chaque composante de la contrainte est une fonction linéaire des composants d'efforts

$$\sigma_i = \lambda \Delta + 2\mu \varepsilon_i \quad (2)$$

$$\text{Où : } \Delta = \sum_{i=1}^3 \varepsilon_i \quad (3)$$

4.1.1. Module de Young :

Tout corps soumis à une contrainte, se déforme sous l'effet de cette contrainte jusqu'à une certaine limite (caractéristique du matériau considéré). Cette déformation est élastique, c'est-à-dire que le corps testé reprend sa forme initiale lorsque la contrainte cesse. Pour des contraintes faibles, la déformation est proportionnelle à la contrainte. [7]

La rigidité d'un matériau, appelée module de *Young* noté (E), est caractérisé par la pente de la courbe $\sigma = F(\varepsilon)$. Alors le module de Young (E) représente le rapport de la contrainte axiale à celui la déformation axiale. Ainsi, pour un essai de compression uniaxiale ($\sigma_2 = \sigma_3 = 0$). En effet, ce coefficient caractérise la raideur de la matière. A contrainte égale, un matériau ayant un module d'élasticité élevé subira une déformation plus faible qu'un matériau ayant un petit module d'élasticité. [4]

En utilisant l'équation de la partie (II.3.1) ; on obtient :

$$\begin{cases} \sigma_1 = \lambda(\varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3) + 2\mu\varepsilon_1 \\ \sigma_2 = \lambda(\varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3) + 2\mu\varepsilon_2 \\ \sigma_3 = \lambda(\varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3) + 2\mu\varepsilon_3 \end{cases}$$

A partir de ces équations, on a :

$$\begin{aligned} \varepsilon_2 &= \varepsilon_3 \text{ et } 2(\mu + \lambda)\varepsilon_3 = -\lambda\varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 = \varepsilon_3 &= -\frac{\lambda}{2(\mu + \lambda)}\varepsilon_1 \end{aligned}$$

En remplaçant ces termes dans l'équation de σ_1 , on obtient la formule générale :

$$\sigma_1 = \frac{\mu(3\lambda + 2\mu)}{\lambda + \mu} \varepsilon_1$$

Et à partir de la définition du module de *Young*, on peut conclure que :

$$E = \frac{\mu(3\lambda + 2\mu)}{\lambda + \mu}$$

La rigidité d'un matériau peut donc être caractérisée par la pente de la courbe $\sigma = f(\varepsilon)$. La valeur de la pente est caractéristique du corps considéré et est appelée : module de Young (noté E) donné généralement en [psi].

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

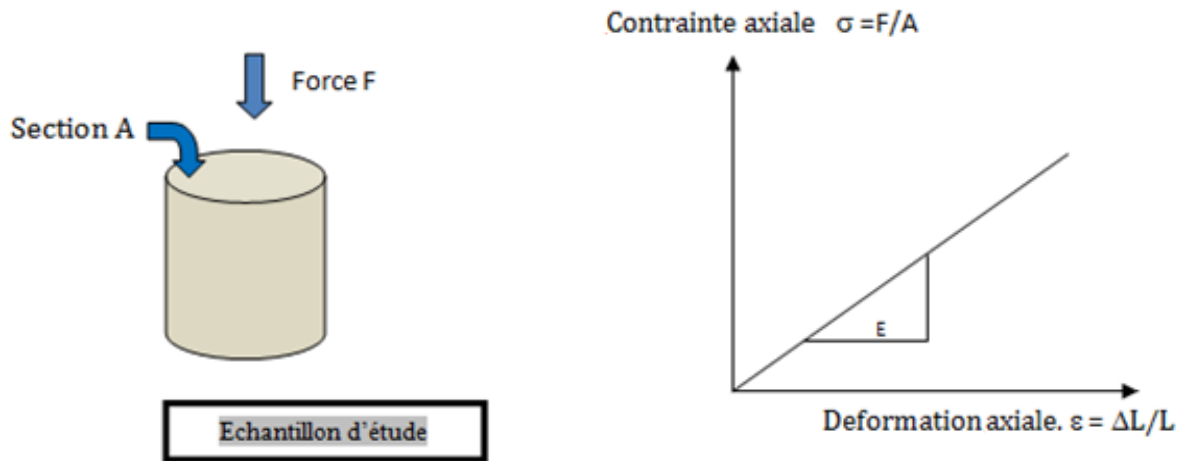


Fig. II.1 : Essai de compression uni axiale

Le tableau suivant représente les valeurs du module de Young pour les différents types de roches :

Lithologie	Module de Young [psi]
Grés	2 à 5.10 ⁶
Grés compacte	6 à 10.10 ⁶
Calcaire	8 à 12.10 ⁶
Charbon	0,1 à 1.10 ⁶
Argiles	1 à 10.10 ⁶

Tab. II.1 : Valeurs approximatives du module de Young

4.1.2. Coefficient de Poisson :

Le Coefficient de *Poisson* (ν) , sans dimension est défini comme étant le rapport entre la variation de la dimension latérale (changement de diamètre) par rapport à la variation de la

dimension axiale ou longitudinale (changement de longueur), lorsque l'échantillon est soumis à une compression. [4]

(La Figure II.2) représente la déformation (latérale et longitudinale) associée à un essai de compression uniaxiale.

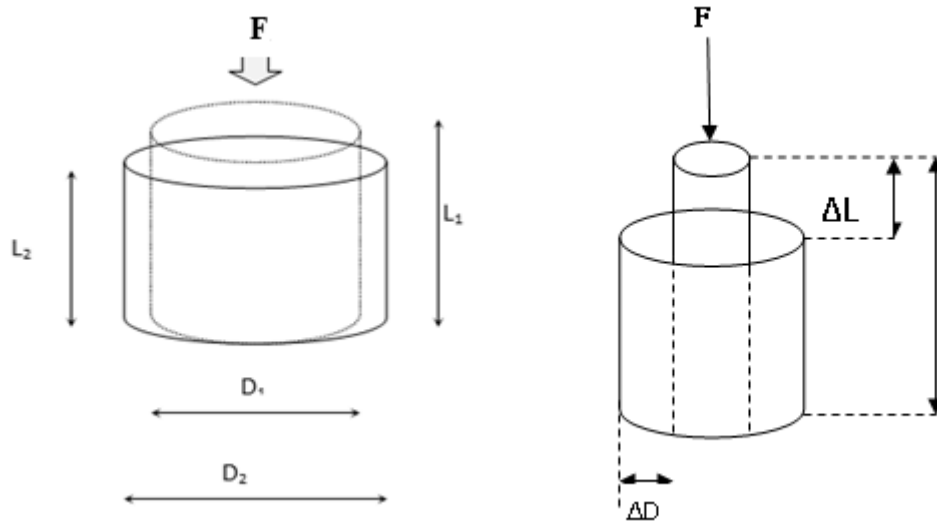


Fig. II.2 : Déformation liée à l'essai de compression uniaxiale

La déformation axiale :

$$\epsilon_1 = \epsilon_{axial} = (L_1 - L_2) / L_1$$

La déformation latérale (diamétrale) :

$$\epsilon_2 = \epsilon_{circ} = (D_1 - D_2) / D_1$$

Le coefficient de *Poisson* est :

$$\nu = \frac{-\epsilon_2}{\epsilon_1}$$

$$\nu = \frac{\lambda}{2(\lambda + \mu)}$$

(Tableau III .2): Le coefficient de Poisson varie suivant la nature des roches comme indiqué dans le

Lithologie	Coefficient de Poisson
Grés	0.15 à 0.25
Calcites	0.20 à 0.30
Marnes	0.40 à 0.45
Sels	0.30 à 0.40

Tab. II.2 : Valeurs approximatives du Coefficient de Poisson

Source : Wikipédia

4.1.3. Module en bloc (Bulk Modulus) :

Le module en bloc (k) qui est obtenu en utilisant un essai hydrostatique ;

($\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3 = P$), représente le rapport de la pression hydrostatique appliquée sur la déformation volumétrique produite.

$$K = \frac{\sum_{i=1}^3 \sigma_i}{3\Delta} \quad \text{Avec :} \quad \Delta = \sum \varepsilon_i$$

$$K = \frac{\sum \lambda \Delta + \sum 2\mu \varepsilon_i}{3 \sum \varepsilon_i} \quad \text{Or :} \quad K = \frac{3\lambda \sum \varepsilon_i + 2\mu \sum \varepsilon_i}{3 \sum \varepsilon_i}$$

Par conséquent :

$$K = \lambda + \frac{2}{3}\mu$$

On peut montrer que le module en bloc est lié au module de *Young* et au coefficient de *Poisson* comme suit :

$$K = \frac{E}{3(1-2\nu)}$$

4.1.4. Module de Cisaillement :

Le module de cisaillement (*G*) est une mesure de la résistance d'un échantillon de roche à l'effort de cisaillement, c'est le rapport entre l'effort de cisaillement à la contrainte de cisaillement ;

$$G = \frac{\tau_s}{\gamma_s}$$

G : représente l'équivalent à la deuxième constante du Lamé, μ .

$$\gamma_s = \text{tg}(\theta) = x/h$$

Comme montré sur la (Figure II.3).

Le module de cisaillement (*G*) peut être calculé à partir du module de *Young* et le coefficient de *Poisson* (méthode indirecte) ;

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)}$$

Il peut également être lié à la constante de Lamé (λ) et au module en bloc (*K*).

$$G = \frac{3(K - \lambda)}{2}$$

λ Est calculée à partir de module de *Young* et le coefficient de *Poisson* par :

$$\lambda = \frac{E\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)}$$

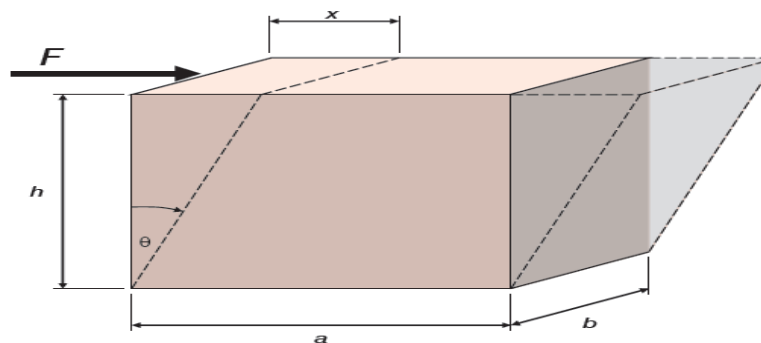


Fig. II.3 : Essai de cisaillement

4.1.5. Résistance en Compression Simple (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 III.4). [14]

Type de roche	R_c (bars)
Marnes	25 à 50
Calcaires tendres	100 à 200
Grés peu consolidés	300 à 400
Grés consolidés	600 à 700
Grés très consolidés	> 1000
Calcaires durs et très durs	1500 à 2000

Tab. II.3 : Valeurs approximatives de la résistance à la compression

4.1.6. Résistance en Traction (R_T) :

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 III.5).

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. [14]

Type de roche	R_T (bar)	
	Essai brésilien	Essai traction

Grès consolidés	30 à 50	3 à 10
Calcaires tendres	10 à 15	Négligeable
Calcaires durs et très durs	100 à 150	15 à 30

Tab. II.4 : Les valeurs approximatives de la Résistance en Traction

4.2. Propriétés dynamiques de roche :

- Vitesses soniques longitudinale et transversale :

La vitesse des ondes longitudinales (ou compression) elles dans un milieu élastique est liée au module dynamique et au coefficient de Poisson par la relation : [14]

$$V_c = \sqrt{\frac{E}{\rho} \frac{1-\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)}}$$

La vitesse des ondes transversales (ou de cisaillement) s'exprime par la relation :

$$V_s = \sqrt{\frac{E}{2\rho(1+\nu)}}$$

Dans ces relations ρ désigne le poids spécifique du matériau .La vitesse V_c varie :

- de 1 500-2 000 m/s pour les roches tendres;
- a 4 000-5 000 m/s pour les grès et calcaires très consolidés.

Ces vitesses sont déduites de l'interprétation des logs soniques.

A partir des mesures de V_c et V_s , on déduit les valeurs du module dynamique et du Coefficient de Poisson. [14]

$$E_d = \frac{\rho_b V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2} = 2\mu(1 + \nu_d)$$

$$\mu_d = G_d = \rho V_s^2 = \frac{\rho_b}{t_s^2} a$$

$$\nu_d = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} = \frac{\frac{1}{2} \left(\frac{t_s}{t_c} \right)^2 - 1}{\left(\frac{t_s}{t_c} \right)^2 - 1}$$

$$K_d = \rho_b \left(\frac{1}{t_c^2} - \frac{4}{3t_s^2} \right) a$$

Où :

ρ_b = densité, (g/cm³)

ν_d = Coefficient de Poisson dynamique,

$G_d = \mu_d$ = module de cisaillement dynamique, en psi,

E_d = module de Young dynamique, en psi,

K_d = module en bloc dynamique, en psi,

t_c = temps de passage de l'onde longitudinale, en $\mu\text{sec}/\text{ft}$,

t_s = temps de passage de l'onde transversale, en $\mu\text{sec}/\text{ft}$,

a = facteur de conversion = 1,34 10¹⁰

V_p = vitesse de l'onde de compression, et

V_s = vitesse de l'onde de cisaillement.

5. Contraintes s'exerçant sur le réservoir :

5.1. Contrainte totale verticale et horizontale (In-Situ) :

La contrainte principale verticale ou contrainte géostatique (δ_1) (*Overburden pressure*) est la contrainte exercée par le poids des sédiments, donnée par la relation suivante :

$$\delta_1 = \int_0^H \rho(H) \cdot g \cdot d(H)$$

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 . [4]

	Notation française	Notation américaine
Contrainte Verticale principale	σ_1	σ_v
Contrainte Horizontale principale maximale	σ_2	σ_H
Contrainte Horizontale principale minimale	σ_3	σ_h

Tab. II.5 : La notation des contraintes principales

A noter :

- Les contraintes δ_2 et δ_3 peuvent être différentes suivant l'importance et l'orientation des phénomènes tectoniques.

- Les contraintes δ_2 et δ_3 sont égaux, si le réservoir est tectoniquement au repos.
- Le plus souvent δ_2 et δ_3 sont inférieurs à δ_1 : la pression de la fracturation verticale fournit alors une valeur légèrement par excès de la plus petite contrainte horizontale.
- Dans certains cas particuliers, δ_2 et δ_3 peuvent être supérieur à δ_1 : anticlinaux très accentués par exemple ou faibles profondeurs ...
- La fracturation se dirige dans la direction de la plus faible résistance, c'est-à-dire la fracture se propage perpendiculairement à la contrainte minimale. L'amplitude des contraintes en fonction de la profondeur montre qu'à partir d'une certaine profondeur, la contrainte horizontale devient plus faible que la contrainte verticale.

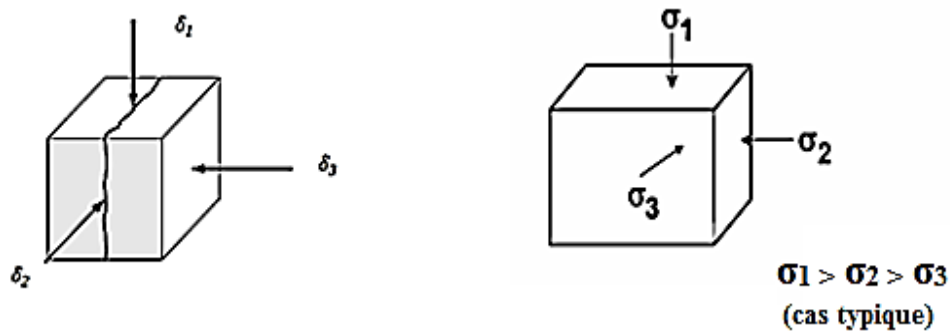


Fig. II.4 : Schématisation des Contraintes principales in-situ

5.2. Les contraintes principales horizontales σ_H et σ_h :

- Elles résultent en grande partie des conditions géologiques et tectoniques in situ ;
- Elles varient en fonction de l'activité tectonique locale ;
- Elles se valent si le réservoir est tectoniquement stable ;
- Dans certains cas, elles peuvent avoir des valeurs supérieures à celles de σ_v ; [4]

L'évolution des contraintes avec la profondeur est illustrée dans la (Figure II.5).

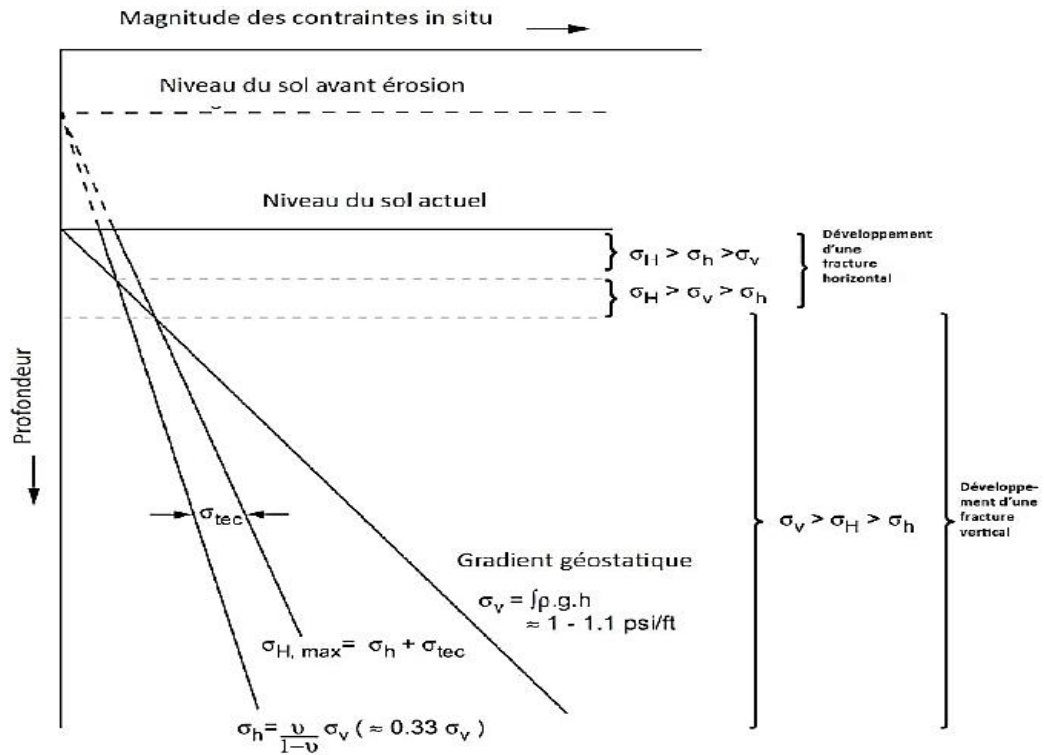


Fig. II.5 : Evolution des Contraintes avec la profondeur

5.3. Contraintes totales et contraintes effectives :

5.3.1. La contrainte effective (σ') :

Le fluide qui se trouve dans les pores de la roche est soumis aux contraintes totales qui s'exercent. Cela veut dire que la contrainte effective (σ') générée par la matrice des grains de la roche est plus petite que la contrainte totale [3]

Dans un milieu poreux, saturé par un fluide à la pression P (Figure II.6), les contraintes principales effectives s'exerçant sur le squelette sont reliées aux contraintes principales totales par la relation:

$$\sigma_i = \delta_i - \alpha P$$

Ou:

δ_i : contrainte totale (i=1.2.3) ;

σ_i : contrainte effective;

P : pression de pores, ou pression de gisement, ou pression de couche, ou pression interstitielle.

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

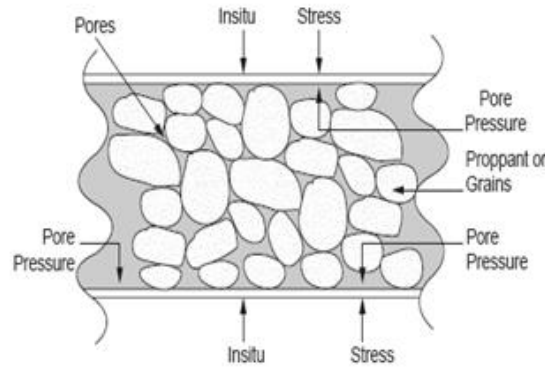


Fig.II.6 : Action de la pression de pore sur l'état de contraintes

5.3.2. Contraintes effectives aux parois du puits :

Si la roche réservoir est assimilable à un milieu élastique, les contraintes effectives σ_r et σ_θ aux parois du puits s'exprime en fonction de σ_1 , σ_2 et σ_3 par les relations :

$$\sigma_r = \frac{\sigma_2 + \sigma_3}{2} \left(1 - \frac{a^2}{r^2}\right) + \frac{\sigma_2 - \sigma_3}{2} \left(1 + \frac{a^4}{r^4} - \frac{4a^2}{r^2}\right) \cos 2\alpha$$

$$\sigma_\theta = \frac{\sigma_2 + \sigma_3}{2} \left(1 + \frac{a^2}{r^2}\right) - \frac{\sigma_2 - \sigma_3}{2} \left(1 + \frac{3a^4}{r^4}\right) \cos 2\alpha$$

La (Figure II.7) indique la répartition des contraintes effectives aux parois du puits ;

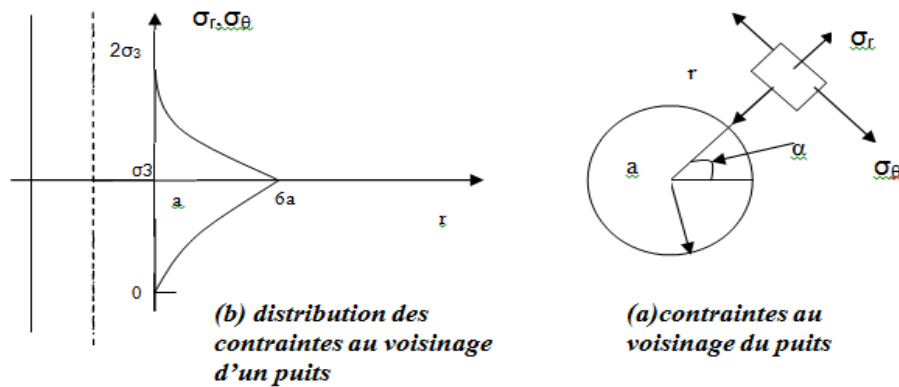


Fig. II.7 : Contraintes effectives aux parois du puits

Où :

a : Rayon du puits ;

r : Distance d'un point quelconque du milieu poreux à l'axe du puits ;

α : Angle que fait le rayon vecteur du point avec la direction de la plus grandes contraintes principale horizontale σ_2 ;

σ_θ : La contrainte tangentielle ;

σ_r : La contrainte radiale.

5.4. Courbure intrinsèque de rupture et la théorie de MOHR-COULOMB:

Elle suppose que, pour un état de contrainte $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$. La contrainte intermédiaire n'intervient pas dans la rupture. Contrairement aux théories développées pour les métaux, elle permet de décrire la dissymétrie entre les résistances en traction et en compression .Elle est basée sur l'hypothèse que parmi les plans ayant la même contrainte normale, le plus faible est celui dont la contrainte tangentielle est maximale .En conséquence, le critère de Mohr s'exprime par une relation de la forme :

$$\tau = f(\sigma)$$

La rupture se produira lorsque ce cercle sera tangent à la courbe de Mohr .C'est le cercle de rupture. [4]

On admet souvent pour simplifier, en Mécanique des roches, que l'enveloppe de Mohr est une droite et l'on définit ainsi le critère de Mohr-Coulomb qui s'écrit :

$$\tau = C + \mu\sigma$$

C : désignant la résistance intrinsèque au cisaillement du matériau, encore appelée cohésion

μ : Le coefficient de frottement interne du matériau

Considérons les contraintes principales extrêmes σ_1 et σ_3 . En fonction de ces valeurs, le critère de Mohr-Coulomb s'écrit :

$$\sigma_1(\sqrt{1 + \mu^2} - \mu) - \sigma_3(\sqrt{1 + \mu^2} + \mu) = 2C$$

Il existe ainsi deux plans de ruptures possibles. Introduisons l'angle de frottement interne ϕ du matériau, défini par :

$$\mu = \tan \phi.$$

Les normales aux deux plans de rupture font l'angle $\frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2}$ avec la direction de la contrainte principale majeure σ_3 . Ces plans passent par l'axe de la contrainte principale intermédiaire σ_2 peut déduire de la relation (64) l'expression du critère en fonction des résistances à la compression R_C et à la traction R_T :

En compression : $\sigma_1 = \sigma_c$, $\sigma_3 = 0$ est

$$\sigma_c(\sqrt{1 + \mu^2} - \mu) = 2C$$

En traction : $\sigma_1 = 0$, $\sigma_3 = -\sigma_t$

$$\sigma_t(\sqrt{1 + \mu^2} + \mu) = 2C$$

On en déduit le rapport :

$$\frac{\sigma_c}{\sigma_t} = \frac{(1 + \mu^2) + \mu}{(1 + \mu^2) - \mu}$$

La relation peut être écrite: [2]

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_c} - \frac{\sigma_3}{\sigma_t} = 1$$

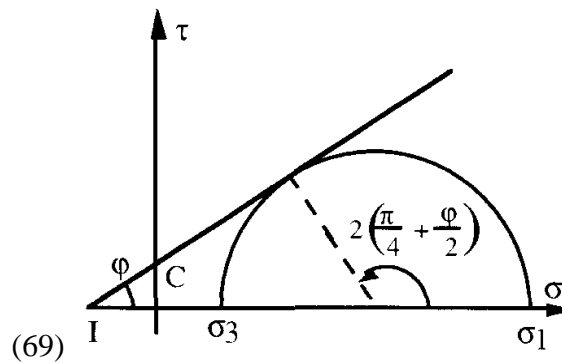


Fig.II.8 Critère de rupture de Morh-Coulomb

6. Modele simplifié & Aspect géométrique de la fracture :

La fracture est un volume géométrique dans la formation, ayant une longueur (Lf), une largeur moyenne (Wf) et une hauteur (hf). Le schéma suivant montre ces grandeurs. [13]

La longueur (L):

C'est la distance entre le puits et le point situé au bout de la fracture, donc elle peut être la longueur ou la demi-longueur d'une fracture suivant que cette dernière ait une ou deux aillent symétriques. Elle est notée dans certains bouquins par le symbole : "XL" ou "Xf"

L'épaisseur (W) :

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

La hauteur (H) :

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

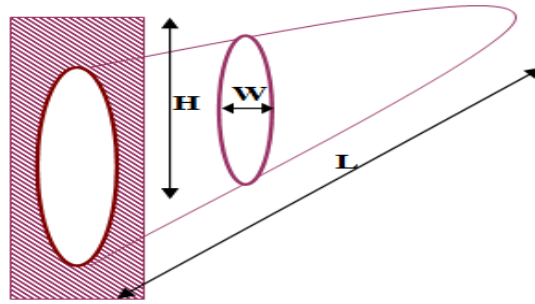


Fig. II.9 : Schéma d'une fracture verticale à une seule aile

7. Géométrie de la fracture :

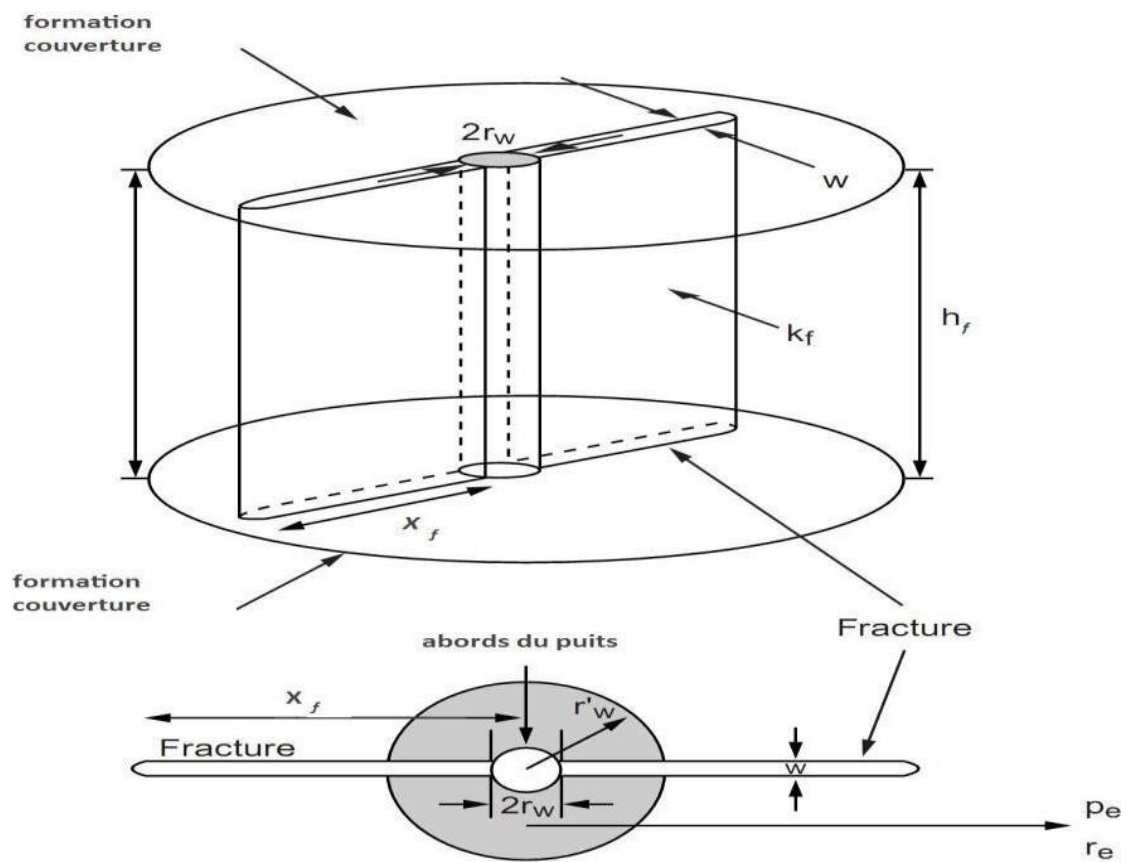


Fig. II.10 : Dimensions d'une fracture

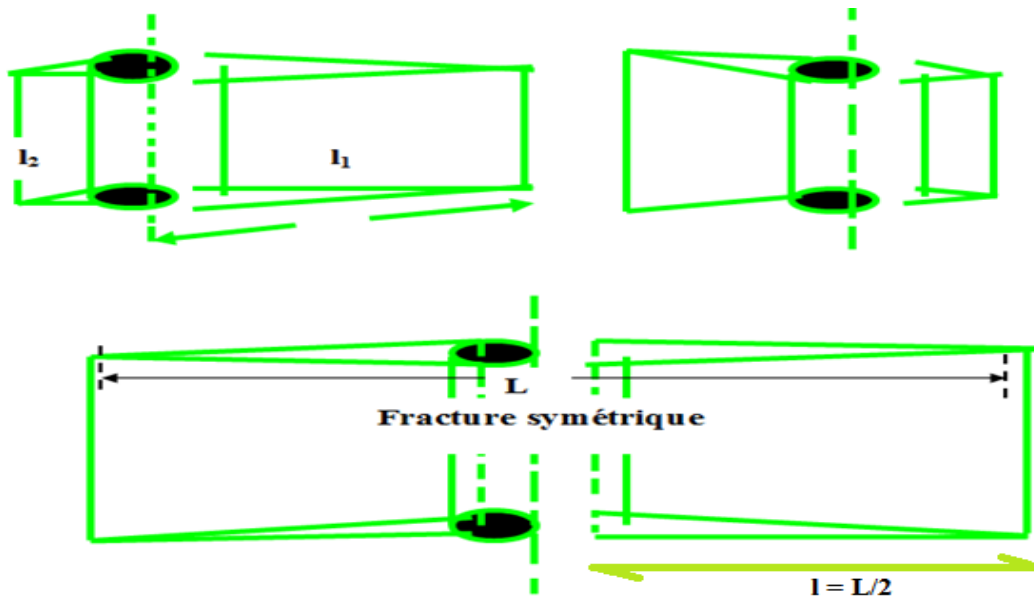


Fig. II.11 : Géométrie d'une fracture verticale

Dans le cas d'une fracture verticale, on admet généralement [13] :

- Soit une fracture verticale symétrique par rapport au puits : $L_f = 2 X_f$
- Soit une fracture totalement asymétrique par rapport au puits : $L_f = X_f'$ et $X_f'' = 0$
- Soit partielle asymétrique : $L_f = X_f'' + X_f'$

Dans le cas d'une fracture horizontale, la géométrie radiale circulaire ne représente évidemment qu'une grossière approximation, il existe toujours un développement préférentiel à l'échelle du champ.

8. Conclusion :

La mécanique des roches et la mécanique des fluides appliquée à la fracturation hydraulique sont la base de la conception du design et pour comprendre le processus mathématique de fracturation hydraulique. Cependant, l'optimisation des travaux aux roches nécessite une connaissance du comportement mécanique des roches, et les grands ouvrages de génie civil, tels que tunnels profonds, barrages, centrales nucléaires. La mécanique des roches est une discipline qui utilise les principes de mécanique pour décrire le comportement des roches.

A decorative border resembling a scroll, with a vertical strip on the left and rounded corners on the right. The scroll is outlined in black and has a light gray shaded area on the left side.

CHAPITRE III :
FRACTURATION HYDRAULIQUE

1. Introduction :

Pour accroître la productivité d'un puits, en remédiant l'endommagement à proximité de la paroi du puits, ou par la création d'une structure de grande conductivité dans la formation (fracture soutenue), pour cela plusieurs techniques de stimulation sont introduites.

L'une des techniques de stimulation est connue sous le nom de fracturation hydraulique, cette technique est prévue pour remédier, ou même améliorer le raccordement normal du puits avec le réservoir, afin d'augmenter la perméabilité, et par conséquent, la productivité et le débit de production dans les puits horizontaux et les puits verticaux.

Avant d'entreprendre un traitement de stimulation, il est primordial de bien localiser la nature du problème (l'endommagement) de manière à choisir le type de traitement qui peut effectivement remédier à la situation.

2. Définition de la fracturation hydraulique :

Une fracturation hydraulique est une opération qui consiste à créer, après rupture de la roche, un drain de perméabilité s'étendant le plus loin possible dans la formation de manière à faciliter l'écoulement vers le fond du puits. Ce procédé s'applique 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 (quelque dizaines de milli-darcys pour les gisements d'huile, encore moins pour les gisements de gaz) [4] (Figure III.1)

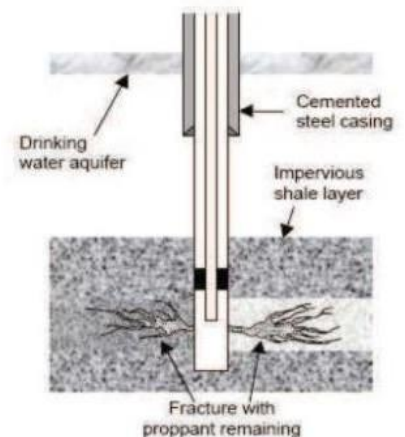


Fig. III.1 : fracturation hydraulique

3. Principe de la fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique consiste à injecter un fluide plus au moins visqueux à un débit approprié afin de créer au droit de la formation productrice une fracture à une pression croissante à mesure que l'injection se poursuit. La fracturation hydraulique ne convient qu'aux formations suffisamment consolidées, grès et calcaire par opposition aux formations plastiques, argile, sable très peu consolidés (Figure III .2).

De plus elle est fortement déconseillée lorsqu'elle risque de favoriser la venue d'un fluide indésirable plus au moins proche présence d'une interface. Dans les cas favorables on peut s'attendre à des gains de productivité de 3 à 4.[6]

Le traitement par fracturation hydraulique est appliqué généralement dans les réservoirs à faible perméabilité d'origine ou dans les formations fortement endommagées, où la production reste toujours faible. Il est donc normal de vouloir augmenter la productivité du

réservoir, par la création d'une liaison formation puits, qui aura une perméabilité nettement supérieure à celle de la matrice pour le premier cas et d'aller au-delà de l'endommagement dans le second cas.

Une bonne réussite d'un traitement dépend essentiellement :

- Du choix du puits candidat (complétion) ;
- Des réserves en places restantes récupérables (économique) ;
- Du profile des contraintes (favorable) ;
- De la situation par apport au puits voisin (gaz et eau).

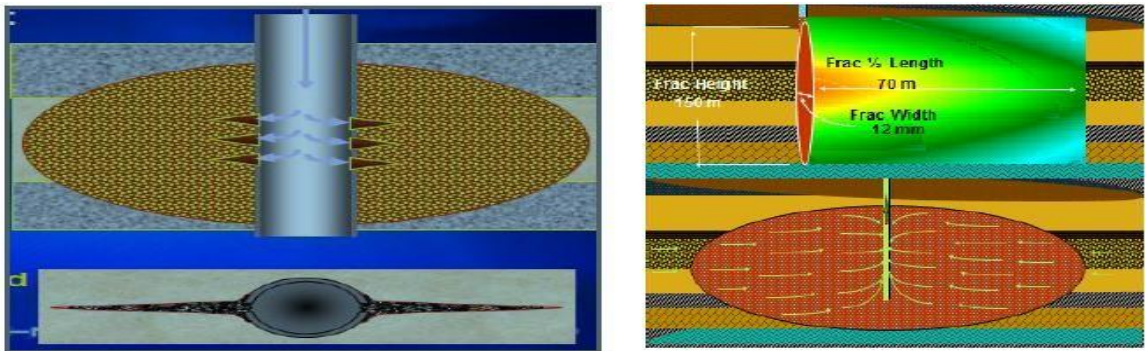


Fig. III .2 : Principe de la fracturation hydraulique

Pour empêcher que le réseau de fractures ne se referme sur lui-même au moment de la chute de pression, le fluide est enrichi (environ 10 %) en agents de soutènement (des poudres de matériaux durs, principalement grains de sable tamisé, ou microbilles de céramique). Ceux-ci vont remplir les fractures et une fois en place et recompressés par le poids des roches, constitueront un milieu suffisamment poreux pour permettre la circulation ultérieure des produits à extraire.[7]

4. Les différentes applications de la fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique trouve de nombreuses applications industrielles.[4]

- Le développement des fractures horizontales dans les couches de sel. Pour la circulation d'eau entre deux puits en vue de création des cavités de stockage des HCs
- Stockage des polluants industriels, radioactifs ou chimique, dans les couches imperméables (argile, marne) du sous-sol.

Les domaines d'application possibles en futur sont :

- La gazéification souterraine de charbon ;
- La récupération de la chaleur en géothermie profonde.

5. Equipements nécessaires pour l'opération de fracturation :

Il existe un nombre important d'équipements, parmi eux on a [13] :

- Frac tank (réservoir d'eau) ;
- Blender (mélangeur) ;
- Mountain Mover (réservoir de stockage des agents de soutènement) ;
- High pressure pumps (pompe à haute pression) ;
- Manifold de haute pression ;
- Enregistreurs et Capteurs ;
- Well head isolation tool (tree-saver WIT).

5.1. Frac tank (réservoir d'eau) :

C'est un réservoir de stockage d'eau, sa capacité est de 20000 gallons, le nombre de réservoir pendant l'opération dépend de volume d'eau nécessaire pour l'opération. Cette eau sert à préparer le gel.



Fig. III 3. Réservoir d'eau

5.2. Blender (mélangeur) :

Cet appareil sert à mélanger et à envoyer vers la pompe haute pression tout ce qui est nécessaire pour le fluide de fracturation (liquides, proppants, additifs). Il comporte deux compartiments, l'un pour les composés solides et l'autre pour les additifs liquides. Un dispositif est installé pour le contrôle des concentrations des additifs.



Fig. III.4. Mélangeur

5.3. Mountain Mover (réservoir de stockage des agents de soutènement) :

Le Mountain Mover est un stockeur des agents de soutènement. Il est divisé en plusieurs chambres permettant de mettre les différents types de proppant.



Fig. III.5. Réservoir de stockage d'agent de soutènement

5.4. High pressure pumps (pompe à haute pression) :

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



Fig.III.6. Pompe à haute pression

5.5. Manifold de haute pression :

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



Fig.III.7 Manifold de haute pression

5.6. Appareils des mesures :

- *Débitmètre* : appareil servant à mesurer le débit d'un fluide.
- *Densimètre* : elle sert à la mesure de la densité d'un fluide.
- *Manomètre* : il donne la mesure de la pression.
- *Thermomètre* : pour mesurer ou capter le degré de la température.
- *PH-mètre* : pour mesurer l'acidité, la basicité ou la neutralité d'un corps.

5.7. Well head isolation Tool (Tree-saver ou WIT):

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

- Des pressions élevées ;
- L'effet abrasif et corrosif des fluides et des agents additifs.

L'accordement de cet outil se fait sans tuer le puits. Son piston est introduit à travers la vanne de curage pour aller se loger dans le tubing head, l'étanchéité est assurée par une garniture en matière plastique (caoutchouc).

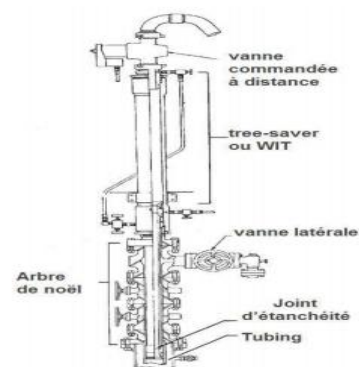
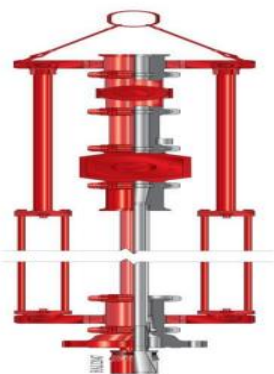


Fig.III.8 Tree-Saver

6. Fluide de fracturation :

Le fluide de fracturation sera choisi suivant plusieurs critères tel que : sa disponibilité, sécurité, facilité à mélanger et utiliser, sa compatibilité avec la formation possibilité de dégorgement et leur coût.

Toutefois, il ne suffit pas de fracturer dans de bonnes conditions, il importe aussi que le réservoir ne demeure pas endommagé par le fluide injecté, ce qui peut avoir diverses origines et de graves conséquences.[10]

Les principales fonctions de fluide de fracturation sont : [8]

- la création et la propagation de la fracture.
- Le transport du proppant avec le mélange vers la fracture.
- La mise en place du proppant dans la fracture.

L'échec d'exécution de l'une de ces fonctions peut entraîner l'échec de l'opération Frac

6.1. Le Fluide Idéal :

Celui-ci devrait avoir les caractéristiques suivantes :

- Filtrer le moins possible
- Bien transporter les agents de soutènement et ne pas le laisser sédimenter en cas d'arrêt imprévu
- Etre propre en tant que fluide de base
- Etre facilement à pomper
- Etre compatible avec le réservoir
- Dégorger aisément
- Ne pas être dangereux et ne pas polluer
- Etre aussi économique que possible

6.2. Propriétés des fluides de fracturation : [10]

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

- Forte viscosité et faible filtration pour obtenir une bonne épaisseur et une bonne extension de fracture et pour assurer une bonne mise en place des agents de soutènement (capacité de transport d'agents de soutènement lourds et en proportion importante).
- Faible friction pour limiter la puissance de pompage nécessaire lors de l'injection.
- Bonne compatibilité avec la roche et les fluides de formation faible teneur en produits solides insolubles et création d'un minimum de produits de réaction insolubles pour ne pas endommager la formation.

- Facile à déplacer par les hydrocarbures en place dans le gisement, faible viscosité (lors du dégorgement) et faible densité pour faciliter le dégorgement et la mise en production.

N.B : Ces différentes propriétés sont obtenues en ajoutant des additifs

❖ **Additifs :**

De nombreux additifs sont souvent nécessaires. Le choix de leur nature et de leur concentration doit être fait avec soin en fonction des paramètres de gisement et des conditions opératoires, et par des tests en laboratoire. Il faut se limiter aux additifs vraiment nécessaires en respectant les concentrations prescrites et en vérifiant qu'ils sont tous compatibles entre eux, avec les fluides de traitement, de formation et avec la formation elle-même. Parmi ces additifs, on cite : [7]

- **XLFC-1B** : Concentrated Liquid Gel
- **NE-118** : Surfactants and non-émulsifier ;
- **BF-7L** : Augmenter le PH ;
- **XLW-56** :(cross linked) augmenter la viscosité ;
- **Magnacide 575** : Bactericide
- **ClayTreat** : Clay Stabilizer
- **Breaker** : - hyperme CRB (solide) travail dans haut température ;
- Les gélifiants qui permettent d'augmenter la viscosité du fluide de base et de réduire sa filtration ainsi que son coefficient de friction. Ce sont généralement des polymères solubles dans le fluide de base.
- Les réticulant qui permettent d'augmenter la viscosité du gel en transformant la structure linéaire des polymères gélifiants en structure réticule à trois dimensions.
- Les réducteurs des frictions qui viennent compléter l'action réductrice de friction des agents gélifiants.
- Les agents de diversion, en particulier quand on souhaite réaliser une fracturation multiple.
- Les briseurs de gel (breaker) pour provoquer la destruction du gel de fracturation resté pendant un certain temps de séjour dans la couche.
- La concentration en briseur de gel doit tenir compte des conditions de fracturation mais aussi du temps prévu entre la préparation du gel et son injection.
- Les agents tensioactifs parfois nécessaires pour faciliter le reflux du fluide de fracturation hors de la formation après le traitement.
- D'autres additif tels que les bactéricides, agents de contrôle du PH et des agents anti-moussants.

- Dans le cas d'une fracturation acide, les différents additifs cités précédemment pour les traitements d'acidification sont utilisés.

❖ **Agents de soutènement (proppant) : [7]**

Le sable est l'agent de soutènement le plus utilisé, en particulier à cause de son coût inférieur à celui des autres produits. En effet, en ce qui concerne les agents de soutènement, la propriété la plus importante est la conductivité en fonction des conditions de fond (contrainte exercée, température et l'effluent). La conductivité est la perméabilité par l'épaisseur de la fracture. Cette conductivité dépend des facteurs suivants :

- Granulométrie des agents de soutènement.
- Transport des agents soutènement et remplissage de la facturation
- Température, temps et nature des fluides de gisement

Le choix de Proppant basé sur la pression de fermeture [2]

Contrainte de fermeture	Temperature	Agent de soutènement
≤ 6000 psi	--	Sable
≥ 6000. 1200 ≤	≤250 °F	RCS (Resin-coated sand)
≥ 6000. 1200 ≤	≥250 °F	ISP (Intermediat Strength Proppant)
≥1200 psi	--	HSB (heigh Strength Bauxite)

Tab. III.1 : Le choix de Proppant

7. Chronologie d'une opération de la fracturation hydraulique :

Une opération de stimulation par fracturation hydraulique se fait suivant cette chronologie :

7.1. Génération de la fracture : Exercer une pression sur la roche-réservoir à l'aide d'un fluide afin d'engendrer la création d'une fracture.

7.2. Maintenance de l'ouverture de la fracture : Pompage d'agents de soutènement dans la fracture, transportés par une solution gélifiée dotée d'une certaine viscosité.

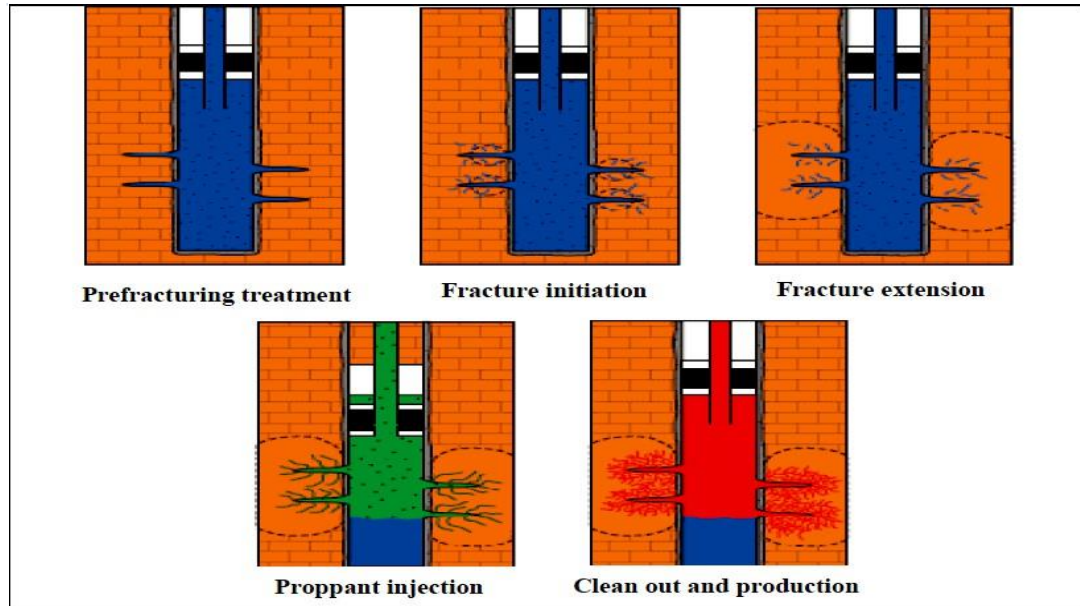


Fig. III .9 : Procédé de la fracturation hydraulique (Schlumberger, 1998)

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

7.4. Dégorgement et mise en production du puits : Dans cette phase, il est nécessaire de procéder à l'évacuation du fluide de traitement contenu dans la fracture. En réalité, il est souhaitable de dégorger le puits après une certaine période de fermeture pour laisser le temps à la fracture de bien se refermer sur les agents de soutènement.

8. Déroulement de l'opération de fracturation hydraulique : [7]

8.1. Préparation du puits :

- Nettoyage mécanique après détermination du top sédiment.
- Nettoyage à l'acide Chlorhydrique les tubages et puis dégorgeage du puits.
- Procédure de sécurité du pré-job.

8.2. Test d'injectivité :

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

- Vérifier si la formation absorbe le fluide ;
- Déterminer le gradient de fracturation ;

8.2.1. Test par palier (step rate):

Il consiste à injecter du fluide dans le puits à des débits croissants par paliers de durée égales et cela jusqu'à la rupture de la roche, après fracturation. Le débit est maintenu constant afin de déterminer l'évolution de la pression de propagation ainsi que le profil d'injection.

8.2.2. Test à débit constant :

Le test consiste à pomper du fluide (eau à 2% KCl) à débit constant jusqu'à la rupture. Le débit est maintenu constant durant un temps déterminé, afin de permettre à la fracture de se propager. Le pompage est arrêté pour enregistrer la chute de pression (Fall off). Au cours du pompage.

8.3. Mini Frac (Shadow frac ou data frac) :

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

- La pression de fermeture ;
- Le coefficient de filtration ;
- L'efficacité du fluide ;
- La géométrie de la fracture ;
- Les pertes de charges ;

Tous ces paramètres permettent d'établir le programme de fracturation, c'est-à-dire déterminé :

- Les rampes de pompages de billes (agents de soutènement)
- Le débit et le volume du fluide injecté.

Le shadow frac inclut trois tests :

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

8.3.1. Step rate test :

Ce test est utilisé pour déterminer la pression d'extension de la fracture (FPP). Il consiste d'abord à injecter à faible débit le fluide de base (eau traitée), puis à augmenter progressivement ce débit par incrément, et le maintenir pendant un temps suffisant jusqu'à la stabilisation de la pression (5 à 10 min). Tout cela doit être accompagné d'un enregistrement continu de la pression.

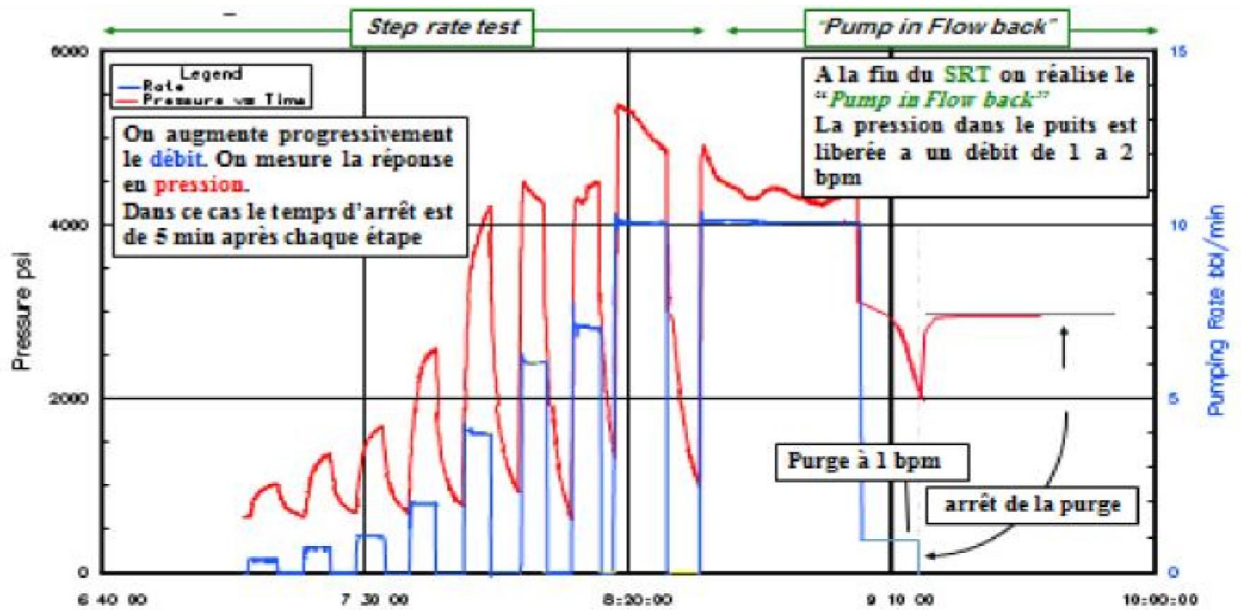


Fig. III.10. Illustration de la procédure du test de débit par Incrément

On trace après la courbe de pression P en fonction de Q, en rapportant les valeurs maximales atteintes pendant chaque incrément de débit, et on obtient le diagramme suivant :

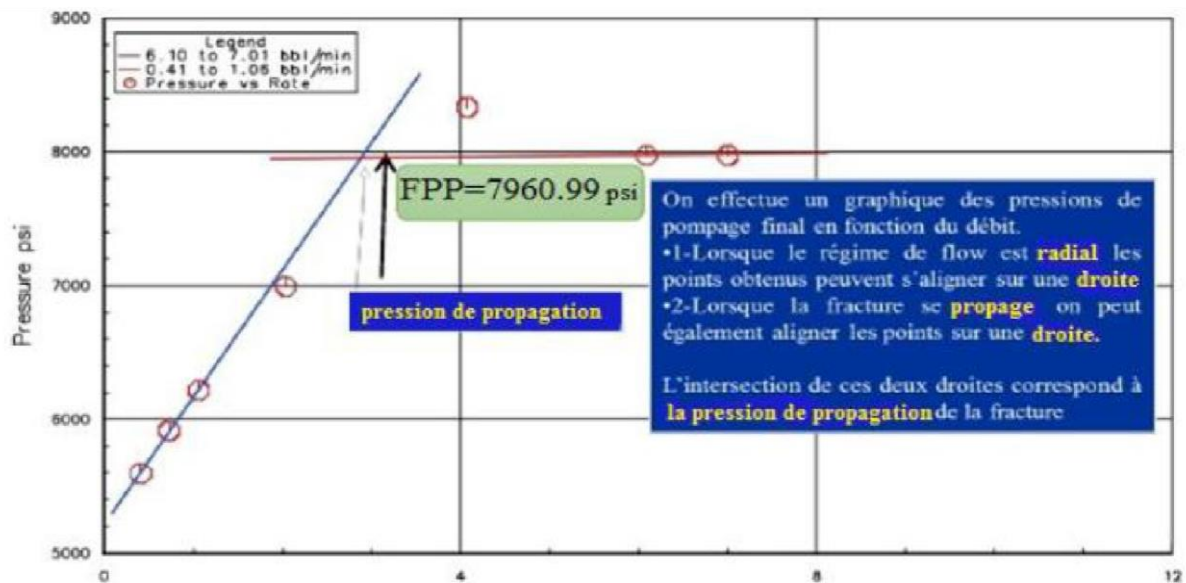


Fig. III.11. Détermination de pression de propagation de la fracture (FPP).

8.3.2. Pump in et Flow back test:

C'est un test qui est utilisé pour déterminer la pression de fermeture de la fracture (FCP) ; il est divisé en deux étapes :

- Pump in.
- Flow back.

-Pump in : consiste à continuer l'injection de fluide de frac avec le débit du dernier Incrément du step rate test, et le maintenir pendant un temps suffisant pour injecter un certain volume compris entre 50 à 150 bbl, puis cette étape s'achève avec la fermeture de puits.

-Flow back : consiste à ouvrir le by-pass et à laisser le fluide injecté de sortir du puits à un faible et constant débit. Puis on arrête la purge, et on détermine la pression de fermeture.

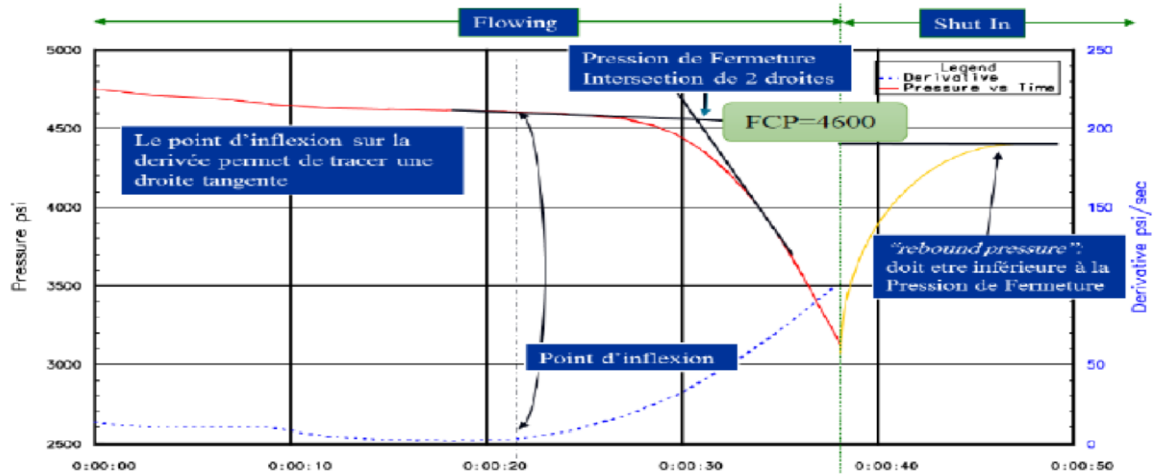


Fig. III.12. Détermination de la pression de fermeture (FCP).

8.3.3. Pressure décline test :

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

- Étape mini frac, qui permet de déterminer le modèle de propagation.
- Étape fall-off ou chute de pression après mini frac, qui permet de déterminer :
 - L'efficacité du fluide de traitement (η).
 - La filtration du fluide.
 - La géométrie de la fracture

Ce test consiste en premier lieu à injecter le fluide dans la formation avec le débit du traitement principal proposé, et le maintenir jusqu'à pomper de 10 à 15% du volume total proposé pour le traitement en question. Puis arrêter l'injection et fermer le puits pour entrer dans la seconde phase qui est le fall-off, en laissant la pression au fond chuter.

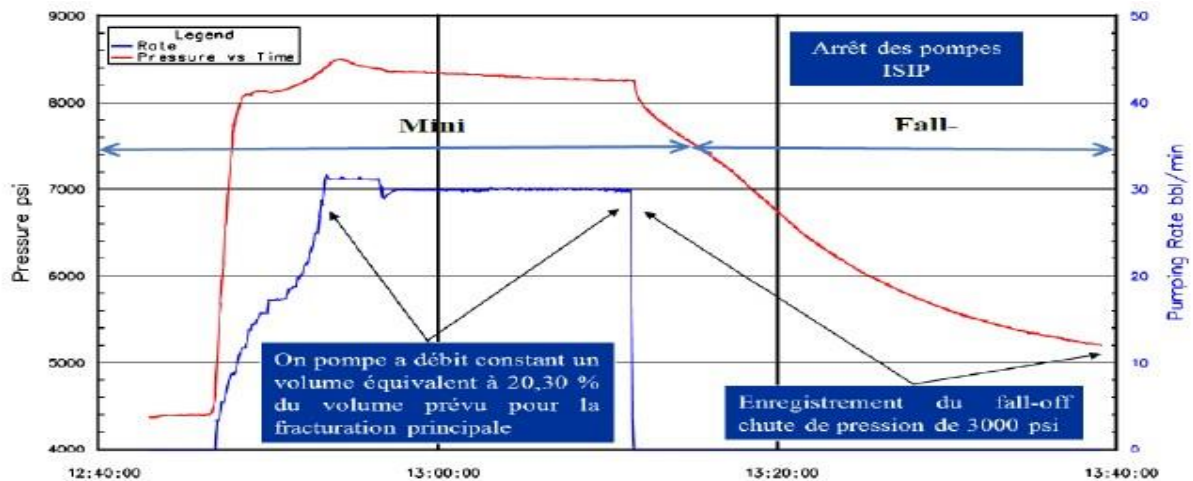


Fig. III.13. Test de déclin de pression.

8.4. Traitement principal ou fracturation proprement dite (Main Frac) :

Il se subdivise en trois étapes :

- ✓ **Injection d'un pad** : c'est un fluide de fracturation généralement du gel réticulé non chargé en agent de soutènement, injecté en tête de puits dans le but d'initier et de développer une fracture en lui donnant une largeur permettant le passage des billes.
- ✓ **Injection du slurry** : (gel réticulé plus agent de soutènement)
- ✓ **La chasse du slurry** : restant dans le tubing avec un gel linéaire facile à dégorgé.

8.5. Dégorgement de puits après le traitement :

La durée de fermeture de puits après la fin du traitement varie suivant les opérateurs

- ✓ Certains recommandent de dégorgé le puits 24h après la fin de traitement
- ✓ D'autres après 8h.

Le moment de dégorgement est déterminé par l'évolution de la pression en tête de puits après le traitement. L'ouverture de puits se fait lorsque la pression est stable.

9 .Pression et gradient de fracturation : [9]

Débutant par la **pression** elle dépend de l'état des contraintes dans le réservoir, les conditions aux limites et la mobilité des fluides injectés. Elle est représentée par la relation

suivante : $PF = Pw + Ph + Pf$

Avec : **Pw** : pression d'injection en tête. **Ph** : Pression hydrostatique. **Pf** : Pertes de charge qui peuvent avoir deux composantes : Pertes de charge dans le tubing, et Pertes de charge au niveau des perforations et aux abords du puits.

Au début du pompage, la pression monte jusqu'à un pic qui correspond à la pression d'initiation de la fracture (P_i). Après l'initiation de la fracture, une déclinaison de la pression

est enregistrée. Elle est suivie d'une quasi-stabilité qui correspond à la pression de propagation. Finalement, on enregistre une chute de pression due à l'arrêt de pompage. Celle-ci est suivie d'une autre déclinaison qui indique la pression de fermeture

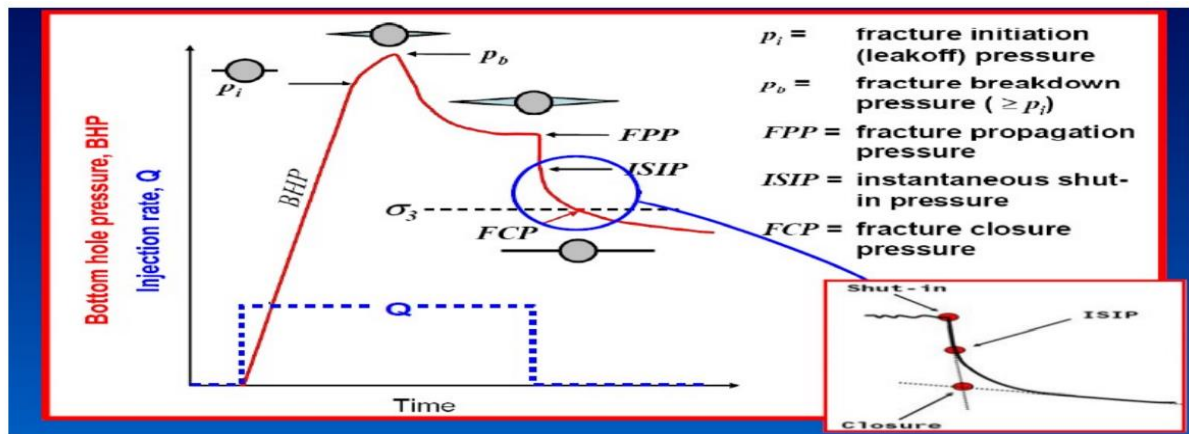


Fig. III .14 : Évolution de la Pression au Cours de la Fracturation

Analyse du déclin de pression : [15]

L'analyse de la courbe de déclin de pression permet de déterminer la géométrie des fractures, les conditions de fracturation, d'ouverture et de fermeture des fractures afin d'élaborer le Design de fracturation

Après l'analyse de la courbe enregistrée lors du MiniFrac, nous pouvons obtenir les paramètres suivants :

- **Break down Pressure P_b** : c'est la pression requise pour initier la fracture, donc, il faut qu'elle dépasse la contrainte minimale du trou.
- **Pression de propagation FPP** : c'est la pression nécessaire pour que la fracture se propage.
- **Fracture closure pressure - Pression de fermeture** : c'est la pression nécessaire pour maintenir la fracture fermée. Elle est presque égale à la contrainte horizontale minimale.
 - **Pf** = Pression de fermeture = Stress minimum horizontal σ_3
- **Instantaneous Shut-In Pressure (ISIP) = pression de fermeture instantanée**
 - **ISIP** = Pression final d'injection de fond- Perte de charge
 - **ISIP Gradient** = ISIP / H (H : la profondeur)
 - **ISIP** = Pression final d'injection – Perte de charge due au friction aux abord de formation et perforations
- **Gradient de fermeture** = Pf / H

- **Pression de fracturation nette (Δp_{nette}) :** La pression nette de fracture est la pression supplémentaire dans la fracturation au-dessus de la pression requise pour maintenir la fracture ouverte. C'est une indication de l'énergie disponible pour propager la fracture.

$$\Delta p_{\text{net}} = \text{ISIP} - \text{Pression de fermeture}$$

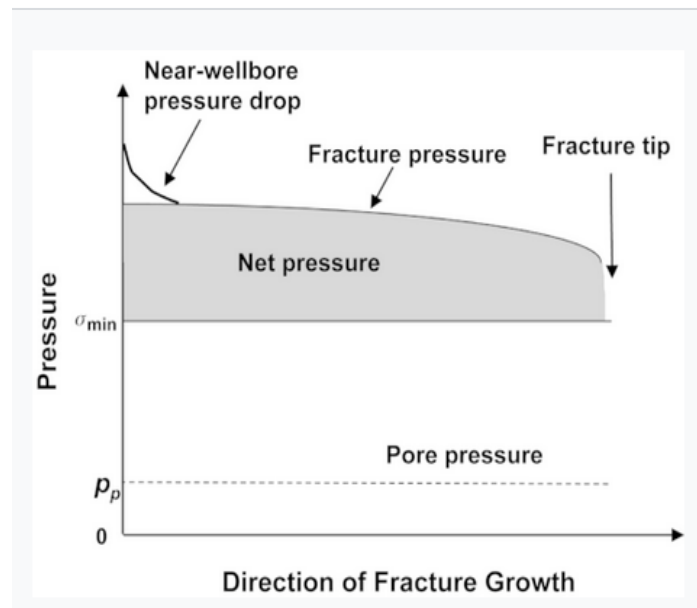


Fig. III .15 : Profil de pression dans une fracture en propagation

❖ Critères de choix un puits candidat à la fracturation hydraulique :

La sélection du puits candidat est pour l'orienter par ce qu'il n'existe pas une règle à Suivre. Donc, Avant de sélectionner un puits il faut rassembler et classer les informations nécessaires du gisement (réservoir – puits) et sans oublier le côté économique de l'opération.

1. potentiel du puits, pour déterminer le type de frac skin by pass pour puits endommagé faible débit, ou long frac pour un bon potentiel.
2. Enveloppe de pression pour déterminer la pression de résistance de complétion et la pression max de pompage.
3. Enveloppe de Stress profil de formation pour déterminer σ_{\min} et σ_{\max} .
4. modèle de facturation, ou désigne préliminaire pour déterminer la longueur de frac et le volume de propant (sable) pour l'étude économique.

A decorative border resembling a scroll, with a vertical strip on the left and a horizontal strip at the top. The scroll is outlined in black and has grey shaded areas at the top corners where the scroll would be rolled up.

CHAPITRE IV :
CAMPAGNE DE FRACTURATION
HYDRAULIQUE

1. Introduction :

La chute de production enregistrée ces dernières années dans certains puits, nécessite un programme d'intervention efficace basé sur des études et des analyses détaillées de la situation actuelle. Parmi les solutions proposées par les services d'engineering et d'intervention ; la stimulation par fracturation hydraulique. La décision de fracturer un puits est passée par un travail collectif entre le service réservoir, géologie et intervention, pour rassembler toutes les informations nécessaires à l'étude. Ceci c'est dans le but d'assurer une bonne sélection du puits candidat à la fracturation hydraulique.

Durant cette campagne de la fracturation hydraulique, quatre (04) puits ont été sélectionnés, pour entamer cette campagne tels que : MBB1, OKN70, OKN422 et OKS30.

Matériels et Equipment :

- Panther Twin HT 400 Pumping unit
- HT 2000 Pumping unit
- HT 2000 Pumping unit
- 3.5'' Wellhead Isolation Tool
- Slurry Processor
- Gel Pro LGC pre blender and hydration tank
- Section/discharge manifold trailer
- Annulus pressure relief valves
- Tech Command Center
- Annulus Pumping Unit (2 pumps)

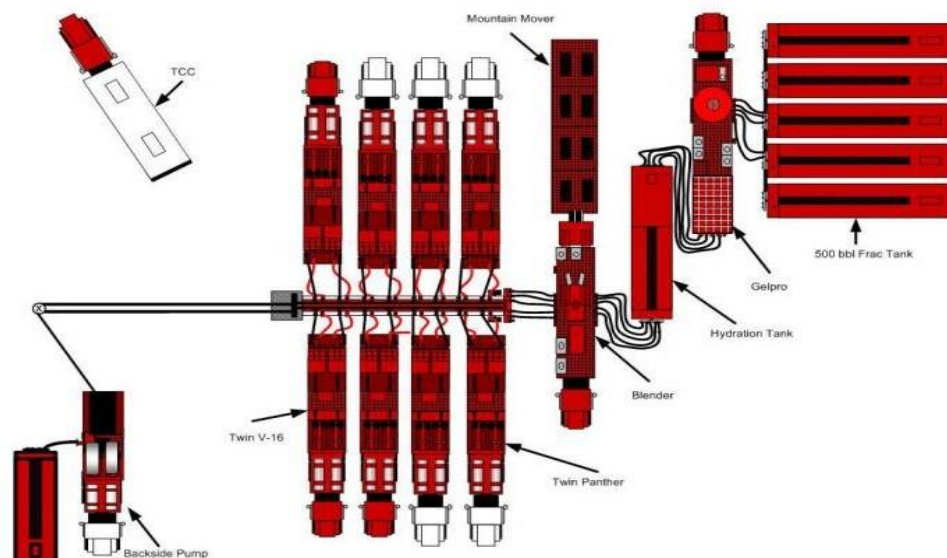


Fig. IV.1 Plan de positionnement des équipements sur chantier

2. Puits MBB1 (PPH) :

2.1. Ooportunité de la fracturation hydraulique :

Le puits MBB1 est un puits producteur d’huile d’exploration, fermé après le forage en 2008. Réceptionné après l’accord de la demande de sa mise en production anticipé. Il a subi une opération de nettoyage + Kick off le 10 & 11/08/2016 sans résultats, puis une opération de traitement matriciel (le 14-15/08/2017) mais sans aboutir à un résultat positif. L’interprétation des diagraphies montre que le réservoir principal T1 du TAG présente une épaisseur totale de 34 m dont 16 m de grés utiles situé dans la partie basale, le reste du réservoir est médiocre dans son ensemble. Le test DST a donné un débit d’huile de 2 m3 /h, et une Ptête de 150 psi. Malgré une pression de fond statique élevé (513,84 kg/cm²) le puits n’arrive pas à produire suite à une mauvaise liaison couche/trou

2.2. Situation du puits :

Le puits d’exploration MBB-1 est situé au Nord Nord Ouest du champ de Berkaoui et au nord du puits NHN 1.

Coordonnées UTM :

X : 688 390.99 E	Z sol : 235.97m
Y : 3 538 314.03 N	Z tab : 243.84m



Fig. IV.2 Situation de puits

2.3. Données De Forage :

1-Données générales

Appareil : TP180
 Date Début du forage : 08/03/2008

Date Fin du forage : 26/08/2008
 Champ : BERKAOUI
 Réservoir : Trias inférieur T1.

2- Complétion :

a- Equipement de surface : Tête de puits FMC série 5000 psi

b- Equipement de fond : Garniture du Tubing 4"1/2 N.Vam (N80- 12,60#)

c- Garniture du Liner : 4" 1/2 N.Vam (P110-13,50#)

d- Tests des équipements durant la complétion.

- Poids sur le packer : 10 T
- Test tête de puits à 5000 psi : Ok.

3-Perforations :

- Le 18/06/2008 : Perforations initiales Trias inférieur « T1 ».

Banc n°	Intervalle perforée (m)	Hauteur (m)
1	3497,00 @ 3513,00	16
Hauteur totale perforée		16.00

- Cote mi- perforations : 3505,00 m

2.4 .Tests Des Espaces Annulaires :

Test du 28/08/2017

- Test 4"½ x 7", à 3000 Psi, durant 50 mn : Ok.
- Test 7" x 9"¾, à 1500 Psi, durant 40 mn : Ok.
- Test 9"¾ x 13"¾, à 1000 Psi, durant 30 mn : Ok.

NB : Voir les diagrammes des tests.

Caractéristiques des charges :

Type de charges : Log non-disponible (Puits Exploration).

2. 5. Historique De Puits :

2.5.1. Evolution de la pression de fond statique :

Date	Type de mesure	Cote de mesure (m)	P @ CM (kgf/cm ²)	P @ -3100 m (kgf/cm ²)
2008	MDT	3508.5	530.10	519.40
25/08/2016	PFS	3505	523.91	513.84

Tab. IV.1. Evolution de la pression de fond statique

2.5.2 Actions réalisées :

- **23/08/2016** : Contrôle WL : le, Après récupération BPV, contrôle Fond = 3563 m
- **10 et 11/08/2016** : Nettoyage au CTU : Déplacement boue et clean out, fond à 3563 m
- **15/08/2016** : Ouverture sur borbier : Ptête (puits fermé) = 287 bars
Ouverture à 08 h pour dégorgement, sur Duse : 6 mm, Ptête (à 9h00) = 30 bars ;
Ptête (à 9h30) = 15 bars ;Ptête(à10h00) = 8 bars .Fermeture à 16 h 00.
- **Le 17/08/2016** : Ptête = 287 bars, ouvert sur borbier pour dégorgement de 11h30 à 16h30, Ptête à la fermeture = 43 bars.
- **Le 18/08/2016** : Ptête fermé = 290 bars
- **Le 14 et 15/08/2017** : Acidification et démarrage a l'azote.

2.5.3 Résultats de jaugeage :

Jaugeage d'évaluation réalisé par l'ENSP sur séparateur mobile, avant le raccordement du puits.

Date	Duse (mm)	Pt (bar)	P pipes (bar)	Qh (m3/h)	WC (%)	Qg (m3/h)	Densité huile15°c	GOR (m3/m)
25/11/2016	5.95	31.40	22.6	1.34	0	687.33	0.7654	171
11/05/2017	5.95	29.6	22.5	0.88	0	497.19	0.7661	189

Tab. IV.2. Résultats de jaugeage

D'après le tableau VI.2. On remarque une diminution significative de débit d'huile et de gaz de production. Ceci peut être dû :

- A un bouchage des pores aux abords de puits ;
- Faible perméabilité (lointain de puits).

2.5.4 Evolution de la production mensuelle :



Fig. IV.3. Evolution de la production mensuelle.

Depuis la mise en service de puits, la production mensuelle en huile reste toujours instable entre une augmentation et une diminution de la quantité produite. Le traitement matriciel à l'acide n'a pas donné l'amélioration souhaité.

Ceci montre que l'endommagement se manifeste lointain des abords de puits (voir figure.III.1).

2.6. Préparation du puits pour la fracturation (phase pre-frac) :

2.6.1. Essais préalables sur le puits :

Ces opérations, bien qu'optionnelles, présentent cependant un très grand intérêt. L'interprétation des essais de puits fournit des informations sur le (kh) actuel du puits et l'état de déplétion (cas des anciens puits).

2.6.2. Contrôle du puits :

On opère un contrôle du puits au câble (wire line) afin de localiser le top sediment, et d'éventuelles anomalies dans la complétion (poisson, collapse, déboitement, ...).

2.6.3. Nettoyage du puits :

Le nettoyage du tubing à d'acide chlorhydrique (HCl), additionné d'un tensio-actif puissant, est souhaitable. Dans le cas du puits MBB1, le nettoyage s'est effectué de la façon suivante :

- Lavage des tubulaires et des perforations au tube clean 7,5% HCL, en utilisant un jetting tool.
- Nettoyage du fond du puits à l'eau traitée nitrifiée (25-30bbl) ou au gel nitrifié (25-30bbl), si nécessaire.

Remarque.

Dans le cas des anciens puits, généralement on réalise des reperforations, car souvent les perforations se bouchent.

2.6.4. Thermométrie :

Avant l'opération de fracturation, on réalise toujours une thermométrie dite de référence, afin de comparer son profil à celui qui sera enregistré après la fracturation. La thermométrie est donc l'outil qui nous renseigne sur la hauteur de la fracture, si elle a lieu.

2.7. Déroulement des opérations :

L'opération de fracturation du puits MBB1 a été réalisée en deux jours, et les résultats obtenus ont permis d'établir un design du traitement principal (fracturation), qui a été exécuté le deuxième jour.

2.7.1. 1^{er} JOUR : test d'injectivité et mini frac :**➤ Préparations nécessaires :**

- Rig Up
- Installation de l'équipement de HALLIBURTON.
- Test de toutes les lignes.
- Test de l'annulaire 7" X 4"½ à 5000 psi (351,5 kgf/cm²), pendant 10 min.
- Démarrage des pompes.
- Test de toutes les lignes de traitement à 11 000 psi (773,37 kgf/cm²), pendant 10 min.
- Safety meeting.
- Remplissage du puits pour monter la Tree Saver.
- Début de pompage de l'eau traitée pour le remplissage des annulaires.
- Pressurisation de l'annulaire 1 (4"½ X 7") à 1500 psi (105,46 kgf/cm²).
- Pressurisation de l'annulaire 2 (7" X 9"⅝) à 500 psi (35,15 kgf/cm²).

➤ Test d'injectivité et Shadow frac (Le 10/12/2017)

Avant l'opération Minifrac, toutes les lignes de traitement (lignes de surface) ont été testées sous pression de 11 000 psi, les lignes annulaires ont été testés sous pression de 5000 psi, les

dispositifs de déclenchement de pression de la pompe ont été tarés à 10 000 psi, la vanne de sécurité de l'annulaire 9^{5/8}" a été fixé à 3 200 psi, et celle de 13^{3/8}" à 1600psi.

La Minifrac a été lancé par le test d'injection (figure ci-après). Pendant le test d'injection le débit maximal de 14.8 bbl/min a été établi à une pression en tête de 5471 psi, on ferme le puits, le débit a été augmenté pour l'essai d'injection afin d'atteindre la pression de breakdown.

Un pré-pad (pré-tampon) de 1558 gallons (soit 5.89 m³) de 20 lbs gel linéaire et un débit maximum de 14,3 bbl/min suivi par 10027 gallons (soit 37.95 m³) de crosslinker gel et chassé par environ 7794 gallons (soit 29.5 m³) de gel linéaire, les pompes ont ensuite été fermés et la pression de déclin contrôlée afin d'obtenir (ISIP) et la pression de fermeture de la fracture.

Après la fermeture, l'enregistrement de déclin de pression a été analysé, en utilisant la fonction-G et méthodes de racine carrée. La pression de fermeture de Minifrac a été choisie à 9226 psi, avec une efficacité de fluide correspondant de 31,06% (Estimée par logiciel).

Stage number	Description	Fluid System	Clean Volume (gal)	Avg. Clean Rate (bbl/min)	Avg Treating Pressure (Psi)
1	Breakdown	Remplissage de puits avec l'eau traite	6565	14.8	5471
2	Fermure puits		0	0	0
3	Load well	Water FRAC H 20#	8182	24.9	5626
4	Step Rate Test	Water FRAC H 2	1212	19.1	4929
5	Shut-in		0	0	0
6	Pre-Pad	Water FRAC H 20#	1558	14.3	4376
7	Pad	Water FRAC H 20#	10027	30.6	5629
8	Flush	Water FRAC H 20#	7794	31.2	5823
9	Shut -In				0
TOTAL Gel Volume			35338	-	

Tab. IV.3. Données de test d'injectivité et Minifrac.MBB1

2.7.2. Evolution des pressions lors du test d'injectivité.

Les deux figures suivantes représentent les différentes pressions enregistrées lors de test d'injectivité, Shadow Frac.

➤ Closing Pressure by Square Root:

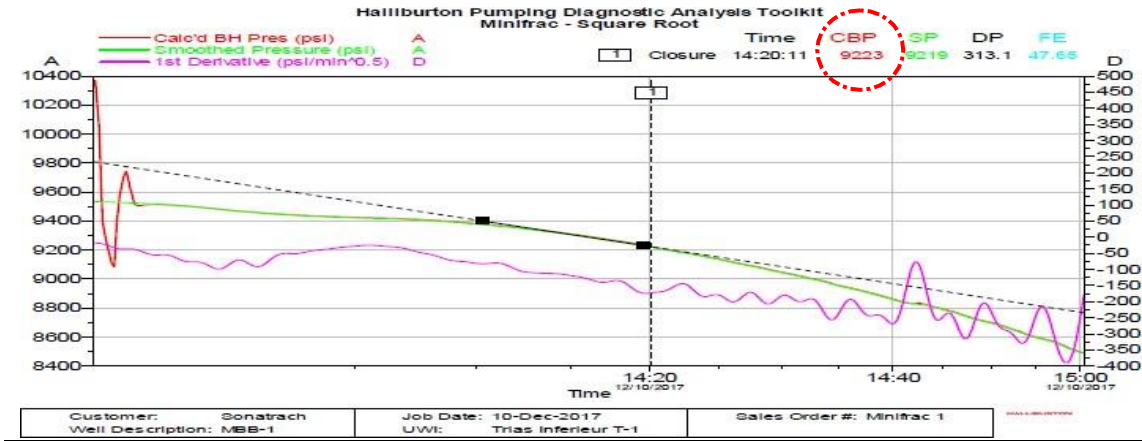


Fig.IV.4. Closing Pressure by Square Root: MBB1

NB : Closing Pressure = 9223 psi

➤ Closing Pressure by G Function:

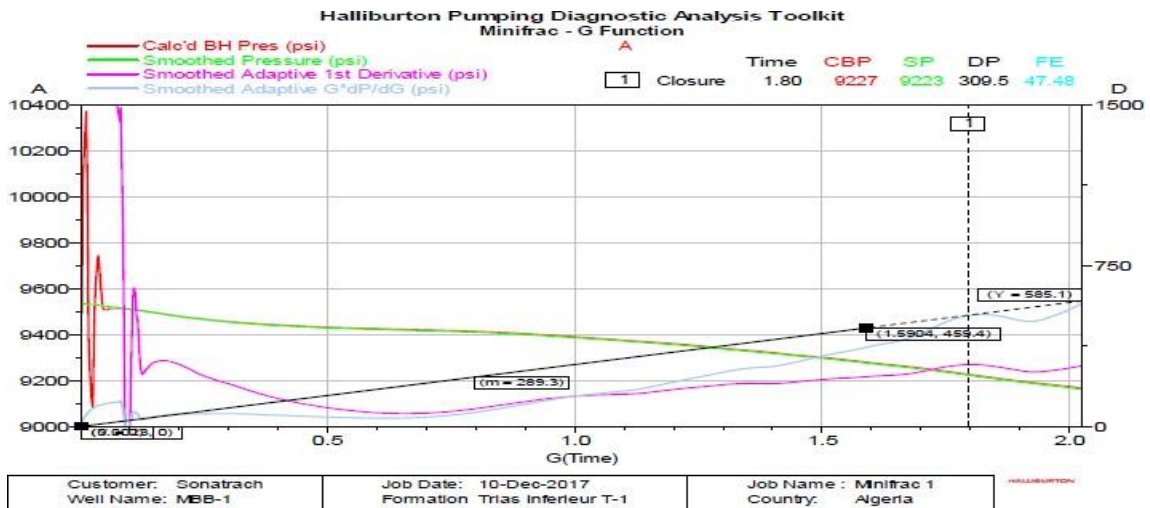


Fig.IV.5. Closing Pressure by G Function: MBB1

NB: Closing Pressure = 9227 psi

2.7.3. Thermometrie: le 10/12/2017

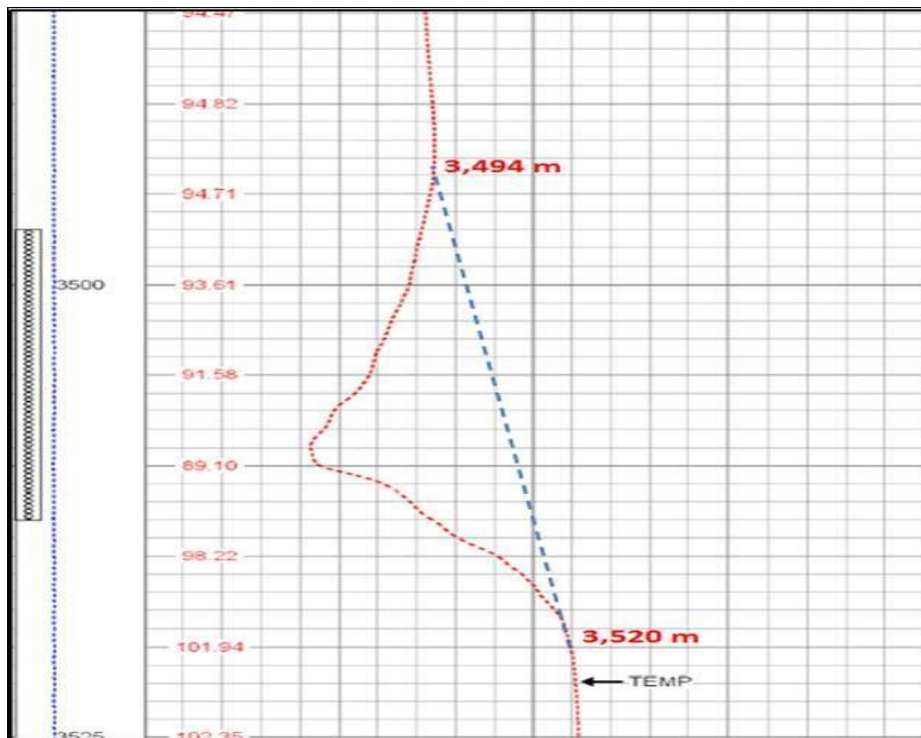


Fig. IV.6. Thermometrie

Interprétation de la thermométrie :

La courbe de la thermométrie révèle un refroidissement au niveau du réservoir « T1 », dont la température a chuté de 94,8 °C à 88,5 °C. Il est clair que la fracturation se propage entre 3494 et 3520 m. Donc la hauteur de fracturation est 26m .

2.7.4. 2ème JOUR : La fracturation hydraulique :

La réalisation de la fracture a eu lieu après la mini frac, suite à l'analyse des données obtenues avec la mini frac et les deux thermométries enregistrées, qui ont permis de caler le modèle de fracture, en usant des valeurs de l'ISIP, pression nette, pression de fermeture, et l'efficacité du fluide. La hauteur prédite par le modèle simulé et celle déduite du Log de thermométrie post mini frac sont similaires.

➤ Déroulement de l'opération 11/12/2017 :

- Safety meeting en présence des superviseurs SH-DP.
- Test la ligne de traitement à 11000 psi durant 10 min.
- Test les lignes des annulaires 7" à 5000 psi durant 10 min.
- Test les lignes des annulaires 9"5/8 à 5000 psi durant 10 min (Test Négatif).

- Garder une pression de 1500 Psi au niveau de l’annulaire 7".
- Garder une pression de 500 Psi au niveau de l’annulaire 9"5/8.
- Ouverture du puits et commencer le pompage des fluides suivants :

Stage number	Stage Time	Stage Description	Fluid Type	Slurry Volume (gal)	Proppant Conc. (lb/gal)	Stage Proppant Mass (lbs)	Proppant Type
1	14 :40 :04	Pre-pad	35#L	1661	0	0	
2	14 :55 :55	Pad	35#XL	20024	0	0	
3	15 :02 :26	Prop 1	35#XL	8287	0.98	7720	20/40 HSP
4	15 :07 :28	Prop 2	35#XL	6396	1.94	11618	20/40 HSP
5	15 :11 :46	Prop 3	35#XL	5480	2.94	14594	20/40 HSP
6	15 :16 :15	Prop 4	35#XL	5690	4.04	20163	20/40 HSP
7	15 :20 :27	Prop 5	35#XL	5376	5.12	23370	20/40 HSP
8	15 :22 :58	Prop 6	35#XL	3096	6.06	10692	16/30 HSP
9	15 :25 :48	Prop 7	35#XL	3391	7.78	23143	16/30 HSP
10	15 :31 :51	Displacement	35#L	7798	2.64	5292	
11	16 :46 :28	Monitor Decline		28	0	0	
TOTAL	-	-	-	63198	-	116592	-

Tab. IV.4. Déroulement de la fracturation MBB1

NB:

La pression maximum de pompage au fond durant la dernière phase (Stage number 11) atteint 5130 Psi.

* **Job Proppant :** 116592 lbs

* **Proppant in formation :** 113027 lbs

* **Proppant in Well bore:** 3565 lbs

2.7.5. Etapes de pompage « Main treatment » :

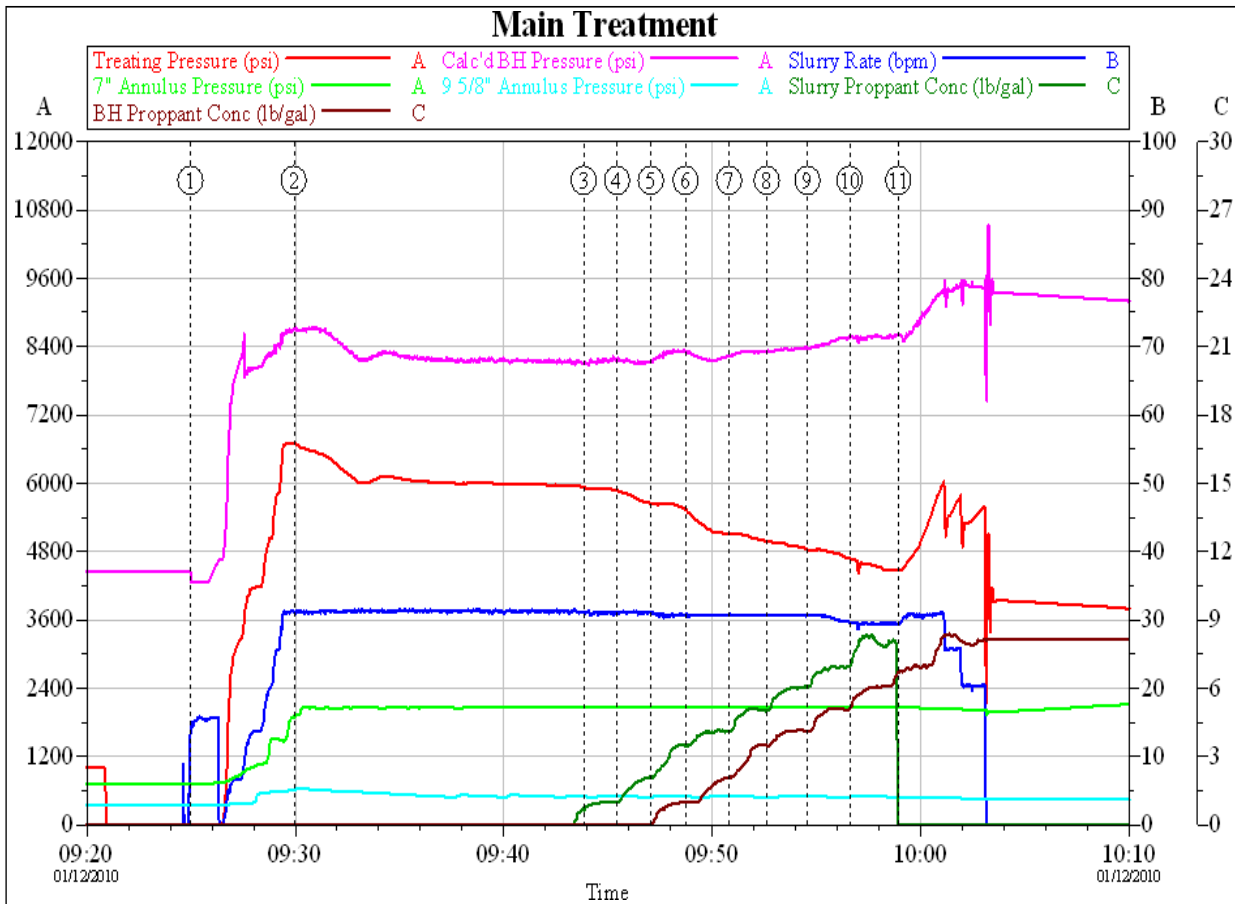


Fig. IV.7. Les étapes de pompage MBB1

2.7.6. Opérations réalisées après Frac (post – Frac) :

➤ Nettoyage au CT :

Le puits était ouvert sur torche, durant la nuit du 12/12/2017, où il a commencé de dégager tous les fluides de traitements. Il a bien dégorgé sur torche, et par la suite, le 15/12/2017 à 09h30le, le puits a été remis sur collecte.

2.8. Evolution de la pression en tête après frac :

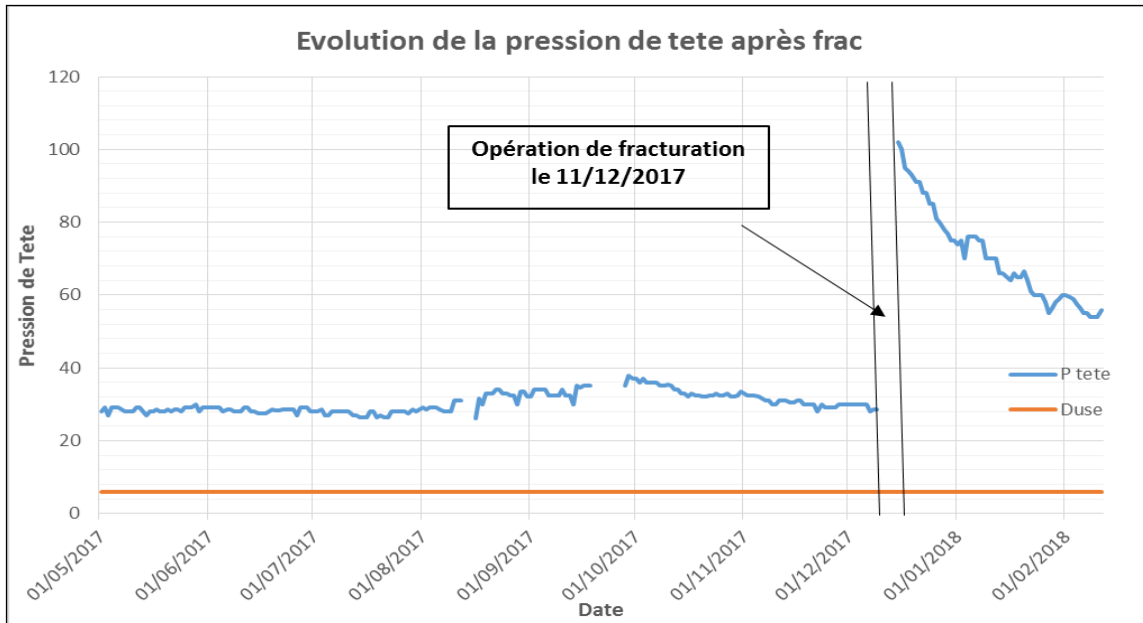


Fig. IV.8. Evaluation de pression après frac MBB1

2.9. Jaugeage sur separateur mobile (resultats) :

Historique des Jaugeage avant Frac et après Frac						
Date	Pt (bar)	Pp (bar)	Duse (mm)	Qoil (m ³ /h)	GLR (m ³ /m ³)	WC (%)
Avant Frac						
25/11/16	31,4	22,6	5,95	1,336	171	0
11/05/17	29,6	22,5	5,95	0,878	189	0
09/10/17	35	25	5,95	1,284	116	0
15/11/17	30,5	23,8	5,95	1,13	158	0
Après Frac du 09 au 11/12/2017						
16/12/17	101,5	28,6	5,95	4,522	180	6,51
09/02/18	52,5	26,2	5,95	2,451	170	0,46

Tab. IV.5. Jaugeage avant et après le frac MBB1

2.10. Calcul de l'amortissement :

Résultats du Jaugeage avant Frac (voir le tableau) $Q_0=1,13 \text{ m}^3/\text{h}$, duse = 5,95 mm
(Jaugeage 15/11/2017)

Résultats du jaugeage après Frac (voir le tableau) $Q_0= 2,45 \text{ m}^3/\text{h}$, duse = 5,95mm
(Jaugeage du 09/02/2018)

Gain en production après l'opération de fracturation

Gain (ΔQ_0) = $2,45 \text{ m}^3/\text{h} - 1,13 \text{ m}^3/\text{h}$

= +1,32 m³/h

= + 199,27 bbl/jours

Prix du baril (estimé) = 60 \$/bbl Cours du change \$/DA = 114

Coûts de l'opération = 47 161 481,63 DA

= 413 697,20 \$

Amortissement = (Coût de l'opération / gain en débit (bbl/jours)* prix du baril)

= (413 697,20 \$ / (199,27 *60))

= 34,60 jours, soit 1,15 mois.

3.3. Données de forage :**1-Données générales :**

Appareil : TP 216
 Date Début du forage : 18/11/2016
 Date Fi33n du forage : 23/01/2017
 Champ : HAOUD BERKAOUI
 Réservoir : T1.

2-Complétion :

a- Equipement de surface : Tête de puits CAMERON série 5000 psi

b- Equipement de fond : Garniture du Tubing 3"1/2 N.Vam, (N80-9,2#)

c- Garniture du Liner : 4" 1/2 N.Vam (P110-13,50#)

d-Tests des équipements durant la complétion :

Poids sur le Packer 15T

Test tête de puits à 5000 psi

e- Perforations :

Le 13 et 20/07/2017 : Perforations initiales « T1 ».

Le 14 et 15/09/2017 : Re-perforation du même intervalle.

Banc n°	Intervalles perforés (m)	Hauteur (m)
1	3504,00 @ 3515,30	11.3
Hauteur totale perforée		11.3

Côte mi- perforations : 3509,65

3.4. Tests des espaces annulaires :

Test du 30/10/2017

- Test 4"½ x 7", à 3000 Psi, durant 45 mn : Ok.
- Test 7" x 9"5/8, à 1500 Psi, durant 45 mn : Ok.
- Test 9"5/8 x 13"3/8, à 1000 Psi, durant 45 mn : Ok.

NB : Voir les diagrammes des tests.

3.5Caractéristiques des charges :

Type de charge : **Power Spiral Retrouvable Enerjet, 2"1/8.**

EH = 0.32 in; PEN = 27.2 in; Phasing = 45°; Densité de tire = 6 SPF.

3. 6. Historique de puits :

1. Mesure de pression : MDT du 16/01/2017.

Test	Depth (m)	Mud Pressure (psi)		Formation Pressure (psi)		Remarques	Réservoirs
		Befor	After	Psi	Kgf/cm ²		
1	3504,52	7520,98	7487,28	5268,68	370,51	Good Test	T1

Tab. IV.7. Mesure de pression OKN70

3.7. Commentaires :

Le puits OKN70 est un puits producteur d'huile, foré dans l'objectif principal de confirmer l'extension des réservoirs SI et T1 dans cette zone. Il a été perforé en Under balance les 13 et 20 /07/2017 dans le T1, mais il n'a pas démarré.

La pression de fond statique est égale à 47,80 kgf/cm² à la cote de mesure 3485 m, soit 39,08 kgf/cm² à la cote de référence. Cette pression n'est pas celle du réservoir, car lors une MDT du 16 /01/2017, une valeur de 370,51 kgf/cm² à été enregistrée à la cote 3504,52 m.

Le niveau statique est à la cote 2660 m. le puits parait colmaté, et la pression enregistrée n'est qu'une pression hydrostatique. Une opération Kick-off a été réalisée le 29/07/2017, en pompant 5 m³ d'azote. Malheureusement le puits n'a pas démarré, et il a été même vidé jusqu'à 2660 m, sans que celui-ci suive.

Connaissant le T1, réputé pour sa forte pression et traversé avec une boue OBM de densité d=1,48, il est peu probable qu'il soit complètement colmaté lors du forage.

Il reste donc à s'assurer que les charges utilisées lors de l'opération de perforation soient efficaces. Par ailleurs, le signal CCL révèle un bruit au droit des perforations.

a- Recommandation :

- * Procéder au remplissage du puits le plus tot que possible.
- * Programmer une stimulation avec test d'injectivité.

3.8. Déroulement des opérations :

L'opération de fracturation du puits OKN70 a été réalisée en deux jours, et les résultats obtenus ont permis d'établir un design du traitement principal (fracturation), qui a été exécuté le deuxième jour.

3.8.1 1^{er} JOUR : test d'injectivité et mini frac :

➤ Préparations nécessaires :

- Rig Up
- Installation de l'équipement de HALLIBURTON.
- Test de toutes les lignes.
- Test de l'annulaire 7" X 3"½ à 5000 psi (351,5 kgf/cm²), pendant 10 min.
- Démarrage des pompes.
- Test de toutes les lignes de traitement à 11 000 psi (773, kgf/cm²), pendant 10 min.
- Safety meeting.
- Remplissage du puits pour monter la Tree Saver.
- Début de pompage de l'eau traitée pour le remplissage des annulaires.
- Pressurisation de l'annulaire 1 (4"½ X 7") à 2000 psi (140,6 kgf/cm²).
- Pressurisation de l'annulaire 2 (7" X 9"⅝) à 800 psi (56,3 kgf/cm²).

➤ Test d'injectivité et Shadow frac Le 14/12/2017

Avant l'opération Minifrac, toutes les lignes de traitement (lignes de surface) ont été testées sous pression de 11 000 psi, les lignes annulaires ont été testés sous pression de 5000 psi, les dispositifs de déclenchement de pression de la pompe ont été tarés à 11 000 psi, la vanne de sécurité de l'annulaire 9^{5/8}" a été fixé à 3 200 psi, et celle de 13^{3/8}" à 1600psi.

La Minifrac a été lancé par le test d'injection (figure ci-après). Pendant le test d'injection le débit maximal de 25 bbl/min a été établi à une pression en tête de 8655 psi, on ferme le puits, le débit a été augmenté pour l'essai d'injection afin d'atteindre la pression de breakdown.

Un pré-pad (pré-tampon) de 4719 gallons (soit 17.86 m³) de 35 lbs gel linéaire et un débit maximum de 25 bbl/min suivi par 17020 gallons (soit 64.42 m³) de crosslinker gel et chassé par environ 4873 gallons (soit 18.44 m³) de gel linéaire, les pompes ont ensuite été fermés et la pression de déclin contrôlée afin d'obtenir (ISIP) et la pression de fermeture de la fracture.

Après la fermeture, l'enregistrement de déclin de pression a été analysé, en utilisant la fonction-G et méthodes de racine carrée. La pression de fermeture de Minifrac a été choisie à 9781 psi.

Stage		Fluid	Planned Volume	Rate	Temps de début	Actual volume (Gal)	Treatment Pressure (PSI)	Observations
1	Breakdown	Treated water	6000	2-25	10h31	6550	8655 Psi	
2	Shut in			0	10h49			
3	Pre Pad	Linear GEL 35#	1000	2-25	11h45	4719		
4	Pad	Crosslink 35#	10000	25	11h55	17020		Problème de pompage de gel après (6943 gal). Après avoir corrigé le Problème, ils ont ajouté 10000 gal (prévu) pour atteindre le débit voulu, et la pression voulu. Au total c'est un volume de 17020 gal .
5	Flush	Linear Gel	4900	25	12h17	4873		
6	Shut in							

Tab. IV.8. Déroulement de la Mini frac OKN70

3.8.2. Evolution des pressions lors du test d'injectivité :

➤ Paramètres Data frac :

Paramètres	Valeur
Breakdown	8655 Psi
Closure pressure	10664 psi
Friction	311 psi
Grad frac	0.95
ISIP (instantaneous shut in pressure)	10 973 Psi

Tab. IV.9. Data frac OKN70

Le Breakdown:

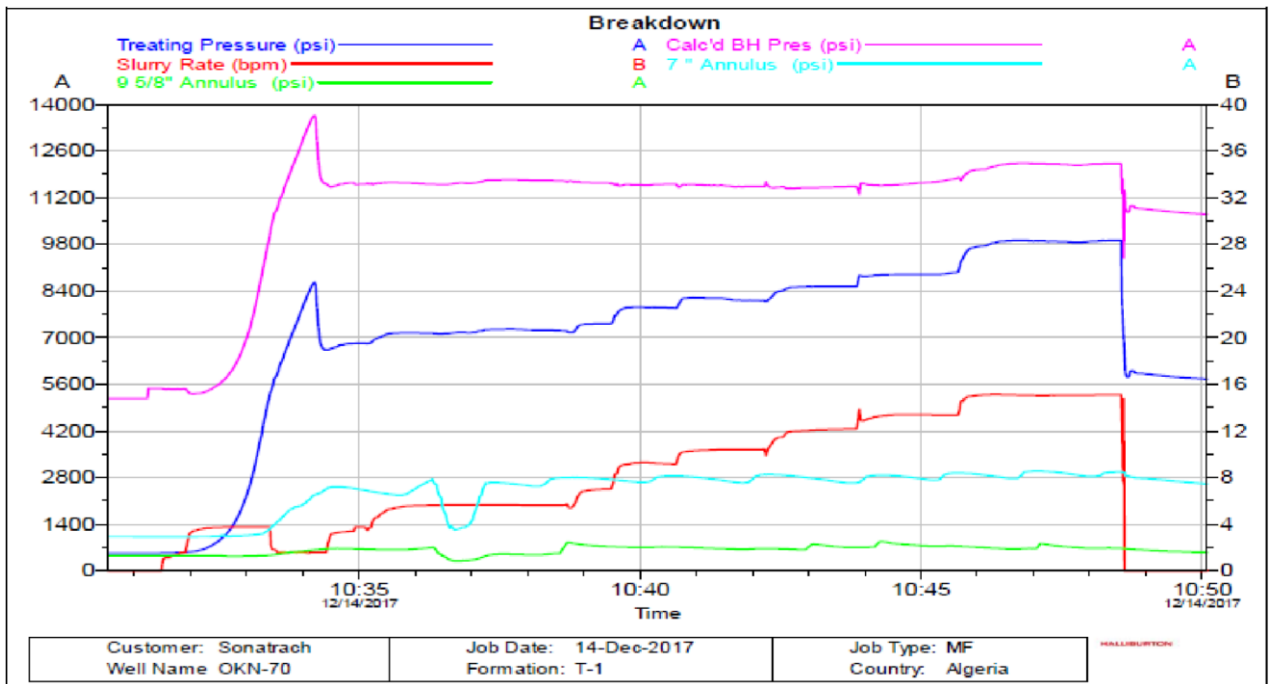


Fig. IV.10. Le breakdown OKN70

➤ **Closing Pressure by Square Root:**

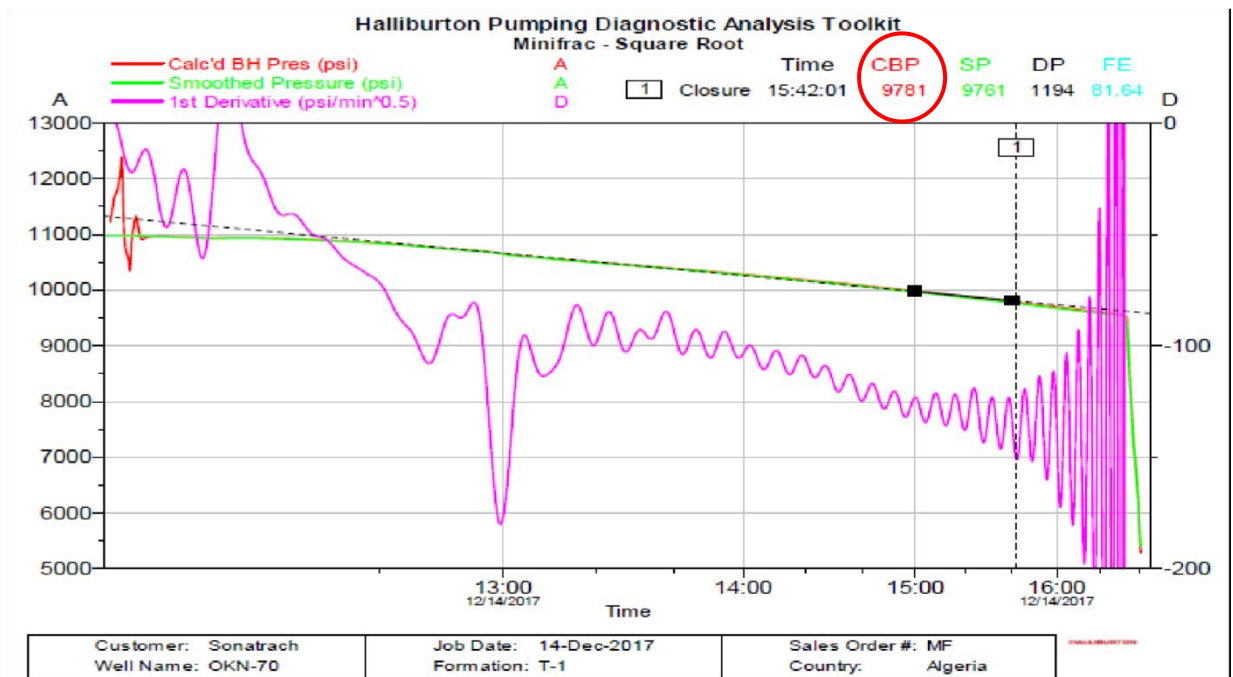
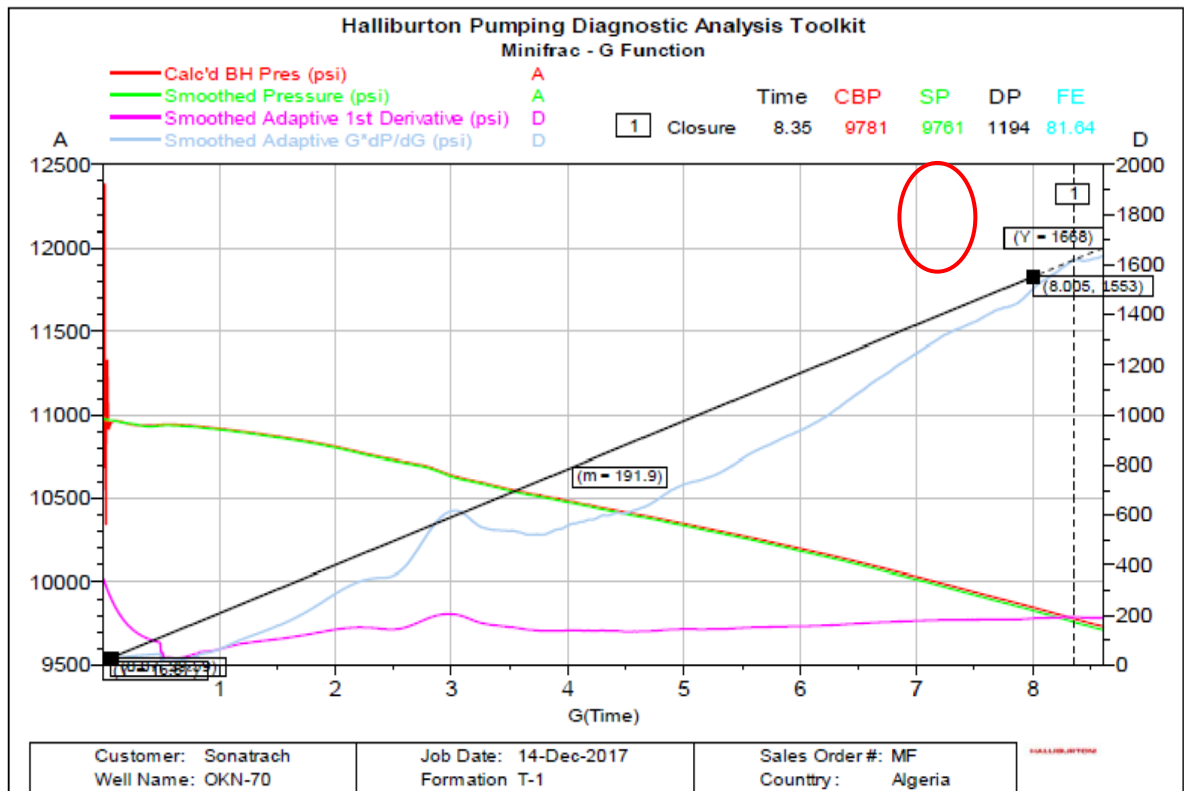


Fig. IV.11. Pression de fermeture OKN 70

NB : Closing Pressure = 9781 Psi

➤ Closing Pressure by G Function:



NB : Closing Pressure = 9781 Psi

Fig.IV 12. Pression de fermeture OKN 70 G-Function

3.8.3 Thermometrie :

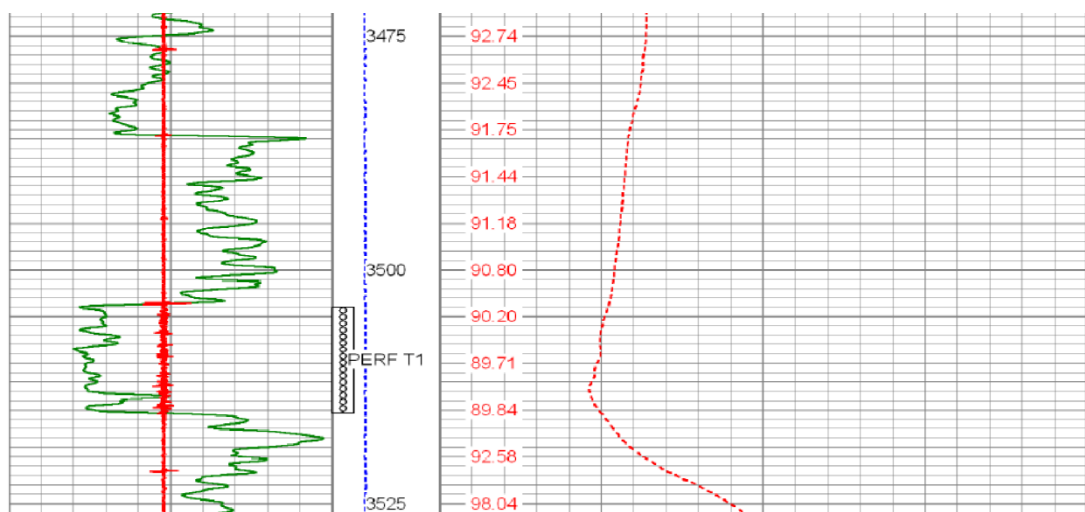


Fig. IV.13. Thermométrie OKN 70

➤ **Interprétation de la thermométrie :**

La thermométrie révèle un refroidissement au niveau du réservoir « T1 », dont la température a chuté de 92,74 °C à 89.84°C.

3.8.4. 2ème JOUR : La fracturation hydraulique Le 15/12/2017 :

- ❖ Safety meeting en présence des superviseurs SH-DP.
- ❖ Test la ligne de traitement à 11000 psi durant 10 min.
- ❖ Test les lignes des annulaires 7" à 5000 psi durant 10 min.
- ❖ Test les lignes des annulaires 9"5/8 à 5000 psi durant 10 min.
- ❖ Test les lignes des annulaires 9"5/8 à 5000 psi durant 10 min.
- ❖ Garder une pression de 1500 Psi au niveau de l'annulaire 7".
- ❖ Garder une pression de 500 Psi au niveau de l'annulaire 9"5/8.
- ❖ Ouverture du puits et commencer le pompage des fluides suivants :

Stage number	Stage Time	Stage Description	Fluid Type	Clean Volume (Gal)	Slurry Volume (Gal)	Proppant Conc. (Lb/gal)	Stage Proppant (lbs)	Proppant Type
1	14 :59 :30	Pre-pad	35≠L	4408	4408			-
2	15 :12 :58	Pad	35≠XL	11967	11967			-
3	15 :17 :39	Prop 1	35≠XL	3972	4102	1	3747	20/40 PPM
4	15 :20 :00	Prop 2	35≠XL	1956	2072	2	3323	20/40 PPM
5	15 :22 :28	Prop 3	35≠XL	1953	2156	3	5864	20/40 PPM
6	15 :25 :00	Prop 4	35≠XL	1937	2218	4	8098	20/40 PPM
7	15 :27 :42	Prop 5	35≠XL	1981	2368	5	11145	20/40 PPM
8	15 :31 :49	Prop 6	35≠XL	2868	3611	6	21408	20/40 PPM
9	15 :38 :47	Displacement	35≠L	4492	4561		1970	-
10	17 :09 :22	Monitor Decline		37	37		0	
TOTAL	-	-	-	35571	37499	-	55720	-

Tab. IV 10. Déroulement de la fracturation (main traitement) OKN70

NB :

La pression maximum de pompage au fond durant la dernière phase (Stage number 10) atteint 6255 Psi.

* Job Proppant : 55 720 lbs

* Proppant in formation : 50884 lbs

* Proppant in Well bore : 4 836 lbs

3.8.5. Etapes de pompage « Main treatment » :

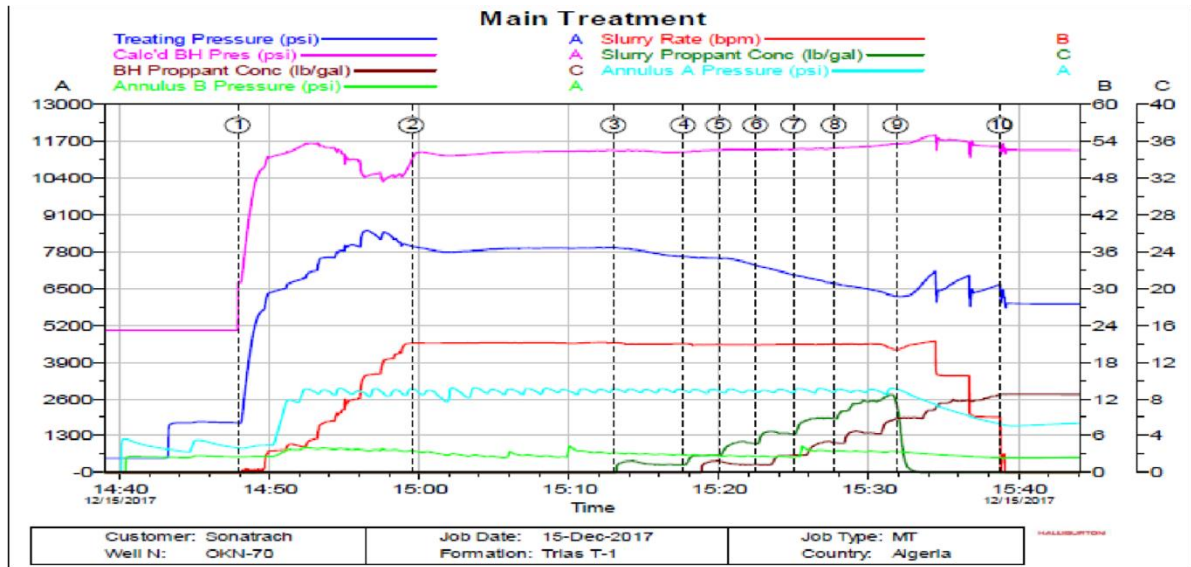


Fig. IV 15 Les étapes de fracturation OKN 70

3.8. 6. Opérations réalisées après Frac : Du 17 au 18/12/2017, et le 27/12/2017 Nettoyage au CT et Kick-off :

Les opérations de nettoyage au CT du 17/12 au 18/12/2017, et le 27/12/2017 n'ont pas abouti à un résultat positif. Donc le potentiel du puits n'est pas amélioré. Il faut rappeler qu'en date du 29/01/2018 une mesure de pression de fond statique a été programmée afin de s'enquérir de l'état du puits après l'opération de fracturation, dont la pression de fond statique a connu une hausse de 48,84 kgf/cm² par rapport à la précédente mesure du 25/09/2017. La colonne de production est pleine d'eau salée dont la densité du fluide au fond du puits est de 1.20 g/cc.

➤ Evolution de la pression en tête après Frac :

Le puits est fermé à/c du 15/09/2017 (production excessive d'eau salée).

➤ Jaugeage sur séparateur mobile : Néant.

➤ **Commentaire :**

Okn70 mauvais candidat pour fracturation hydraulique probablement dû au manque des réserves en place de réserve T1. Cette dernière situe dans un compartiment fermé. Cette hypothèse est confirmée par la perforation du puits voisin okn69 dans le même réservoir distancé de 900 m environ.

4. Puits OKS30 (PPH) :

4.1 Opportunité de la fracturation hydraulique :

Le puits OKS30 est un nouveau puits de développement de la zone OKS de champ Benkahla, il a été mis en service le 21 Juin 2015, après 2938 hrs de production à un débit décroissant de 3,05 m³/h au mois de Juin à 1,7 m³/h au mois d'Octobre, soit en 3 mois et avec la même Duse.

Il a subi une opération d'acidification le 31 Mars 2017 (BJSP), dans l'objectif de restaurer la perméabilité et améliorer sa production, où le débit est passé de 1,125 m³/h @ 2,109 m³/h.

Les résultats géologiques ont montré que la série inférieure se compose de deux compartiments, un au sommet entre 3380 et 3405 m, compact, sans intérêt. Le second, entre 3407m et 3421 m, possédant de meilleures caractéristiques, où l'outil MDT a enregistré une pression de 325,46 kg/cm² à la cote 3419,03 m et 325,19 kg/cm² à 3411,89.

L'interprétation de la mesure SBU du 20 octobre 2015 a révélé une transmissibilité médiocre de la liaison couche/puits, avec un skin positif élevé, égal à 76,6 (DP=117,46kgf/cm²), signe de la dégradation de la perméabilité qui aurait pu être causé par la boue de forage, en conséquence le puits est bouché puisqu'il n'arrive pas produire correctement. Il faut noter que la perméabilité K est de l'ordre de 22,5 md. Quant à la pression extrapolée (315,67 kg/cm² @ la cote de référence), elle a chuté de 15,01 kg/cm² par rapport à celle mesurée lors du MDT (330,68 kg/cm² @ la cote de référence).

OKS30 est donc un bon puits candidat à la fracturation hydraulique, qui pourrait même donner un bon résultat.

4.2 Jaugeage Sur Séparateur Mobile :

Aucune opération de Jaugeage n'a été réalisée après la Frac.

Historique des Jaugeage avant Frac						
Date	Pt	Pp	Duse	Qoil	GLR	WC
09/04/2017	45	18,6	5,95	2,109	99	0
30/10/2017	37	18	5,95	1,403	135	0

Tab. IV.11. Historique des jaugeages avant frac OKN70

Le tableau suivant présente le potentiel estimé, calculée à partir de la production mensuel :

Date	Oil (m³)	Temps_Prod (Hrs)	Débit Estimé (m³/h)
01/12/2017	583	555	1,05
01/01/2018	25	25,25	1

Tab. IV.12 Le potentiel estimé OKN70

NB: Aucune amélioration du potentiel du puits après l'opération de frac (en cours d'évaluation).

5. PUIITS OKN422 (PPH) :

5.1 Opportunité de la fracturation hydraulique :

Le puits OKN422 est un puits producteur d'huile, fermé suite au démarrage négatif après sa perforation. Le test MDT du 14/10/2016 a révélé une pression réservoir égale à 308,75 kgf/cm² à la cote 3526 m soit 296,26 kgf/cm² @ -3100 m. Sa pression de fond actuelle est de 208,84 kgf/cm² à la cote de mesure (3489 m), soit 198,22 kgf/cm² à la cote de référence (-3100 m) (PFS du 08/03/2017).

Il a subi une opération de nettoyage + Kick off le 11/02/2017 sans pouvoir le démarrer, puis une opération de traitement matriciel (le 20-21/02/2017) et encore une opération de nettoyage (le 24/02/2017) mais sans aboutir à un résultat positif.

L'interprétation des diagraphies montre que le réservoir principal Série Inférieure du TAG présente une épaisseur totale de 47 m dont 3,81 m de grés utiles situé dans la partie sommitale, le reste du réservoir est médiocre dans son ensemble.

5.2. Jaugeage Sur Séparateur Mobile :

Le puits était fermé avant l'opération de frac. Le puits a démarré suite aux opérations de stimulation (Frac+ Nettoyage +K.Off), ainsi que la mise en service du Gas Lift à/c du 11/01/2018.

➤ **JAUGEAGE APRES LA FRAC :**

Date	Pt (bar)	Pp (bar)	Duse (mm)	Débit (m ³ /h)
01/01/2018	19.3	18	12,7	1,024

Tab. IV.13. Jaugeage après frac OKN422

5.3 Calcul d'amortissement :

Résultats du Jaugeage avant frac : Néant. (Le puits était fermé avant le frac).

Puits fermé, $Q_0 = 0 \text{ m}^3/\text{h}$

Jaugeage après frac du 16/02/2018 (voir le tableau)

$Q_0 = 1,024 \text{ m}^3/\text{h}$, duse = 12,7 mm

Gain en production après l'opération de fracturation

$$\begin{aligned} \text{Gain } (\Delta Q) &= 1,024 \text{ m}^3/\text{h} - 0 \text{ m}^3/\text{h} = + 1,024 \text{ m}^3/\text{h} \\ &= \mathbf{154,58 \text{ bbl/jour}} \end{aligned}$$

Prix du baril = 60 \$/bbl

Cours du change \$/DA = 114

$$\begin{aligned} \text{Couts de l'opération} &= 38\,073\,203.87 \text{ DA} \\ &= 333\,975.47 \$ \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Amortissement} &= (\text{Cout de l'opération} / \text{gain en débit} * \text{prix du baril}) \\ &= (333\,975.47 \$ / (154.58 * 60)) \\ &= \mathbf{36 \text{ Jours, soit } 1,2 \text{ mois.}} \end{aligned}$$

6. Coûts D'investissement De La Fracturation :

6.1. Tableau récapitulatif :

Périmètre	Champs	Puits	Début _Opération	Fin _Opération	Type Opération	Société de Service	Montant (DA)	Montant (DA)
CZ	MBB+NH+BKO	MBB1	09/12/17	11/12/17	Frac.	Halliburton	46 313 000	47 161 481,63
			12/12/17	14/12/17	Nettoyage_ Post Frac			
			10/12/17	10/12/17	Thermométrie			
CC	HBK	OKN70	13/12/17	15/12/17	Frac.	Halliburton	38 898 000	39 744 401,71
			17/12/17	18/12/17	Nettoyage_ Post Frac			
			14/12/17	14/12/17	Thermométrie			
		OKN422	16/12/17	18/12/17	Frac.	Halliburton	37 232 000	38 073 203,87
			19/12/17	20/12/17	Nettoyage_ Post Frac			
			17/12/17	17/12/17	Thermométrie			
CF	BKH	OKS30	20/12/17	22/12/17	Frac.	Halliburton	74 954 000	75 782 339,77
			24/12/17	26/12/17	Nettoyage_ Post Frac			
			21/12/17	21/12/17	Thermométrie			
Total (DA)								200 761 426,980

Tab. IV.14. Coûts d'investissement de la fracturation

6.2. Cout Global De L'investissement Et Taux De L'opération Par Puits :

Puits	Coût (DA)	Taux (%)
MBB1	47 161 481,63	23,49
OKN70	39 744 401,71	19,79
OKN422	38 073 203,87	18,96
OKS30	75 782 339,77	37,74
TOTAL	200 761 426,98	100 %

Tab. IV.15. Coûts global d'investissement et taux de l'opération par puits

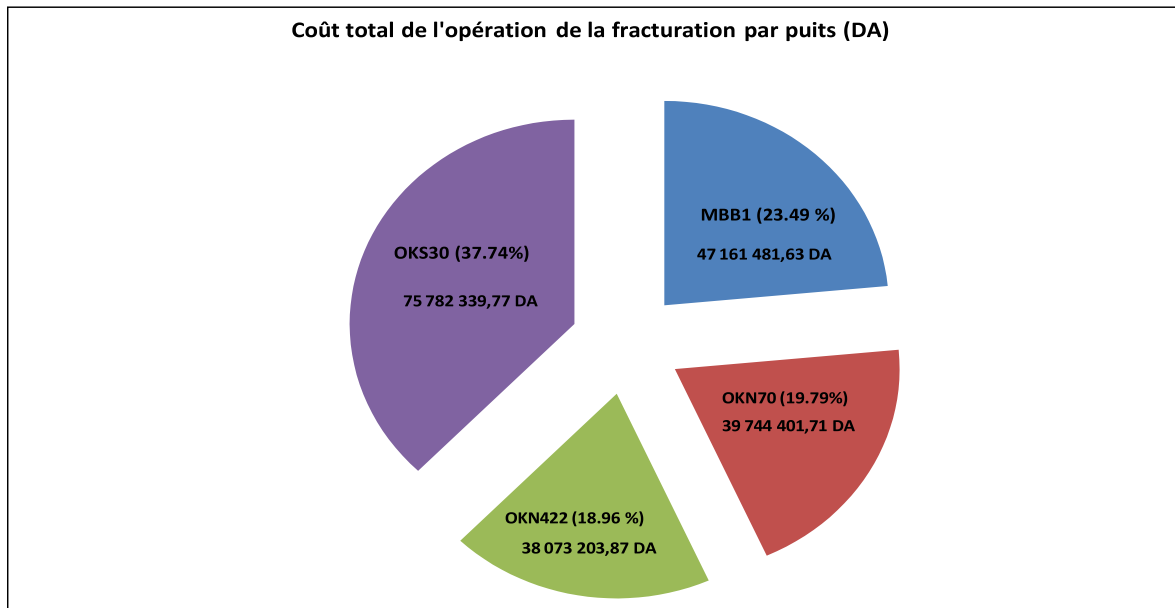


Fig. IV.16. Le cout total de la fracturation par puits

6.3. Apport De L'opération De La Fracturation :

Puits	Débit d'huile avant Frac (m ³ /h)	Débit d'huile Après Frac (m ³ /h)	Apport (m ³ /h)	Apport (T/J)	Obs.
MBB1	1,13	2,45	1,32	25,34	
OKN422	-	1,024	1,024	19,66	
OKN70	-	-	-	-	Production excessive d'eau salée.
OKS30	1,4	1 (Estimé)	-0,4	-7,68	En cours d'évaluation
Total	1,13	3,47	2,34	45,00	Gain de Frac

Tab. IV.16. Apport de l'opération de la fracturation

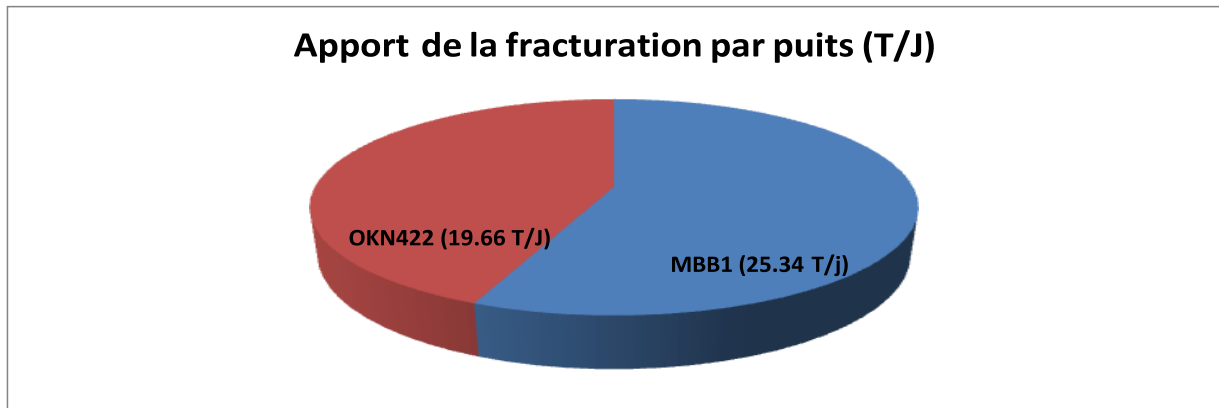


Fig. IV.17 Apport de la fracturation par puits T/J

NB :

OKN70 : Production excessive d'eau salée.

OKS30 : Aucune amélioration du potentiel du puits.

6.4 Calcul d'amortissement total de l'opération :

Le gain global de la campagne de la fracturation hydraulique, est de 2,34 m³/h (Soit 45 T/J), et un coût total de l'opération de **200 761 426,98 DA**.

$$\text{Gain } (\Delta Q) = 2,34 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$= 353,24 \text{ bbl/jour}$$

$$\text{Prix du baril} = 60 \text{ \$/bbl}$$

$$\text{Cours du change \$/DA} = 114$$

$$\text{Coûts de l'opération} = 200\,761\,426,98 \text{ DA}$$

$$= 1\,761\,065,14 \text{ \$}$$

$$\text{Amortissement d'investissement} = (\text{Coût de l'opération} / \text{gain en débit} * \text{prix du baril})$$

$$= (1\,761\,065,14\$ / (353,24 * 60))$$

$$= 83,10 \text{ Jours, soit } 02,76 \text{ mois.}$$

7- Conclusion :

En effet, la fracturation est une opération rentable, mais elle est très coûteuse. Un bon choix des puits candidats est recommandé. Plusieurs études sont nécessaires avant chaque opération. Finalement la productivité de puits :

MBB1 : s'est amélioré.

OKN70 : Production excessive d'eau salée).

OKS30 : Aucune amélioration du potentiel du puits.

OKN 422 : Le puits était fermé avant le frac. Gain en production après l'opération de fracturation.

Conclusion Générale :

La fracturation hydraulique demeurera l'une des outils nécessaires pour améliorer la productivité des puits à faible perméabilité. Sachant que la fracturation hydraulique est un investissement coûteux, alors, l'idée de fracturer même les bons puits doit passer par une étude très approfondie de faisabilité et de conception. L'élaboration du design de fracturation à partir des équations empiriques par l'utilisation du tableau 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.

Une évaluation qualitative et économique a été faite sur l'apport de l'opération de stimulation sur les puits, l'objectif du traitement n'ayant pas été atteint comme le cas d'OKN70 (Production excessive d'eau salée) et de OKS30 (Aucune amélioration du potentiel du puits). Mais pas dans le cas de MBB1 (améliore) et OKN422 (Le puits était fermé avant le frac) et un Gain en production après l'opération de fracturation.

Nous avons donc été confronté à la remise en production des puits concernés par l'opération, pour cela nous avons effectué un diagnostic afin d'essayer de comprendre les causes de cet échec et à identifier le problème lié à ce résultat de post frac.

A la fin de cette étude nous sommes arrivés aux synthèses suivantes :

Le choix d'un bon puits candidat à une opération de stimulation passe d'abord par une bonne étude de faisabilité basée essentiellement sur l'analyse des différentes variantes et scénarios probables liés à l'architecture du puits, l'interprétation des diaggraphies, l'historique des opérations et des tests de formations antérieurs.

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 permet de raffiner le modèle mathématique décrivant la fracturation hydraulique pour donner une idée plus fiable sur le sens de propagation de la fracture engendrée, ainsi que les pressions de services à exercer pendant l'opération de stimulation

Enfin, il est important de se donner le temps nécessaire pour l'établissement d'un design de fracturation hydraulique, afin d'envisager toutes les variantes possibles, et par la même minimiser le pourcentage d'échec, sachant que mondialement le taux de réussite n'est pas élevé. De plus, ce travail n'est pas celui d'un seul ingénieur, mais celui d'une équipe pluridisciplinaire (réservoir, géologie, production,).

Recommandations :

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

-Etude et Evaluation d'une opération de Fracturation Hydraulique. Descendre un log de température juste après le "breakdown test" ou le "data frac" pour avoir une idée sur la zone du réservoir qui a absorbé les fluides injectés. Cette opération devient très recommandée dans le cas de présence d'un fluide indésirable près du réservoir à stimuler, dans le cas OKN 70.

-Faire des jaugeages périodiques pour suivre l'évolution du Water cut, vu que l'effet du maintien de pression commence à se manifester dans la zone, et voir la nécessité de duser le puits au besoin

Références :

- [1] Mr.GUELMAMI, “PRESENTATION, NAISSANCE ET APPLICATION DE LA MECANIQUE DES ROCHES,” *chapitre 1*, pp. 1-13[1] “ch 3 mec roche (final).”, 2019.
- [2] Mr. MAHMOUD Mahmoud, “Généralité sur la mécanique de roches.” p. 18, 2010.
- [3] M.MESSAI MOHAMMED Abdelkamel et M.SAHLI Khaled, “Etude de la stimulation de puits par fracturation hydraulique (cas du puits OKS64 , région Berkaoui),” p. 83, 2015.
- [4] D. M. Amziane and Département, “Thème :opération de Fracturation Hydraulique – Puits OKN 421 Champ Haoud Berkaoui (HBK) Devant,” *Mem. master*, p. 193, 2021.
- [5] F. qustene enerjy Hydraulique, “qusterre energy hydraulique,” *article*, pp. 2009–2010, 2010.
- [6] K. M. BOUBEKRI Ayoub Ouargla, “Description de la technique de fracturation conventionnelle et de fracturation Hiway,” p. 83, 2013.
- [7] Mr. BELABBACI Rabie, “Analyse et évaluation de l ’ opération de fracturation hydraulique des puits verticaux dans le champ de Haoud Berkaoui cas puits OKS 32,” *Proj. Prof.*, p. 109, 2018.
- [8] F. G. Mansouri Mohamed Rafik & Haddad Yamanda Civil and Minier, “Projet de Fin d ’ Etudes Mansouri Mohamed Rafik & Haddad Yamanda Intitulé Etude comparative entre la fracturation hydraulique dans les réservoirs conventionnels et les réservoirs non-conventionnels Remerciements :,” p. 83, 2015.
- [9] S. ZERROUKI Samira, “Étude de stimulation d’un puits par fracturation hydraulique (exemple du puits A du réservoir III-A dans le bassin d’Illizi, Algérie),” *Mem. master*, p. 110, 2021.
- [10] MOUHAMMED . H, “ch 5 FLUIDES DE FRACTURATION.” p. 20.
- [12] Duffaut pierre , «manuel de mecanique des roches,» *presses des mines* , 2004.
- [13] Etud e et évaluation d'une opération de fracturation hydraulique à Hassi Messaoud
Cas d'étude : Puits MD609
- [14] Manuel de fracturation hydraulique 1972 (edition technip rue 27ginoux –paris-
- [15] Cours de stimulation chapitre IV Fracturation hydraulique Mrs LABTAHI Hamid
Université Kasdi Merbah Ouargla Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Sciences de la Terre et de l’Univers