

Université Kasdi Marbah Ouargla

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

Département : Forage et Mécanique des chantiers pétroliers



Mémoire

MASTER FORAGE PROFESSIONNEL

Domaine : Sciences et techniques

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : forage

Présenté par :

Bourenane Abed Elkarim, Souidi Hichem , Kouas Abedenasser

THÈME

Principe de fracturation dans les puits d'exploration.

Soutenue le : /06/2023 devant la commission d'examen :

Président :	MCB	Univ UKMO
Examineur :	MCB	Univ UKMO
Rppporteur :	Gharbi Abderaazak	MAA Univ UKMO
Co-Encadreur :	Atlili Elhadi	Pr associé Univ UKMO

Année Universitaire 2022/2023

Résumés

Résumé :

On sait bien que l'exploitation d'un gisement de pétrole ou de gaz, c'est de ramener les hydrocarbures du réservoir jusqu'en surface avec un moindre coût.

Parfois, durant l'exploration et après les résultats de DST, des problèmes d'exploitations des puits, surgissent nécessitant des interventions avec des moyens lourds, c'est pour ça que ce travail consiste à faire l'étude sur l'application de la fracturation hydraulique dont l'objectif est d'augmenter ou bien d'améliorer l'indice de productivité. Elle consiste à remédier à l'endommagement à proximité de la paroi du puits ou à la création d'une structure de grande conductivité dans la formation.

Les mots clés: exploitation, gisement, hydrocarbure, DST, exploration, fracturation hydraulique, endommagement.

Abstract:

It is well known that the exploitation of an oil or gas field involves bringing hydrocarbons from the reservoir to the surface at a lower cost.

Sometimes, during exploration and after DST results, problems with the operation of the well appear which require interventions by heavy means, and for this reason this work consists in carrying out a study on the application of hydraulic fracturing in the goal of increasing or improving the productivity index. This involves treating damage near the well wall or creating a highly conductive structure in the formation.

Key words: hydrocarbons, exploration, DST, hydraulic fracturing, well, formation.

ملخص:

من المعروف ان استغلال حقل النفط او الغاز ينطوي على جلب الهيدروكربونات من الخزان الى السطح بتكلفة اقل. أحيانا، بعد مراجعة اختبار قياسات الحفر في عملية الاستكشاف، تظهر مشاكل استغلال البئر التي تتطلب أحيانا تدخلات بوسائل ثقيلة، ولهذا فالهدف من هذا العمل هو اجراء دراسة حول التكسير الهيدروليكي من أجل زيادة او تحسين مؤشر الإنتاجية.

كلمات مفتاحية: الهيدروكربونات، اختبار قياسات الحفر، عملية الاستكشاف، التكسير الهيدروليكي، مؤشر الإنتاجية

Remerciement

Après avoir rendu grâce à Dieu tout puissant et le Miséricordieux.
Nous tenons à

remercier vivement notre prof ATLILI ELHADI
et notre
encadreur GHARBI ABDERAZEK , pour sons gentillesse, sons
disponibilité et sons contribution générale à l'élaboration
de ce travail.

Les remerciements les plus profonds s'adressent à tous ceux qui
de près ou
de loin ont contribué à la rédaction
de ce modeste mémoire.

Nous tenons également à remercier tous ceux
qui nous ont encouragé à poursuivre
nos études, et tous ceux qui nous ont accompagné
tout au long de ce parcours d'étude.
et puis, un remerciement
très chaleureux à toutes nos familles, parents,
frères et soeurs, cousins
et cousines, amis et amies.

Dédicace

Nous dédions ce modeste travail :

A nos chers et respectueux parents pour qui vraiment aucune
dédicace ne saurait exprimer nos attachements

Mon père Mouhame que Dieu pitié de son âme,

ma mère Malika que Dieu le protège .

mon frère Oussama et sœurs yasmine, rahaf ,rafife et

ma chère femme Lina.

A tous mes amies et mes frères

A mon famille

En témoignage de nos profonds respects et gratitude.

A tous ceux qui nous

ont aidés dans l'élaboration de ce travail.

Dédicace

Nous dédions ce modeste travail :

A celui qui m'a appris à me tenir fermement sur le sol

mon père Mohamed,
A la source de l'amour de l'altruisme

et

de la générosité **ma mère** Nassiba,

A mon frère Youcef et **chers sœurs** Mounira, Rania, Douaa ,
A tous mes amies et mes frères

A mon familles

en témoignage de nos profonds respects et gratitude.

A tous ceux qui nous ont aidés
dans développement de ce travail.

Dédicace

A ma mère

Qui nous a laissé son corps, mais esprit
flotte encore dans le ciel de ma vie.

A mon très cher père

Tu as toujours été à mes côtés pour me soutenir et m'encourager.
Que se travail traduit ma gratitude et mon affection.

A ma famille, mes sœurs

ceux qui on partagé avec moi tous les moments d'émotion
lors de la réalisation de ce travail

A mon professeur Mr. Atlili qui m'a guidé a tout ces années

Afin d'atteindre ce que nous avons atteint aujourd'hui.

A tous mes amis Qui m'ont toujours encouragé, et à
qui je souhaite plus de succès.

INTRODUCTION.....	1
I..Chapitre II : Généralité sur la fracturation hydraulique	2
Introduction	2
II.1.Principe et domaine d'application	2
II.2. Description de l'opération	2
II.2.1.Initiation de la fracture	2
II.2.2.Développement ou extension de la fracture	2
II.2.3.Maintien de l'ouverture de la fracture	3
II.2.4.Fermeture du puits	3
II.2.5.Dégorgement et mise en production.....	3
II.3. But de fracturation hydraulique	3
II.3.1.Les contraintes	4
II.3.2. Propriétés mécaniques des roches	4
II.3.2.1. Propriétés Statiques	5
II.3.2.2. Propriétés dynamiques	7
II.4. Application de la fracturation hydraulique	8
II.5. Description d'une fracture	9
II.5.1. Forme et orientation de la fracture	9
II.5.1.1. Orientation de la fracture selon la profondeur	9
II.5.1.2. Contraintes principales et orientation de la fracture	9
II.5.2. Gradient de fracturation	9
II.5.2.1. pression de fracturation	9
II.5.2.2. gradient de fracturation GF	9
II.5.2.3. Valeurs du gradient de fracturation	10
II.5.3. La géométrie de la fracture	10
II.5.4. Modèles de propagation de la fracture	10
II.5.4.1. Modèle GDK	11
II.5.4.2. Modèle PKN	12
II.5.4.3. Modèle radial	12
II.5.4.4. Les modèles tridimensionnels	12
II.5.5. Conductivité adimensionnelle de la fracture	13
II.5.5.1. La longueur de la fracture (Xf)	13

II.5.5.2. L'épaisseur de la fracture (Wf)	13
II.5.5.3. La hauteur de la fracture (Hf)	13
II.5.5.4. Evolution de la pression au cours de traitement	13
II.6.Fluide de fracturation et les additifs	14
II.6.1.Fluides de fracturation hydraulique	14
II.6.1.1.Gels linéaires	15
II.6.1.2.Gels réticules	15
II.6.2.Les additifs	15
II.7.2.Qualites demandées aux fluides de fracturation	16
II.7Les agents de soutènements	17
II.7.1Nature des agents de soutènement.....	17
II.7.2.Clasement des agents de soutènement (sable)	18
II.7.3. Resin-coated proppants	18
II.7.4.Granulométrie	19
II.7.5.L'importance des spécifications granulométriques	19
II.8.Déroulement de l'opération de fracturation hydraulique.....	20
II.8.1.Test d'injectivité	20
II.8.2.Shadow Frac (mini frac ou data frac)	21
II.8.3.Traitement lui-même	21
II.8.4.Contrôle pendant l'opération de fracturation	21
II.9.Dégorgement de puits après le traitement	21
II.9.1.Comment dégorger le puits	22
II.9.2Durée du dégorgement.....	22
II.10.Programme de l'opération de la fracturation hydraulique.....	22
II.10.1.Essais préliminaires sur le puits	22
II.10.2.Preparation du puits a fracturé	22
II.10.2.1.Nettoyage mécanique du puits	22
II.10.2.2.Nettoyage à l'acide	23
II.10.3.Differents tests de fracturation hydraulique	23
II.10.3.1.Test d'injectivité	23
II.10.3.2 Test de microfracture	24
II.10.3.3.Test de minifrac	24

II.11. Les équipements nécessaires pour la fracturation hydraulique.....	26
II.11.1. Equipements de surface	26
II.11.1.1. Frac tank (réservoir d'eau)	27
II.1.1.1. Blender (mélangeur)	27
II.1.1.2 Mountain Mover	28
II.1.1.3. Pompe à haute pression	28
II.1.1.4. Manifold	28
II.1.1.5. Appareils des mesures	28
II.1.1.6. Well head isolation Tool (Tree-saver ou WIT)	28
II.1.2. Conclusion	29
Chapitre III : Etude de puits BELS-1	30
III.1. Introduction	30
III.2. Cadre géologique et structural local	30
III.2.1. Situation géographique	30
III.2.2. Localisation de puits5	30
III.2.3. Coordonnées du sondage BELS1.....	32
III.2.4. Fiche stratigraphique prévisionnelle	33
III.3. Puits voisins	34
III.3.1. Résultats des tests des puits voisins	34
III.4. Les résultats obtenus avant la fracturation	34
III.4.1 Les essais aux puits	34
III.4.2. Résultats DST	34
III.4.2.1. Pressions de fond	35
III.4.2.2. Gradient de pression N°1	35
III.4.2.3. Gradient de pression N°2.....	36
III.4.2.4. Gradient de pression n°3	36
III.5. Evaluation pétrophysique du réservoir Siegénien à partir des diagraphies.....	37
III.5.1. Analyses des carottes	37
III.6. Paramètres du puits et caractéristiques du réservoir	37
III.6.1. Données liées au puits	37
III.6.2. Complétion de puits BELS-1.....	37
III.6.2.1. Schéma de complétion (Annexe III.B).....	37
III.6.2.2. Autres données de complétion.....	37
III.6.3. Données liées au réservoir	38

III.6.3.1.Etat de cimentation des tubages	38
III.7.Objectif de la fracturation	38
III.8.Préparation du puits pour la fracturation (phase Pre-Frac).....	39
III.8.1.Installation des équipements (Annexe III.D)	39
III.8.2.Nettoyage du puits et test	
Intégrité.....	39
Perforation.....	40
III.9.Déroulement de la fracturation hydraulique.....	41
III.9.1.Test d'injectivité	41
III.9.2. Enregistrement de log de température.....	42
III.9.2.1. Interprétation de log de température.....	42
III.9.3. Mini frac.....	43
III.9.3.1. Interprétation des courbes de déclin de pression.....	43
III.9.3.2. Détermination de la pression instantanée de fermeture ISIP.....	43
III.9.3.3. Détermination de la pression d'extension.....	44
III.9.3.4. Détermination de la pression de fermeture.....	45
III.9.3.5. La pression nette dans la fracture.....	46
III.9.4. Main frac.....	46
III.9.4.1. Paramètres estimé avec le logiciel Meyer.....	47
III.9.4.2. Evaluation de l'opération de fracturation.....	47
III.9.4.3. Neutralisation du puits.....	48
III.10. CONCLUSION.....	48
CONCLUSION GENERALE.....	49
BIBLIOGRAPHIE	
Annexe	

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Valeurs du module de Young pour certains types des roches.....	6
Tableau 2: Valeurs du coefficient de poisson pour certains types des roches	6
Tableau 3:Le choix de proppants à partir de la résistance à la contrainte de fermeture.....	20
Tableau 4: Fiche technique du forage BELS-1	32
Tableau 5: Volume total pompé des différents fluides lors du test.....	41
Tableau 6: Résumé de test déclin de la pression.....	46
Tableau 7: Volume et débit de Main frac	46
Tableau 8: Volume et débit de test de Main frac.....	46

LISTE DES FIGURES

Figure 01 :pression de propagation de la fracture [2]	3
Figure 02: contraintes exercées.....	4
Figure 03: La déformation élastique [2]	5
Figure 04: La rigidité d'un matériau.....	5
Figure 05: Les déformations. [4].....	6
Figure 06: Les contraintes principales et orientation de la fracture [4].....	9
Figure 07: la géométrie de la fracture.....	10
Figure 08: Présentation de propagation de la fracture suivant Modèle GDK [5].....	11
Figure 09: Représentation de propagation de la fracture suivant modèle PKN [5]...	12
Figure 10: Représentation de propagation de la fracture suivant modèle radial.[5]...	12
Figure 11: Forme et orientation de la fracture [3].....	13
Figure 12: Evolution de la pression au cours d'une fracturation.....	14
Figure 13: différents diamètres utilisés à HMD.....	20
Figure 14: Step Rate Test [4].....	24
Figure 15: Step Rate Test (estimation de la pression de propagation) [4].....	25
Figure 16: Estimation de la pression de fermeture à partir de Flow back Test.....	25
Figure 17: Test de déclin de pression après shut- in.....	26
Figure 18: Réservoir d'eau [7].....	27
Figure 19: MT-102 blender. [9].....	27
Figure 20: Mountain Mover [10].....	28
Figure 21: pump HP. [10].....	28
Figure 22: Manifold[10].....	28
Figure 23: Well head isolation Tool.11].....	29
Figure 24: Situation de puits BEL1.....	31
Figure 25: Fiche stratigraphique du puits BEL1.....	33
Figure 26: Test d'intégrité dcomplétion.....	40
Figure 27: Charte de tesd'injectivité.....	41
Figure 28: Log de température après Shadow Frac	42
Figure 29: Évolution de pression de fond en fonction du temps après shut- in.....	43
Figure 30: Évolution de pression de surface en fonction du temps après shut- in...	44
Figure 31: Estimation de la pression d'extension (propagation).....	44
Figure 32: La pression de fermeture Pc à partir de G Function.....	45
Figure 33: La pression de fermeture Pc à partir de Square Root.....	45
Figure 34: Charte de test de Main frac.....	47

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION

L'exploitation naturelle d'un gisement de pétrole, c'est ramener les hydrocarbures jusqu'à la surface avec des conditions favorables, par sa déplétion naturelle. Une fois cette énergie ne répond pas aux contraintes de production, et les réserves en place sont importantes, des nouvelles techniques de récupération sont introduites en vue d'améliorer le potentiel ainsi les caractéristiques des puits.

Parmi les techniques fréquemment utilisées, on a la stimulation soit par acidification (acid job), ou bien par la création d'une transmissibilité artificielle dite : **fracturation hydraulique**.

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

La réussite d'une telle opération dépend énormément des paramètres choisis et des décisions prises afin d'éviter toute échec ou toute dépense supplémentaire et avoir un bon rendement de l'opération.

Pour ces raisons, des tests d'injectivité sont effectués avant le traitement proprement dit (fracturation hydraulique) pour établir un bon programme de fracturation, mais le test le plus important est le test de mini frac.

On tient comme but, l'explication de la procédure de fracturation hydraulique dans les puits d'exploration d'une manière générale, et la prédiction de la géométrie de fracture au cours d'un test de mini frac, ainsi l'évaluation de l'opération.

Ce mémoire comporte trois chapitres. Le premier est consacré au test en cours de forage (DST). Le second est dédié à la fracturation hydraulique. Dans le chapitre 3, nous allons présenter une étude de l'opération de fracturation hydraulique sur le puits BELS-1.

Chapitre



I

Généralité sur la fracturation hydraulique

Chapitre II : Généralité sur la fracturation hydraulique

II.1. Introduction

Vielle depuis 1947, la fracturation hydraulique est la dislocation ciblée des formations géologiques peu perméables. Cette technique consiste à injecter le fluide de fracturation de pression supérieure à la pression du fluide de la roche pour créer des fissures ou fractures. Il s'agit d'une opération de stimulation de puits permettant d'améliorer la récupération des hydrocarbures en augmentant l'indice de productivité ou d'injectivité.

II.2. Principe et domaine d'application

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. De plus elle est fortement déconseillée lorsqu'il y a 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.

II.3. Description de l'opération

Il existe cinq étapes distinctes :

II.3.1. Initiation de la fracture

Lors de pompage du fluide dans le puits la pression augmente tant que le débit de pompage est supérieur à celui qui peut filtrer dans la formation, la fracture sera initiée par les contraintes de traction. Elle sera perpendiculaire à la contrainte de compression minimale en place avant le pompage.

La fracturation de la roche intervient à une pression appelée pression d'initiation de la fracture (P_i). Nous appellerons ΔP_i l'accroissement de la pression P_i dans le puits au-delà de la pression de couche (P_c).

$$\Delta P_i = P_i - P_c \dots\dots\dots \text{II.1. [2]}$$

II.3.2. Développement ou extension de la fracture

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

L'extension de la fracture s'effectue à une pression appelée pression d'extension (P_e), inférieur ou égale à la pression d'initiation, nous désignerons par ΔP_e , l'accroissement de la pression P_e dans le puits au-delà de la pression de couche.....II.2. [2]

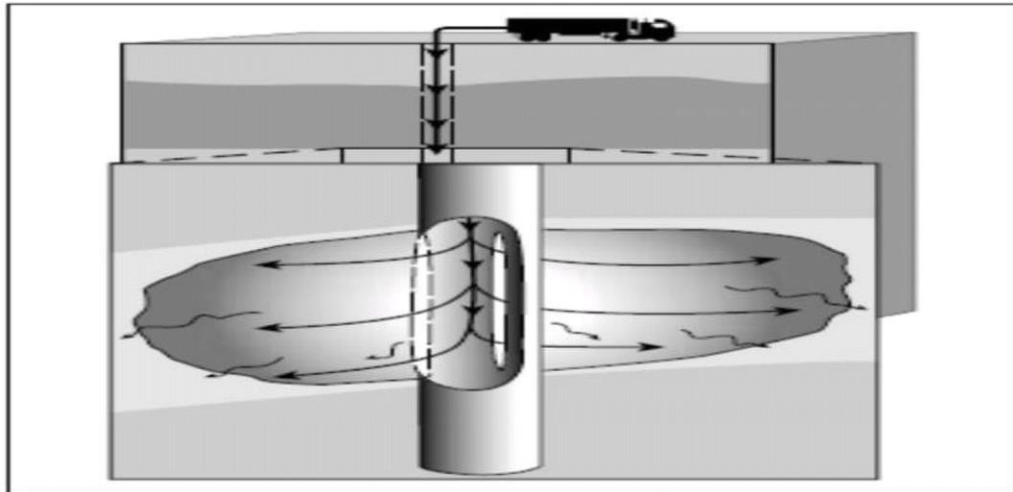


Figure 01 pression de propagation de la fracture. [2]

II.3.3. Maintien de l'ouverture de la fracture

Dans les formations carbonatées un fluide de fracturation contenant l'acide chlorhydrique assez concentré est utilisé. Cet acide rongue irrégulièrement les parois de la fracture ce qui laisse des canaux résiduels de très haute perméabilité lorsque la fracture se ferme suite à l'arrêt du pompage ; c'est ce que l'on appelle « fracturation acide ».

Dans les formations gréseuses, des agents de soutènement présentant une très bonne perméabilité (sable, billes de verres...) sont mélangés au fluide de fracturation (de haute viscosité) et sont entraînés dans la fracture par ce fluide ; ils empêchent la fracture de se fermer quand on arrête le pompage en fin du traitement. Les agents de soutènement sont pompés lorsque la fracture atteint des dimensions géométriques (épaisseur de la fracture particulièrement) suffisantes pour les laisser passer. [3]

II.3.4. Fermeture du 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.

II.3.5. Dégorgement et mise en production

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

II.4. But de fracturation hydraulique

La stimulation par fracturation hydraulique est une opération consistant à créer un drain perméable dans la roche réservoir. L'objectif est de :

- ✓ Modifier certaines propriétés pétrophysiques de la roche et augmenter la productivité ou l'injectivité.
- ✓ Augmenter la vitesse de récupération grâce à l'amélioration de l'indice de

productivité

- ✓ Créer des by-pass entre le réservoir et le fond de puits donc une bonne conductivité dans laquelle le fluide s'écoule vers le fond de puits.

II.4.1. Les contraintes

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

❖ **État local des contraintes en profondeur :**

Il existe deux types de contraintes:

- ✓ Contraintes principales totales (δ_i).
- ✓ Contraintes principales effectives (σ_i)

Ces contraintes sont liées entre elles par la relation suivante :

$$\sigma_i = \delta_i - \alpha PC \quad (i = 1, 2, 3) \dots \text{II.3} \quad [2]$$

$$\alpha = 1 - \frac{C_m}{C_b} \dots \text{II.4} \quad [2]$$

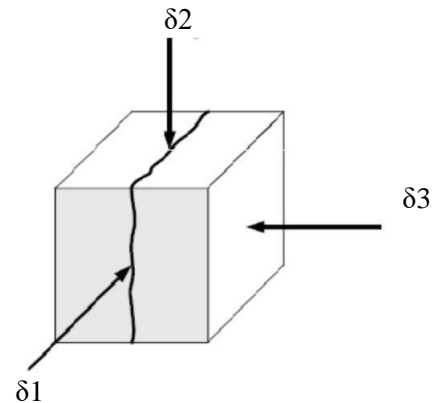


Figure 02 : contraintes exercées

Avec :

PC : Pression de couche

Cm : Compressibilité de la matrice.

Cb : Compressibilité de la roche poreuse.

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

$$\alpha \approx 1$$

II.4.2. Propriétés mécaniques des roches

Les roches sont caractérisées par :

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

Il existe deux types de propriétés mécaniques des roches: statiques et dynamiques

II.4.2.1. Propriétés Statiques

II.4.2.1.1. Module de Young (E)

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.

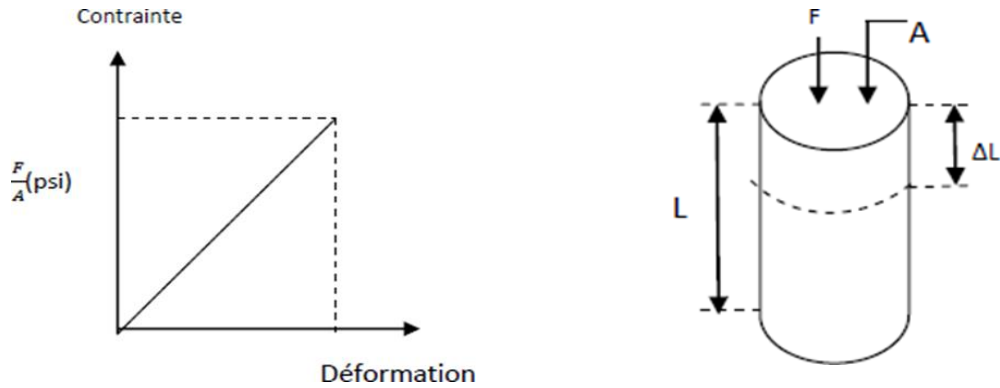


Figure 03: La déformation élastique [2]

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

$$\sigma = \frac{\text{force}}{\text{Surface}} \dots\dots\dots \text{II.5}$$

La déformation est définie comme la variation d'une dimension par rapport à la longueur initiale :

$$\Sigma = \frac{\Delta L}{L} = \frac{L2-L1}{L1} \quad \text{Sans dimension (II.6). [4]}$$

On peut définir la rigidité d'un corps de la manière suivante :

Un matériau sera plus rigide qu'un autre, s'ils sont soumis à la même contrainte, il subit une déformation plus faible.

La rigidité d'un matériau peut donc être caractérisée par la pente de la courbe $f(\Sigma)$.

La valeur de la pente est la caractéristique du corps considéré appelé module de Young (E).

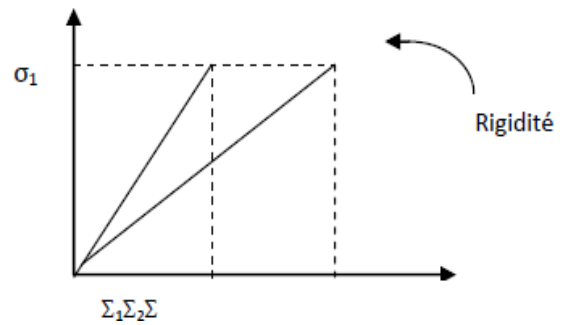


Figure 04: La rigidité d'un matériau

$$E = \frac{\sigma}{\Sigma} \dots\dots\dots \text{(II.7)[4]}$$

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

Type de roche	E (bar)
Sable peu consolidé	10.000 à 50.000
Grés très argileux	50.000 à 100.000
Marnes, Calcaires, Tendres	60.000 à 100.000
Grés consolidés	200.000 à 300.000
Grés très consolidés	300.000 à 500.000
Calcaires durs et très durs	500.000 à 1.000.000

Le module de Young de la roche saturée en eau ou huile est en général inférieur au module de la roche sèche.

II.4.2.1.2. Coefficient de Poisson (ν)

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

$$\nu = \frac{(\Delta d/d)}{(\Delta l/l)} \dots\dots\dots \text{II.8 [4]}$$

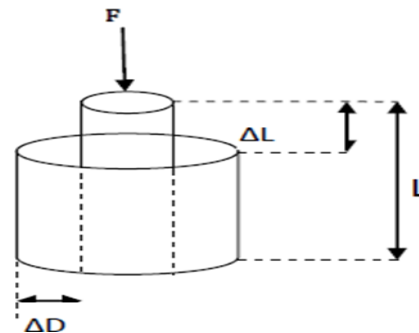


Figure 05 : Les déformations. [4]

Il varie pour les roches dans les limites 0.1 à 0.45.

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

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

II.4.2.1.3. Coefficient de cisaillement (G)

Il est souvent pratiqué en modélisation, le module de cisaillement est noté (G).

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \dots\dots\dots \text{(II.9)[4]} \quad \text{Avec :}$$

E : module de Young.

ν : Coefficient de poisson.

II.4.2.2. Propriétés dynamiques

Les valeurs des constantes élastiques obtenues par des techniques dynamiques sont en général plus élevées que ceux obtenus par des méthodes statiques. Cette différence est maintenant considérée comme étant due principalement à l'amplitude de la déformation, avec les mesures dynamiques de très faible amplitude représentant le réel.

Le seul outil qui répond aux propriétés élastiques de la formation est le sonique. Les deux types d'ondes d'intérêt pour l'estimation des constantes élastiques d'un milieu sont des ondes de compression (ondes P) et des ondes de cisaillement (ondes S). L'outil sonique mesure la vitesse de propagation caractéristique des ondes P et S.

La propagation des ondes est un phénomène de petite souche avec une grande vitesse de déformation. Les formations rocheuses apparaissent plus rigides, en réponse à une onde élastique par rapport à un test mécanique des roches au laboratoire, où les souches beaucoup plus importantes sont appliquées à une vitesse de déformation inférieure.

La différence entre le coefficient de Poisson statique et dynamique n'est pas grande, à condition qu'aucun tassement ne se soit produit lors de l'essai en laboratoire. Ainsi, les valeurs déterminées pour le coefficient de Poisson sont habituellement valides.

Si le compactage se produit, un modèle purement élastique n'est plus valide. Les données pour le module de Young devraient être revues.

Dans un milieu isotrope, seules les deux constantes élastiques du module de cisaillement G et le rapport de Poisson ν sont indépendants. Elles sont liées à la vitesse de propagation d'une onde P U_p et celle d'une onde S U_s par.

$$G = \rho_b \mu_s^2 \dots\dots\dots \text{II.10 [4]}$$

$$\nu = \frac{\frac{1}{2} \left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)^2 - 1}{\left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)^2 - 1} \dots\dots\dots \text{II.11 [4]}$$

ρ désigne la masse volumique d'un échantillon de roche.

La vitesse de propagation peut être remplacée par le temps Δt , il prend une onde pour parcourir une distance fixe d (par exemple, entre une source et un récepteur)

$$\nu = \frac{2u_s^2 - u_p^2}{2(u_s^2 - u_p^2)} \dots\dots\dots \text{II.12 [4]}$$

$$G = \rho_b \frac{d^2}{\Delta t_s^2} \dots\dots\dots \text{II.13 [4]}$$

Où Δt_s et Δt_c sont les temps de trajet des ondes S et de ondes P, respectivement, le module de Young E est lié aux deux constantes par

$$E = 2G(1 + \nu) \dots\dots\dots \text{II.14 [4]}$$

Plusieurs corrélations sont utilisées pour estimer les propriétés élastiques statiques à partir des propriétés d'élasticité dynamique. Les corrélations ont été établies en comparant les propriétés élastiques statiques aux propriétés élastiques dynamiques. La plupart des corrélations sont une variante de la statique comme suit :

$$\text{Static} = (A \times \text{dynamic } \alpha) + B \quad \dots\dots\dots\text{II.15 [4]}$$

Où statique : est la propriété élastique statique et dynamique : est la propriété élastique dynamique correspondante. Les constantes A, B et α sont déterminées; α est généralement affecté d'une valeur de 1

II.5. Application de la fracturation hydraulique :

- Dans la majorité des cas, pour les formations de perméabilité « k » médiocres ($5 < K < 50$ mD ; pour un réservoir d'huile et $0,5 < K < 5$ mD ; pour le cas des gaz) qui intéressent le plus un tel traitement.

- Dans des cas des réservoirs de très faible perméabilité ($K < 5$ mD pour le réservoir à huile et $K < 0,5$ mD pour le cas de gaz), la fracture induite dans ce cas sera très profonde et pouvant atteindre plusieurs centaines de mètres, c'est ce que l'on appelle " Massive Frac ".

- Dans certains cas, ça peut être la traversée d'un endommagement du type blocage complet autour d'un puits dans une couche assez perméable (skin positif) mais que les traitements conventionnels de matrice n'arrivent pas à résorber, c'est le " Skin by pass de faible extension latérale ; 20 à 30 mètres.

Le plus souvent la fracturation hydraulique d'un réservoir se traduit par l'ouverture d'une fracture existante (cas d'un réservoir naturellement fissuré) et très rarement par l'initiation d'une nouvelle fracture (réservoir compact).

En plus, les critères de sélection des puits candidats à la fracturation hydraulique sont :

- Le puits doit être connecté à des réserves productibles adéquates.
- Avoir une zone productrice épaisse (WOC et GOC sont loin).
- La pression de réservoir doit être moyenne à élevée (> 200 bars), suffisante pour maintenir un bon débit, pendant la production de ces réserves.
- Seuls les puits sans percée de gaz et sans production d'eau sont considérés.
- Des barrières in-situ pour minimiser la croissance ou la propagation verticale en hauteur de la fracture.
- La disponibilité des spécialistes expérimentés pour la conception de traitement, l'exécution et la supervision.
- Une bonne cimentation.
- ✓ L'éloignement des puits injecteurs voisins

II.6. Description d'une fracture

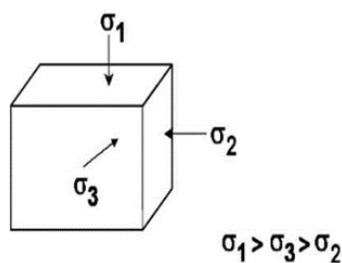
II.6.1. Forme et orientation de la fracture

II.6.1.1. Orientation de la fracture selon la profondeur

Les expériences ont montré que les fractures sont développées suivant les plans horizontaux ou verticaux. Pour des profondeurs inférieures à 600 mètres, il est possible d'obtenir les fractures dans les plans horizontaux. Pour des profondeurs supérieures à 600 mètres, le poids des sédiments fait que la fracture se développe uniquement dans les plans verticaux.

II.6.1.2. Contraintes principales et orientation de la fracture

Aux profondeurs supérieures à 1000 m (ou l'on peut négliger la résistance à la traction de la roche vis-à-vis des contraintes appliquées) l'orientation théorique des fractures serait définie très approximativement par les relations.



$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} > 1 \Rightarrow$ Fractures verticales

$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} < 1 \Rightarrow$ Fractures horizontales

σ_1 : Contrainte principale verticale
 σ_2 et σ_3 : Contrainte principale horizontale

Figure 06 : Les contraintes principales et orientation de la fracture [4]

II.6.2. Gradient de fracturation

II.6.2.1. pression de fracturation : est en fonction :

- ✓ De l'état de contrainte s'exerçant sur le réservoir.
- ✓ Des conditions aux limites.
- ✓ De la mobilité du fluide injecté.

$PF = P_w + P_h + P_f$ II.16 [2] Avec :

P_w : pression d'injection en tête.

P_h : Pression hydrostatique.

P_f : Pertes de charge qui peuvent avoir deux composants :

- pertes de charges dans le tubing.
- pertes de charges au niveau des perforations et aux abords de puits.

II.6.2.2.gradient de fracturation GF

Par définition, le gradient de fracturation est égal au rapport de pression de fracturation et la profondeur de la formation.

$GF = \frac{PF}{H}$ II.17 [2] PF : pression de fracturation. H : la profondeur

II.6.2.3. Valeurs du gradient de fracturation

Il est recommandé d'évaluer le gradient de fracturation en psi/ft.

En effet $1\text{psi/ft} = 0.23\text{ bar/m}$; représente approximativement le gradient de la contrainte géostatique due au poids de la terre.

Le gradient de fracturation croit en générale très légèrement avec l'initiation de la fracturation.

Il se maintient ensuite de manière constante et sensible, par rapport au développement de la fracture ; s'il y a un accroissement de gradient de fracturation au cours du traitement, ce qui est l'indice d'un débit de remplissage de la fracture.

Dans les roches communément exploitées, le gradient de fracturation varie de 0.55psi/ft à 1psi/ft .

On conclue généralement que le gradient de fracturation est supérieur à 1psi/ft c'est-à-dire supérieur à la valeur moyenne de la contrainte géostatique, on développe une fracture horizontale. Les fractures verticales étaient associées à des gradients sensiblement plus faibles.

II.6.3. La géométrie de la fracture

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

- ✓ soit une fracture verticale symétrique par rapport au puits ($L_f = 2I$).
- ✓ soit une fracture totalement asymétrique par rapport au puits ($I_1 = L_f, I_2 = 0$).
- ✓ soit partielle asymétrique ($L_f = I_1 + I_2$).

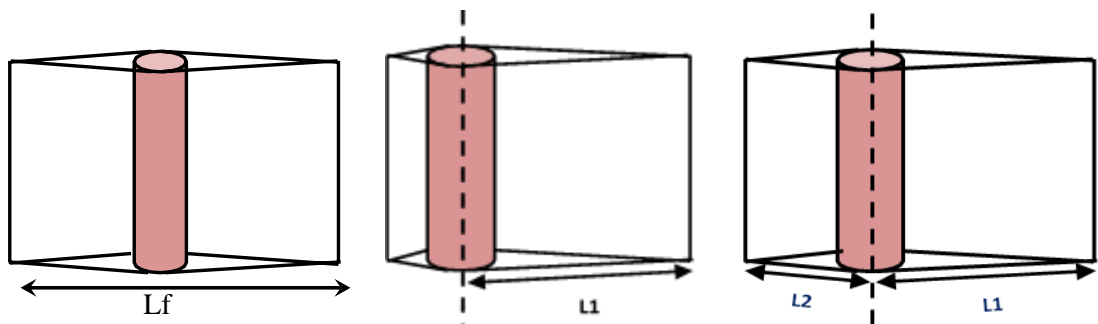


Figure 07: la géométrie de la fracture

II.6.4. Modèles de propagation de la fracture

Le modèle choisi pour décrire certains processus physiques a une influence majeure sur la géométrie finale de la fracture.

Un modèle de propagation est indispensable pour relier le débit d'injection, temps de traitement et la filtration du fluide avec les dimensions de la fracture.

La modélisation de la géométrie de la fracture est basée sur certaines conceptions; ces dernières sont nécessaires non seulement pour la modélisation de la géométrie mais aussi pour la prédiction de la performance d'écoulement à travers la fracture.

Plusieurs études " modèles analytiques " ont été proposées pour approcher et décrire le problème de propagation de la fracture.

Parmi eux on distingue les modèles pseudo tridimensionnelle de PERKINS et NORDGEN et le modèle tridimensionnelle de BOTECA.

La pression après l'arrêt de pompage est modélisée et son interprétation pourra clarifier le problème des phases suivant la propagation, rééquilibrage de la pression et auto propagation de la fracture, la diminution de l'épaisseur jusqu'à la fermeture ou appui sur les agents de soutènement, la baisse de la pression jusqu'à la pression de réservoir.

Toutes ces phases sont plus ou moins apparues sur le diagramme qui exprime l'évolution de la pression en fonction du temps.

II.6.4.1. Modèle GDK

Le problème est traité à deux dimensions dans le plan horizontal (x, y), la fracture est supposée limitée par deux plans horizontaux distants d'une hauteur H constante dans le temps, ceci revient à supposer un glissement parfait le long de ces plans (interface couche – épontes) et donner à la fracture une section rectangulaire dans le plan vertical.

GEERSTMA et KLERK (1969) (GDK) ont résolu le problème analytiquement d'une façon approchée pour un fluide newtonien.

DANESHY (1973) à pris en compte une rhéologie non newtonienne du fluide. La relation entre la hauteur et la

longueur est : $X_F < H F$ et $L = 2 X F$

Pour ce modèle la méthode de calcul est basée sur les hypothèses suivantes :

- ✓ Ecoulement mono dimensionnel dans une direction.
- ✓ Hauteur de la fracture constante le long de la longueur.
- ✓ Hauteur de la fracture constante dans le temps.
- ✓ La section de la fracture dans le plan vertical est rectangulaire.

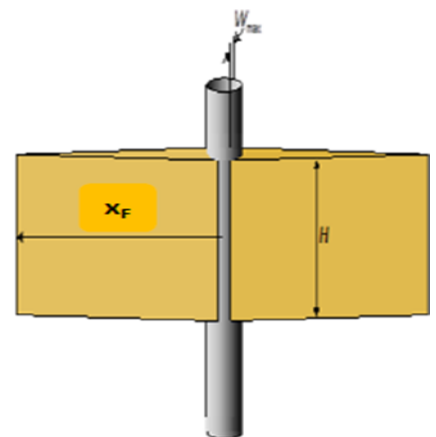


Figure 08 : Présentation de propagation de la fracture suivant le Modèle GDK [5]

II.6.4.2. Modèle PKN

Ce modèle est en premier lieu développé par (PERKINS KERN NODGREN) puis modifié par d'autres. Il peut être classé comme modèle PK, il est très utile lorsque les contraintes des barrières sur la zone perméable sont grandes et la pression présente un accroissement pendant le pompage.

Pour ce modèle la méthode de calcul est basée sur les hypothèses suivantes :

- ✓ La hauteur est constante.
- ✓ La section verticale est supposée elliptique.
- ✓ L'écoulement dans la fracture est monodimensionnel est dirigé suivant L

$$X_F > H_F \text{ et } L = 2X_F$$

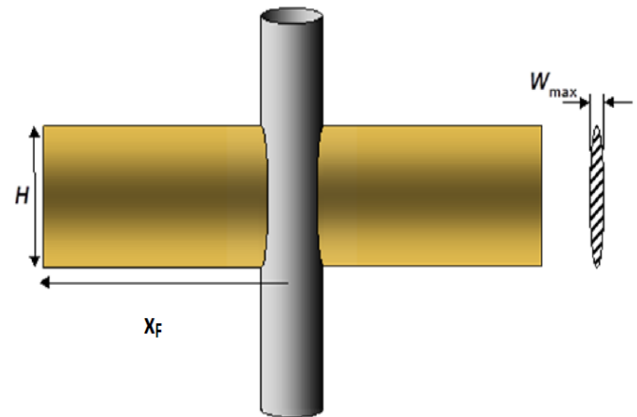


Figure 09 : Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle PKN [5]

II.6.4.3. Modèle radial

Le modèle radial est caractérisé par un profil circulaire dans le plan vertical avec une section elliptique.

Il est utilisé lorsque la zone perméable est petite, et présente seulement des faibles intercalations des barrières. Dans ce cas une faible hauteur de formation est perforée, ainsi la fracture est assurée par s'initialiser en un point et se développe radialement.

La méthode de calcul est basée sur les hypothèses suivantes :

- ✓ La hauteur de la fracture varie suivant la longueur.
- ✓ La section verticale est supposée elliptique.
- ✓ La fracture se développe radialement. La relation entre la hauteur et la longueur est :

$$X_F = R = \frac{H_F}{2} \dots \dots \dots \text{II.18 [4]}$$

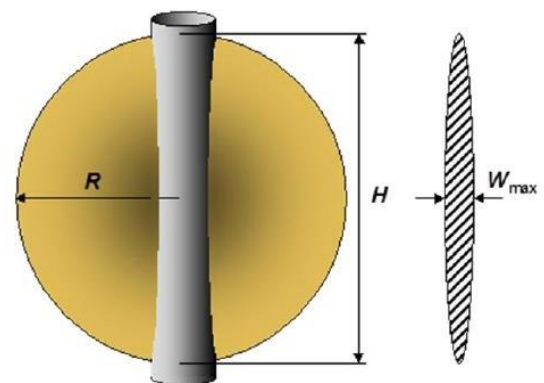


Figure 10 : Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle radial. [5]

II.6.4.4. Les modèles tridimensionnels

Dans les modèles tridimensionnels tous les paramètres (longueur, largeur et la hauteur)

sont variables.

II.6.5. Conductivité adimensionnelle de la fracture

Elle est représentée par cette formule suivante :

$$F_{CD} = K_f \cdot W_f / K \cdot X_f \dots \dots \dots \text{II.19 [2]}$$

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

W_f : Epaisseur de la fracture

K : Perméabilité de la formation K_f : Perméabilité de la fracture

Pour que la fracturation soit optimale, il suffit que $2 < F_{CD} < 10$

Le rendement d'une opération de fracturation est en fonction de trois dimensions suivantes :

II.6.5.1. La longueur de la fracture (X_f)

Elle 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 y une ou deux ailes symétriques.

II.6.5.2. L'épaisseur de la fracture (W_f)

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

II.6.5.3. La hauteur de la fracture (H_f)

Elle 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.

II.6.5.4. Evolution de la pression au cours de traitement

Quand on commence à pomper la pression monte jusqu'au pic :

- ✓ Le pic c'est la pression d'initiation de la fracture
- ✓ On remarque après le pic une déclinaison suivie d'un quasi stabilité de la pression qui est la pression de propagation
- ✓ Enfin il y a une chute de pression due à l'arrêt de pompage celle-ci est succédée d'une autre déclinaison qui indique la pression de fermeture.

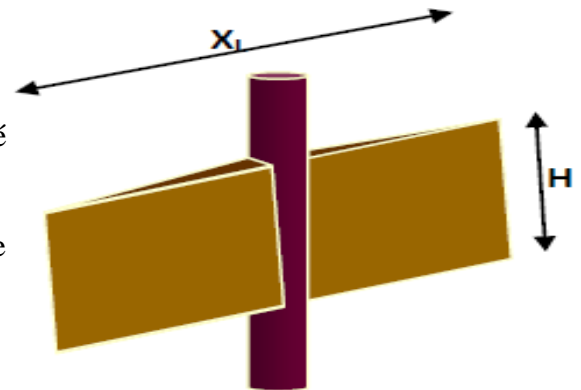


Figure 11 : Forme et orientation de la fracture [3]

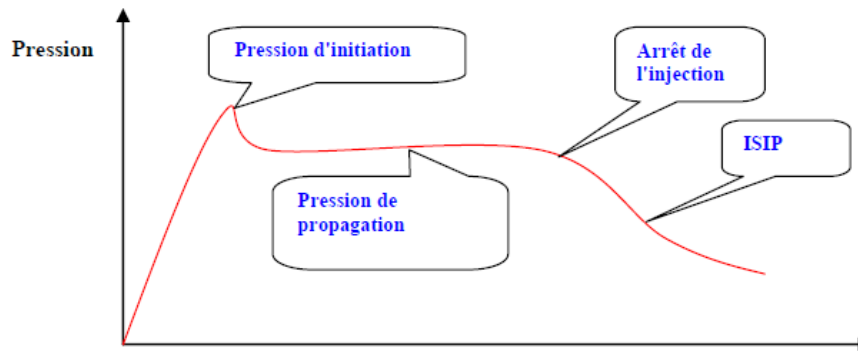


Figure 12 : Evolution de la pression au cours d'une fracturation

II.7. Fluide de fracturation et les additifs

II.7.1. Fluides de fracturation hydraulique

Le choix du type de fluide de fracturation se fait en fonction des propriétés du réservoir. Généralement on utilise les fluides à base d'eau, certains réservoirs contiennent de l'argile sensible à l'eau et on utilise d'autres types de fluides tels que des gaz (le dioxyde de carbone, l'azote, le propane) et des fluides à base de pétrole.

L'eau est le fluide le plus utilisé en raison du fait qu'elle est peu coûteuse et abondante. Lors d'opération de fracturation au moyen de fluides à base d'eau, on procède aux principaux essais de la compatibilité de l'eau avant d'entreprendre le procédé de fracturation.

Le volume du fluide de fracturation requis varie considérablement en fonction de l'importance et du nombre des opérations de traitement envisagés. Dans le cas d'un puits horizontal très profond, un traitement multi étape peut utiliser entre 3500m³ à 15000m³ d'eau, alors que des opérations de fracturation menées à faible profondeur dans le but de stimuler une zone requièrent généralement entre 20m³ à 100m³ d'eau.

Les fluides de fracturation actuellement sur le marché se divisent en deux groupes, on les appelle les fluides conventionnels. Ils comprennent :

- Les gels à l'eau.
- Les gels à l'huile qui sont de moins en moins utilisés. Les fluides de grande viscosité comprennent :
 - Les dispersions eau/ huile.
 - Les fluides à base d'eau, avec réticulant ou polymère.
 - Les fluides à base d'huile.

Pour les fluides à base d'eau on distingue par ailleurs deux types de gels : linéaires et réticulés

II.7.1.1. Gels linéaires

Ces gels sont constitués de longues chaînes polymériques, les unes à côté des autres, sans liaisons les unes avec les autres. La viscosité de tels gels est inférieure à 100 Cp.

II.7.1.2. Gels réticulés

Ils sont constitués de longues chaînes polymériques mais cette fois, de fortes liaisons, due à un agent réticulant, existent entre les chaînes polymériques, créant ainsi une viscosité supérieure à 100 Cp. Un gel linéaire à base d'eau est appelé : « water frac » abrégé WF, et les gels réticulés sont codés YF ou « wide frac ».

Ces gels ont pour avantages :

- ✓ Un fluide peu coûteux.
- ✓ Facilement disponible et transportable.
- ✓ Ne posant pas des problèmes de sécurité (incendie, explosion, pollution,..)
- ✓ Assez facilement traitable avec les additifs

Les inconvénients sont :

- ✓ Sa densité est élevée, et par conséquent elle limite la puissance de pompage, et leur déchargement peut être difficile.
- ✓ L'augmentation de la saturation en eau par filtration réduit la perméabilité relative à huile. Donc il est important de faire attention à la qualité de l'eau.

II.7.2. Les additifs

On ajoute le plus souvent des produits chimiques à l'eau afin de la transformer en un fluide très visqueux à faible coefficient de frottement susceptible de transporter l'agent de soutènement et d'endurer les rigueurs associées au parcours jusqu'à la zone d'intérêt et leur retour subséquent à la surface. Le nombre de produits chimiques et leur teneur lorsqu'ajoutés à l'agent de soutènement en suspension dans le fluide peuvent varier considérablement et sont fonction des propriétés spécifiques du réservoir, une fois combinés leur teneur ne dépassera généralement 1 % du volume total du mélange constitué par le fluide et l'agent de soutènement.

❖ **Les gélifiants:** servent à accroître la viscosité et la capacité de suspension des propants et agissent comme lubrifiant. On a :

- ✓ Gomme de guar : elle crée une chaîne de polymères naturels, sa viscosité est élevée.
- ✓ Polyacrylamide : sert à rendre glissante l'eau utilisée dans le procédé de frac.

❖ **les réducteurs des frictions :** qui viennent compléter l'action réductrice de friction des agents gélifiants.

- ❖ **Les polymères réticulés** : utilisés pour assembler des polymères, on a :
 - ✓ Bore, Zirconium, Titane ou Fer : ils augmentent le degré de viscosité du liquide en liant les polymères.
- ❖ **Le contrôleur d'argile** : utilisé dans les formations caractérisées par leur instabilité à l'eau afin d'éviter le gonflement des particules argileuses. On a :
 - ✓ Chlorure de potassium : réduit les dommages causés au réservoir en empêchant certains minéraux secs de réagir avec l'eau.
- ❖ **Les agents interrupteurs** : brisent la chaîne polymère créée par le gélifiant, on a :
 - ✓ Oxydant : réduit le degré de viscosité des polymères et permet aux fluides de refluer vers la surface.
 - ✓ Enzyme : consomme les polymères créés par la gomme de guar.
- ❖ **Les surfactants** : agissent de façon à réduire la tension superficielle du fluide de frac.
 - ✓ Additifs de refoulement : ils facilitent le drainage du fluide une fois le traitement achevé.
- ❖ **Les biocides** : préviennent l'introduction des bactéries sulfatoréductrices, on a :
 - ✓ Biocides naturels et manufacturés : préviennent l'introduction de bactéries qui peuvent produire de sulfure d'hydrogène ou d'autres produits chimiques de nature corrosive ou salissante.
- ❖ **Les agents d'activation** : gaz utilisés pour activer ou mousser les fluides aux fins de traitement de fracturation, on a :
 - ✓ Dioxyde de carbone : sert à améliorer la capacité de récupération des fluides tout en réduisant le risque de dommage à la formation. Il est faiblement soluble dans l'eau et très soluble dans le pétrole lorsqu'il est sous pression.
 - ✓ Azote : très abondant dans l'atmosphère et améliore la capacité de récupération des fluides utilisés dans les opérations de stimulation.

II.7.2. Qualités demandées aux fluides de fracturation

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

- ✓ Forte viscosité et faible filtration pour obtenir une bonne épaisseur et une bonne extension de la 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 d'injection.
- ✓ Bonne compatibilité avec la roche et les fluides de formation, faible teneur en produits

insolubles et création d'un minimum de produit de réaction insoluble pour ne pas endommager la formation.

- ✓ Facilement déplaçable par les hydrocarbures en place dans le gisement, faible viscosité (lors de dégorgeement) et faible densité pour faciliter le dégorgeement et la mise en production.
- ✓ Adaptation aux températures rencontrées lors de l'opération à réaliser [3]

II.8. Les agents de soutènements

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

- ✓ Etre assez résistant pour maintenir la fracture ouverte.
- ✓ Etre distribué d'une manière à permettre l'écoulement des fluides vers le puits de production.

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

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

II.8.1. Nature des agents de soutènement

Il existe une grande variété d'agents de soutènement utilisés pour la fracturation hydraulique.

On peut les classer en deux groupes qui présentent des caractéristiques mécaniques très différentes.

- ➡ Agents de soutènement élastiques-fragiles (rupture fragile) ce sont:
 - ✓ les sables.
 - ✓ les billes de verre (haute résistance).
- ➡ Agent de soutènement élastico-plastique ce sont :
 - ✓ les coquilles de noix (de moins en moins employées).
 - ✓ certains polymères (difficilement utilisables au-delà de 80-100°C).
 - ✓ les billes d'aluminium (pratiquement abandonnées).
 - ✓ les billes d'acier (qui pourraient être envisagées avec l'utilisation des fluides trèsvisqueux).

NB :

- Des billes de verre offrant une meilleure perméabilité que le sable mais, dont le défaut est de se rompre en éclats très fins qui colmatent la fracture quand la contrainte limite est atteinte (400 à 500bars).
- Des matériaux à haute résistance (bauxite et oxyde de zirconium) ont une meilleure résistance mécanique (1000bars) dont la densité élevée (3,7) mais hélas peut poser problème de mise en place dans la fracture.
- Des matériaux à résistance intermédiaires (intermediate-strength proppants(ISP) ou bonne qualité ayant une double propriété, bonne résistance et densité acceptable.

II.8.2. Classement des agents de soutènement (sable)

Le sable est l'agent de soutènement le plus couramment utilisé. Il est le plus économique, est facilement accessible et offre généralement la conductivité de la fracture suffisante pour une contrainte de fermeture moins de 6000 psi. Sa densité est d'environ 2,65. Selon le bilan global des propriétés physiques, le sable peut être divisé en groupes :

- ✓ Sable blanc du Nord
- ✓ Texas sable brun
- ✓ sable de silice Colorado
- ✓ sable de silice Arizona

II.8.3. Resin-coated proppants

Les normes American Petroleum Institute (API) peuvent être utilisées pour qualifier la même façon et regrouper toute source de sable, les revêtements en résine (resin-coated) sont appliqués au sable (généralement sable blanc de nord) pour :

- ✓ améliorer la force de soutènement et de réduire les reflux pendant la production.
- ✓ Sable pré-enrobé est plus fort que le sable classique. La résine permet de répartir l'effort sur une plus grande surface du grain de sable et réduit la charge ponctuelle.
- ✓ du sable revêtu de résine a une conductivité supérieure à celle du sable conventionnel.
Lorsque les grains écrasent, le revêtement de résine permet d'encapsuler les parties écrasées des grains et de les empêcher de migrer et de boucher le canal d'écoulement.
- ✓ Le revêtement de résine sur certains PCR est durcie (au moins partiellement) pendant le processus de fabrication afin de former un film inerte et non fondante. Les proppants traitées de cette manière sont appelés (precured-resin-coated proppants)
« PCR ». Leur but est d'améliorer les performances de sable à des niveaux de stress élevés.
- ✓ La principale application de RCP (curable resin-coated proppants) est d'empêcher le reflux des agents de soutènement près du puits.
- ✓ Les proppants RCP sont mélangés et pompés dans les étapes ultérieures du traitement, et le puits est fermé pour une période de temps pour permettre à la résine de faire la liaison

d'ensemble des agents de soutènement.

- ✓ Théoriquement, RCP forme un filtre consolidé au voisinage de puits avec une bonne perméabilité, pour but d'empêcher le reflux des agents de soutènement près du puits. ISP (intermediate-strength proppants) est condensé en céramique (de basse densité) ou un agent de soutènement, la bauxite (de moyenne densité). [4]

II.8.4. Granulométrie

Dans la mesure où la granulométrie a été tirée (faible dispersion dans la taille des grains, pas de fine,...) la perméabilité de ces agents de soutènement (plusieurs centaines de darcys) est considérablement supérieure à celle de formation réputée peu à très peu perméable.

Par ailleurs, La perméabilité des proppants doit être considérée en relation avec la perméabilité du réservoir, c'est pourquoi pour un réservoir peu perméable il n'est pas tellement nécessaire de recourir à des proppants à très forte perméabilité.

II.8.5. L'importance des spécifications granulométriques

- ✓ Proppants avec des tailles de grains plus grands offrent un tas plus perméable, mais leur utilisation doit être évaluée par rapport à la formation qui est bonne et les difficultés accrues qui se produisent dans le transport de proppants et de placement.
- ✓ Formations sales ou celles sujettes à la migration des fines importantes, sont de mauvais candidats pour les grands agents de soutènement. Les fines ont tendance à envahir le groupement d'agent de soutènement, provoquant le colmatage partiel et une réduction rapide de la perméabilité.
- ✓ Dans ces cas, les petits agents de soutènement, qui résistent à l'invasion des fines, sont plus appropriés. Bien que les petits agents de soutènement offrent une conductivité initiale inférieure,
- ✓ Granulométries plus importantes peuvent être moins efficaces dans des puits plus profonds parce que d'une plus grande sensibilité à l'écrasement résultant de contraintes de fermeture élevés (en grains augmente la taille, la force diminue).
- ✓ leur conductivité moyenne sur la durée de vie du bien est supérieure et fait plus que compenser la productivité initiale élevée fournie par les grands agents de soutènement (qui est généralement suivie par un déclin rapide de la production).
- ✓ La rondeur et la sphéricité d'un grain de soutènement peuvent avoir un effet significatif sur la conductivité de la fracture.
- ✓ Si les grains sont ronds et environ la même taille, l'agent de soutènement est plus équitablement répartis, ce qui entraîne des charges plus élevées de production avant la panne.
- ✓ Grains anguleux échouent à moindre contraintes de fermeture, la production de fines qui réduisent la conductivité de la fracture. [4]

On a plusieurs tailles des agents de soutènement par exemple : 6/9, 8/12, 12/20, 16/30, 20/40, 40/70

mesh

En pratique on utilise principalement des agents (20/40mesh), (16/30 mesh) ou (12/20mesh).



Figure 13: différents diamètres utilisés à HMD

Tableau 3: Le choix de proppants à partir de la résistance à la contrainte de fermeture

Proppant	Résistance à Contrainte de fermeture
Sable	inférieur à 6000 psi
(resin-coated proppant) (RCP)	Inférieur à 8000 psi
(intermediate-strength proppant) (ISP)	Supérieure à 5000 psi, inférieur à 10.000 psi
(high-strength proppant)	supérieure ou égale à 10.000 psi

La propriété la plus importante des proppants est la conductivité en condition de fond. Le transport et la répartition des proppants dans la fracture sont donc aussi des paramètres très importants. Il peut y avoir une contradiction entre certaines propriétés, par exemple des billes d'aciers offrent une excellente résistance à la compression sont malheureusement trop lourds pour être transportées.

La perméabilité des proppants doit être considérée en relation avec la perméabilité du réservoir, c'est pourquoi pour un réservoir peu perméable il n'est pas tellement nécessaire de recourir à des proppants à très forte perméabilité.

II.9. Déroulement de l'opération de fracturation hydraulique

Le traitement de fracturation hydraulique se déroule suivant ces étapes :

II.9.1. 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 (d'où le nom d'un test d'injectivité)
- ✓ Déterminer le gradient de fracturation.

II.9.2. Shadow Frac (mini 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.

II.9.3. Traitement lui-même

IL 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 dégorger.

II.9.4. Contrôle pendant l'opération de fracturation

Il est nécessaire de s'assurer le bon déroulement de traitement à chaque instant comme le programme d'injection prévu. De ce fait on contrôle les différents paramètres pendant le traitement :

- ✓ La pression en tête de puits.
- ✓ Volume total du fluide injecté.
- ✓ Concentration du fluide en proppants.

II.10. Dégorgeement de puits après le traitement

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

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

Le moment de dégorgeement 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.

II.10.1. Comment dégorgé le puits

Le point de vu des opérateurs sur le débit de dégorgement est partagé :

En réalité, il est souhaitable de dégorgé le puits en augmentant progressivement le débit, de façon à éviter les variations brutales des contraintes effectives dans la formation et à sauvegarder la tenue des agents de soutènement dans la fracture.

II.10.2. Durée du dégorgement

Il est toujours illusoire de vouloir éliminer pendant le dégorgement, la totalité des fluides injectés.

Les mesures de BSW (pourcentage d'eau) permettront de préciser la durée du dégorgement : on s'arrêtera par exemple lorsque BSW 5%.

II.11. Programme de l'opération de la fracturation hydraulique

La pré-fracturation est l'ensemble des opérations qui s'effectuent sur le puits avant l'opération de fracturation. Elle a pour but de s'assurer que tout est compatible parlant de nature du fluide de la roche et du fluide de fracturation, et que les équipements du puits à fracturer peuvent supporter toutes les contraintes nécessaires de ce traitement et que les puits voisins ne seront pas un problème ou n'auront pas des anomalies par ce traitement. Une fois ce doute est levé et que les paramètres recherchés obtenus, on procède à la fracturation elle-même

II.11.1. Essais préliminaires sur le puits

Ces opérations sont optionnelles mais, présentent une grande importance :

- ✓ L'interprétation des essais de production fournit des indications sur la conductivité ($C=Kh$) actuelle et l'état de déplétion des puits anciens.
- ✓ La débitmétrie permet de comparer le profil de débit enregistré avec la conductivité (Kh) du puits (d'après les perméabilités sur les carottes si elles existent).

II.11.2. Préparation du puits à fracturé

Les opérations préliminaires de nettoyages de puits sont la clé de la réussite d'une opération de stimulation par fracturation hydraulique au cas où le puits a auparavant produit des hydrocarbures pendant une durée plus ou moins importante. Ces opérations ont pour but d'éviter en général le colmatage de formation et de la fracture par les dépôts divers ou les sédiments qui sont présents dans le puits.

II.11.2.1. Nettoyage mécanique du puits

Le nettoyage du puits se fait par une unité de travail au câble « wire line » après que le top de sédiment fut déterminé.

II.11.2.2. Nettoyage à l'acide

Le nettoyage des tubages se fait par la circulation d'acide chlorhydrique et l'addition d'un tensio-actif est préférable, à condition que le puits soit équipé.

II.11.3. Différents tests de fracturation hydraulique

Les différents tests de fracturation nous permettent d'estimer certains paramètres importants concernant la fracturation hydraulique, tels que la pression de propagation, la pression de fermeture, l'efficacité de l'opération ...

L'estimation précise de ces dernières nous conduit vers une estimation raisonnable de la géométrie de la fracture, ainsi une grande chance de succès de l'opération.

II.11.3.1. Test d'injectivité

Ce test consiste à l'injection d'un fluide tel que l'eau traitée, la saumure ou le brut en régime de fracturation ayant pour but de :

- ✓ Vérifier si la formation absorbe le fluide
- ✓ Déterminer le gradient de fracturation et par la suite la pression de pompage.
- ✓ Tester les équipements de fond.

Si le puits à traiter est colmaté, ce test est vraiment important si de l'acide est mélangé au fluide d'injection car, ce mélange permettra le décolmatage des abords du puits.

II.11.3.1.1. Déroulement du test d'injectivité

Le test d'injectivité précède directement le traitement lui-même. Il se fait avec le même matériel de pompage et avec le même débit prévu pour ce traitement.

Le test d'injectivité se fait avec les fluides conventionnels :

- ✓ Eau traitée ou saumure gélifié ou non gélifié.
- ✓ Brut ou gasoil.

La remontée du gel en surface après l'opération se fait par l'utilisation de produit chimique un certain « breaker gel ».

Le volume total du fluide à injecter dépend des enregistrements prévus :

- ✓ Pour suivre le gradient de pression avec le développement de la fracture, il faut injecter quelques mètres cubes à un débit minimal de 1 à 1,5m³ /mn. On change au fur et à mesure les débits pour enfin de compte tracer le graphe $Q = f(P)$, ceci permet de savoir avec précision le développement de la fracture.
- ✓ Pour l'enregistrement de la thermométrie, il vaut mieux injecter un volume total de 50 à 60m³ pour avoir au voisinage du puits un refroidissement suffisant de la formation.

II.11.3.1.2. Interprétation des résultats du test d'injectivité

L'interprétation des résultats de ces tests permettent de :

- ✓ Déterminer le gradient de fracturation.
- ✓ Déterminer les pertes de charges en injection, avec estimation si possible des pertes de charges à prévoir à un débit différent au cours du traitement principal.
- ✓ Vérifier le comportement de l'équipements du puits:
 - Comportement des équipements de fond.
 - Orienter et localiser la fracture précisée par les thermométries notamment.

Tous ces renseignements permettent de décider s'il y a lieu ou non de poursuivre le traitement du puits par fracturation hydraulique.

II.11.3.2. Test de microfracture

Ce test nous permet d'estimer la contrainte minimale principale in situ, un volume du fluide doit être injecter dans la formation à travers une zone limitée (4 à 15 ft) avec un faible débit (1 à 25 gal / min) ; la contrainte minimale est obtenue à partir de l'analyse de la fracture après le pompage, qui apparaît comme un outil plus performant pour la compréhension et l'amélioration des processus du traitement, du déclin de pression après la fermeture ou à partir du remonter de pression pendant le pompage, la pression de fermeture et de l'ouverture sont les meilleures approximations de la contrainte minimale.

II.11.3.3. Test de minifrac

Avant le traitement final, ce test s'avère le plus important. Il existe donc trois types de ce test, par leurs analyses, on obtient des informations sur les contraintes régnantes au fond du puits.

II.11.3.3.1. Step Rate Test: (SRT)

Ce type de test est utilisé pour déterminer la pression de propagation de la fracture. Il consiste à augmenter progressivement le débit, et à mesurer la réponse de pression. Pendant le test on injecte un fluide de base (comme l'eau traitée pour les réservoirs de faible perméabilité. Mais pour les réservoirs de haute perméabilité, des fluides de polymère sont utilisés pour contrôler la perte fluide) dans la formation à faible débit semblable à celle de filtration dans la roche de telle manière que le fluide se déplace dans l'espace poreux de formation.

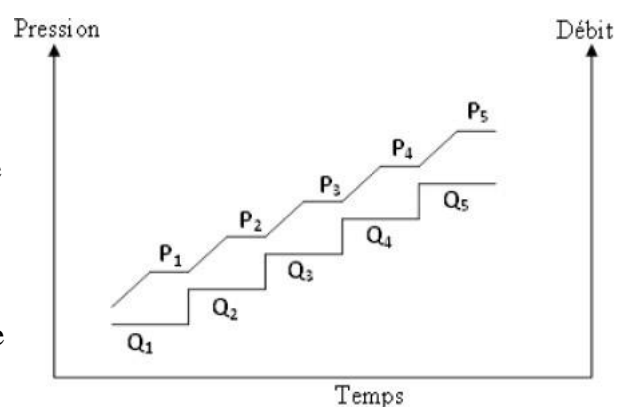


Figure 14 : Step Rate Test [4]

Le débit évolue progressivement avec des petits intervalles de temps. Chaque débit est

maintenu constant pendant plusieurs minutes jusqu'à la stabilisation de la pression. On obtient une courbe de la forme suivante :

Après, on trace la courbe P en fonction de Q, en rapportant les valeurs maximales atteintes pendant chaque incrément de débit.

Au début l'écoulement commence par être radiale dans la matrice, puis, avec l'augmentation de la pression, la fracture sera amorcée, et on aura un écoulement dans la fracture. C'est ce qui explique le changement brusque de la pente. Ainsi on peut déterminer la pression de propagation, ainsi que le débit.

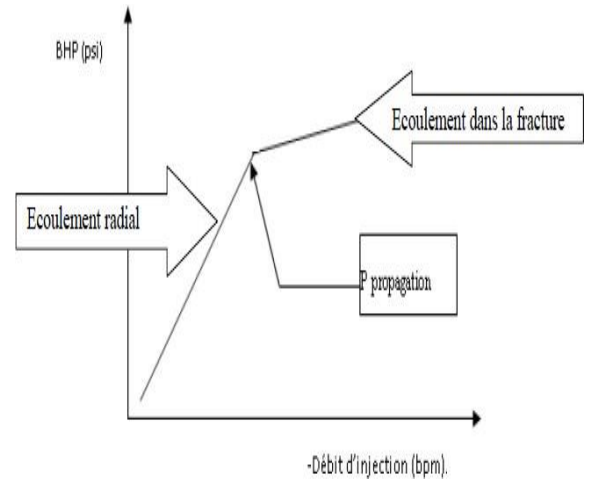


Figure 15: Step Rate Test (estimation de la pression de propagation) [4]

II.11.3.3.2. Pump In Flow Back Test (PIFBT)

On utilise ce test pour déterminer la pression de fermeture, en injectant un fluide de frac à un débit de fracturation pendant une courte durée. Après l'arrêt de pompage le fluide s'écoule vers le fond jusqu'à la fermeture de la fracture. Pour faciliter l'interprétation du déclin de la pression, le retour du fluide à un débit constant est très important.

Ce test (PIFBT) est très meilleur dans les réservoirs à faible perméabilité dans lesquels la filtration est aussi relativement faible.

Pour détecter la fracture, le contrôle de filtration doit être très précis. Ce test a deux avantages :

- ✓ Le flow bac accélère la fermeture de la fracture.
- ✓ La pression de fermeture est estimée à partir du point de singularité, qui est en général le point d'inflexion de la courbe du déclin de pression. Ce point d'inflexion donne sur l'axe des ordonnées la pression de fermeture de la fracture qui correspond à la contrainte horizontale minimale et sur l'axe des abscisses le temps de fermeture.

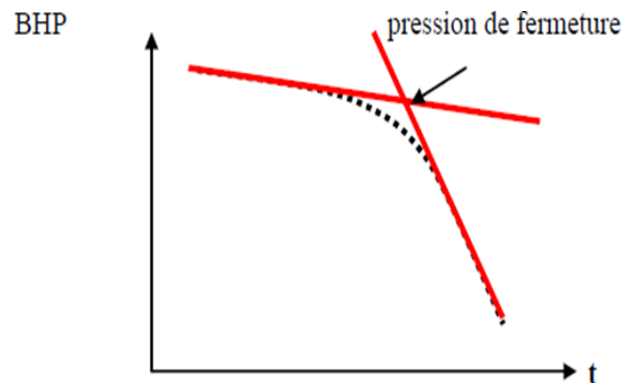


Figure 16 : Estimation de la pression de fermeture à partir de Flow back Test

II.11.3.3.3. Test de déclin de pression

Ce test consiste à créer une mini-fracture dans la formation avec le même fluide que celui proposé pour le traitement principal.

On injecte un volume intéressant du fluide de fracturation à un débit du traitement

principal proposé, jusqu'à 10 à 15% du volume total proposé pour le traitement en question, après on arrête le pompage et on ferme le puits, ensuite, on contrôle l'évolution en surface.

La pression doit être mesurée pendant la MINIFRAC jusqu'au déclin total de la pression. Ce test peut être divisé en deux étapes distinctes :

- ❖ Etape de mini fracture, qui permet de déterminer le modèle de propagation.
- ❖ Etape de fall-off, la chute de pression qui permet de déterminer :
 - ✓ Instantaneous shut in pressure (ISIP).
 - ✓ Efficacité de fluide.
 - ✓ Le coefficient de filtration.
 - ✓ Géométrie de la fracture (largueur, longueur).

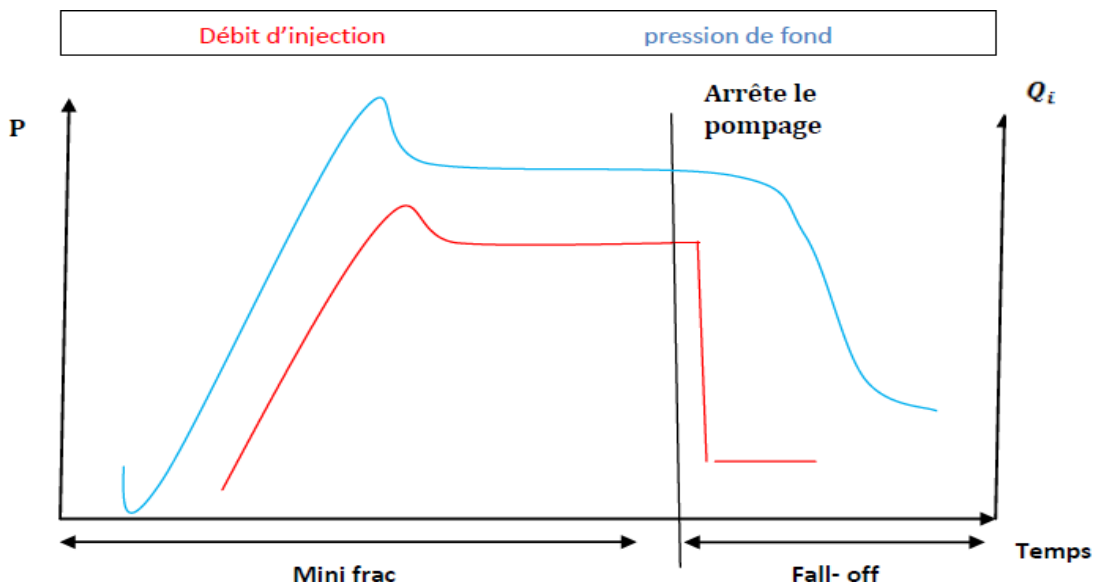


Figure 17 : Test de déclin de pression après shut-in

II.12. Les équipements nécessaires pour la fracturation hydraulique

Le succès d'une opération technique tel e qu'est soit n'est réalisable que par les équipements appropriés indispensables et un personnel hautement qualifié. L'opération de stimulation par fracturation est un traitement très couteux demandant un personnel et des équipements nécessaires, de ce fait, el e n'échappera pas à la règle. Dans ce chapitre on présentera les matériels de surface et on tachera ensuite de souligner l'utilité de chaque équipement.

II.12.1. Equipements de surface

Il existe un nombre important d'équipements parmi eux on a :

- ✓ Frac tank (réservoir d'eau)
- ✓ Blender (mélangeur)

- ✓ Mountain Mover (réservoir de stockage d'agent de soutènement)
- ✓ High pressure pumps (pompe à haute pression)
- ✓ Manifold de haute pression
- ✓ Enregistreurs et Capteurs
- ✓ Well head isolation tool (tree-saver WIT).

II.12.1.1. Frac tank (réservoir d'eau)

C'est un réservoir de stockage d'eau sa capacité est de 20000 gal ons, le nombre de réservoir pendant l'opération dépend de volumes d'eau nécessaires pour l'opération. Cette eau sert à préparer le gel.



Figure 18 : Réservoir d'eau [7]

II.12.1.2. 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, propants, additifs). Il comporte deux compartiments, l'un pour les composés solides et l'autre les additifs liquides. Un dispositif est installé pour le contrôle des concentrations des additifs.



Figure 19 : MT-102 blender. [9]

II.12.1.3. Mountain Mover

Le Mountain Mover est un stockeur d'agent de soutènements. Il est divisé en cinq(5) chambres permettant de mettre les différents types de proppants.



Figure 20 : Mountain Mover [10]

II.12.1.4.Pompe à haute pression

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



Figure 21 : pump HP. [10]

II.12.1.5. Manifold

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



Figure 22 : Manifold. [10]

II.12.1.6.Appareils des mesures

- ✓ Débitmètre : appareil servant à mesurer le débit d'un fluide
- ✓ Densimètre : el e 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.

II.12.1.7. Well head isolation Tool (Tree-saver ou WIT)

C'est un dispositif qui permet à la tête de puits de résister à des pressions élevées. Il est

utilisé pour éviter le changement de la tête de puits qui ne peut pas supporter des pressions critiques. Il sert à protéger la tête des puits à :

- ✓ des pressions élevées ;
- ✓ l'effet abrasif et corrosif des fluides et des agents additifs.

L'accordement de cet outil se fait sans tuer le puits. 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).

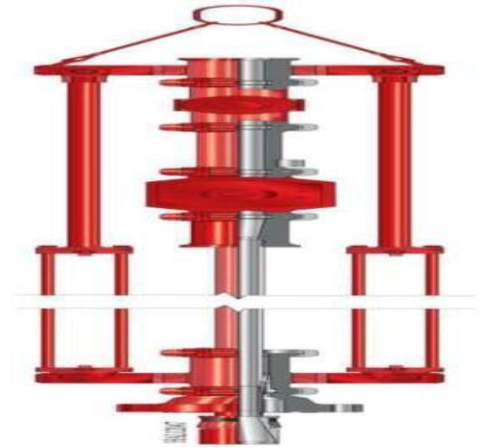


Figure 23 : Well head isolation Tool. [11]

II.12.2. Conclusion

Comme nous pouvons remarquer le but de la fracturation est de créer un canal à haute perméabilité dans le réservoir afin d'augmenter l'injectivité ou la productivité donc la récupération, par conséquent une bonne participation à la production globale. Cependant les avantages sont considérables par comparaison aux inconvénients, on peut souligner ceux-ci, l'augmentation de temps de récupération grâce à l'amélioration de l'indice de productivité, la modification des certaines propriétés pétro physiques de la roche.

Chapitre



II

Etude de puits BELS-1

Chapitre III : Etude de puits BELS-1**III.1. Introduction**

Le forage d'exploration BELKETAÏF SUD-1 (BELS-1) se situe dans le périmètre Guern EchCheikh (bloc 350a) en 100% Sonatrach, au Sud de la structure de Belketaïf. Il a pour objectif de tester les niveaux gréseux du Dévonien inférieur (Siegénien) productifs d'huile et du gaz à Belketaïf.

Le forage BELS-1 fait partie de la poursuite de l'exploration du Dévonien inférieur gréseux suite au résultat encourageant du forage GEH-1 à l'Est, de MAMI-1 au Nord-Ouest et les découvertes de Belketaïf (BELZ-1 et BELZ-2) qui ont mis en évidence des accumulations de gaz et d'huile dans les niveaux gréseux N2 du Siegénien. Ces mêmes niveaux qui se biseautent en sous la discordance hercynienne vers l'Est (Hassi R'mel) et vers le sud de la structure de Belketaïf se trouvent en position structurale favorable au-dessus des plans d'eau reconnus au niveau de Belketaïf, GEH-1 et MAMI-1. Le puits BELS-1 a été foré en 2014, un test de formation en Barefoot a été réalisé sur le réservoir Siegénien (1885-2003m), le résultat de test montre que le puits n'est pas productif, il a été décidé de compléter le puits en vue de fracturation hydraulique.

III.2. Cadre géologique et structural local**III.2.1. Situation géographique**

Le forage d'exploration BELKETAÏF SUD-1 (BELS-1) se situe dans le périmètre Guern Ech Cheikh (bloc 350a), au sud de la structure de Belketaïf. Le forage BELS-1 est situé à 22km du forage BELZ-1.

- Fuseau : 31.
- Ellipsoïde de projection : Clarke 1880.
- Sismique : Croisement des profils 2D : 02 OT 04 (SP=771), 02 OT 07 (SP=651).

La région, du point de vue géomorphologique est constituée principalement de regs et dunes.

III.2.2. Localisation de puits

La structure de BELS-1 est située sur le périmètre Guern Ech Cheikh bloc 350a (Bassin Oued Mya) au Sud de la structure de Belketaïf et celle de MAMI, (fig.), a été réinterprétée en utilisant la sismique 2D acquise dans le cadre des programmes 92MGN, 39MGN, 02OT et 05GEH.

La carte en isobathes au niveau de la Discordance Hercynienne montre que la structure à une forme orientée Nord-est Sud-ouest, et présente une fermeture structurale de 50 m.

Le point d'implantation du sondage BELS-1 se situe sur le profil sismique 02 OT 04 SP=771 et le profil 02 OT 07 SP=651, soit 22 km au Sud Est du sondage BELZ-2.

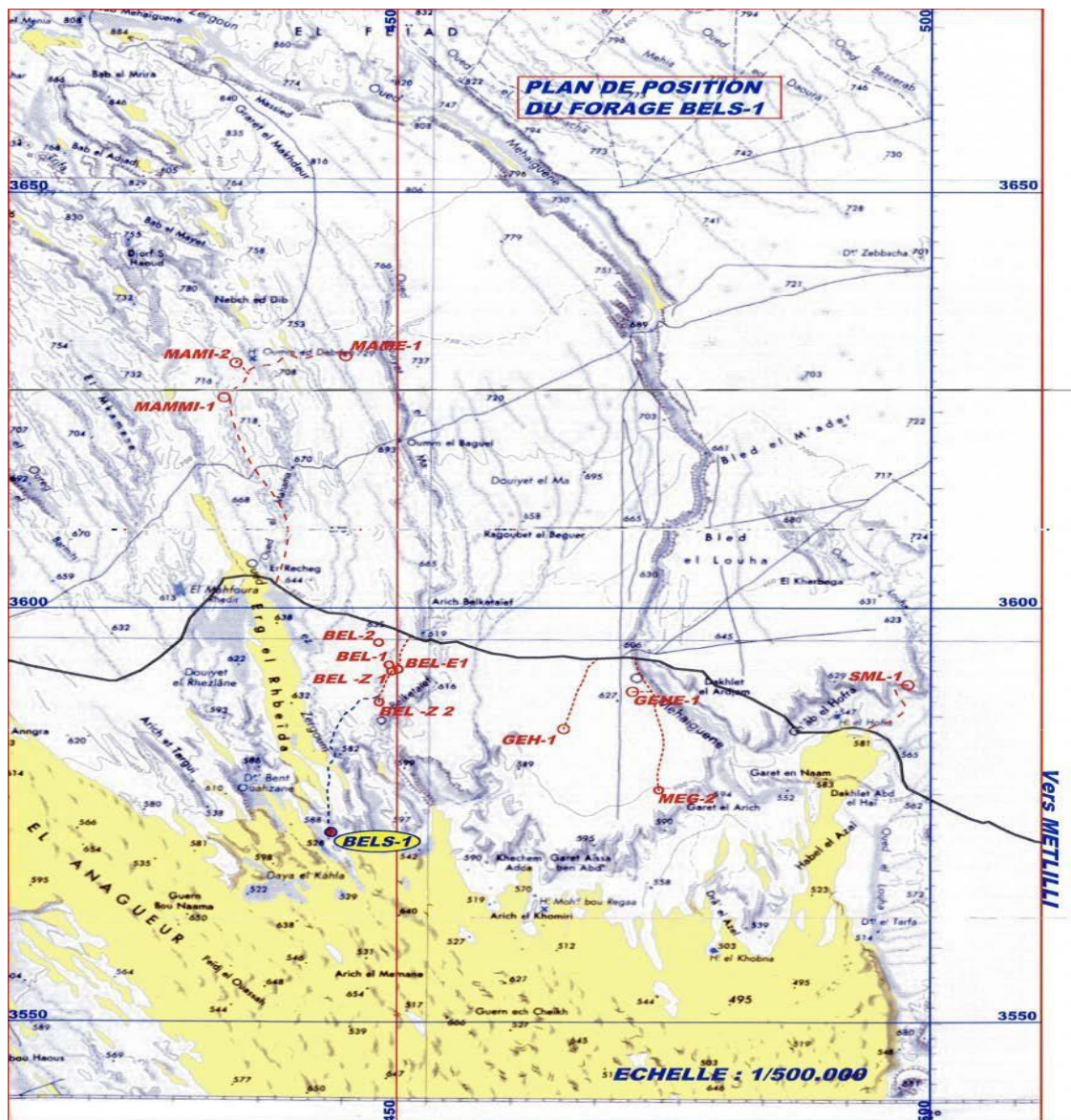


Figure 24 : Situation de puits BELS-1

III.2.3. Coordonnées du sondage BELS-1

Tableau 4: Fiche technique du forage BELS-1

Bassin	Oued Mya
Périmètre	Guern Ech Cheikh
Bloc	350a
Wilaya	Ghardaïa
Classification du prospect	Exploration
Emplacement [point de tir sur la ligne sismique]	Croisement des profils Sismique 2D 02 OT 04 SP=771 et 02 OT 07 SP=651
Coordonnées géographiques	M= 02°23'34, 39.''Est Y = 32°18'05,02.'' Nord
Coordonnées UTM Fuseau N° 31	X= 442 840,96m Est Y= 3 573 733,86m Nord
Altitude (Z_s et Z_t)	$Z_s=547,797m$ $Z_t=555,297m$
Fermeture structurale	50 m
Superficie	114 Km ²
Objectifs pétroliers	Dévonien inférieur (Grés du Siegénien)
Profondeur finale prévue	2460 m
Formation d'arrêt de forage	Argiles Micro-conglomératiques
Durée de forage estimée	80 jours
Appareil de forage	TP 160

III.2.4. Fiche stratigraphique prévisionnelle

ERE	AGE	FORMATION	TOPS(m)			EPAIS.MD			
			GEOLOGIQUE						
			PREVIS	REELS					
	MD	ELECT							
CENOZOIQUE	NEOGENE	Mio-Pliocène				96			
MESOZOIQUE	CRETACE	Cenomanien	48	96	90	08			
		Albien	57	104	97	198			
		Aptien	306	302	292	26			
		Barrémien	332	328	315	146			
		Néocomien	502	474	462	155			
	JURASSIQUE	Lias	Malm	674	629	534	331		
			Dogger	Argileux	870	960	962	246	
				Lagunaire	1102	1206	1208	94	
			Lias	marneux	1378	-	1292	-	
				carbonate	1388	1300	1302	84	
				anhydritique	1493	1384	1398	130	
				Salifère	1538	1514	1515	15	
				Horizon B	1553	1529	1531	7	
				Salifere S1+S2	1563	1536	1547	58	
				Salifere S3	1612	1594	1598	250	
				Argielux Sup	1882	1844	1848	20	
				D2	1894	1864	-	4	
				TRIAS	Trias	S4	1898	1868	1863
			PALEOZOIQUE	DEVONIEN INF	Siegenien	1930	1886	1878	184
	Gedinien	2080			2070	2062	226		
SILURIEN	Silurien	2317		2296	2305	102			
ORDOVICIEN	Dalle de M'Kratta	2412		2398	2398	34			
	Argiles Microconglomeratique	2442		2432	2418	23			
Profondeur finale			2455						

Figure 25 : Fiche stratigraphique du puits BELS-1

III.3. Puits voisins

<i>Puits</i>	<i>formation</i>	$Q_{o.av}$ (m^3/h)	$Q_{g.av}$ (m^3/h)	$Q_{o.ap}$ (m^3/h)	$Q_{g.a}$ (m^3/h)	$Q_{eau.ap}$ (m^3/h)
MAMI-1	Siegénien	Récupérer 5 Ld'huile (C.I)	/	7.7	193 4	2.9 1
GEH-1	Siegénien	/	Cheminement De gaz	0.08	930	0.0 8

III.3.1. Résultats des tests des puits voisins

<i>Puits</i>	<i>Formation</i>	Q_o (m^3/h)	Q_g (m^3/h)	$Q_{eau.salée}$ (m^3/h)
BEL-2	Siegénien	/	150	/
BEL-1	Siegénien	3-4	40	/
BELZ-2	Siegénien	1,84	6830	/
BELZ-1	Siegénien	/	8968,62	/

III.4. Les résultats obtenus avant la fracturation

III.4.1. Les essais aux puits

Le forage d'exploration BELKETAÏF SUD-1 (BELS-1) se situe dans le périmètre Guern Ech Cheikh (bloc 350a) à 100% Sonatrach au Sud de la structure de Belketaïf. Il a pour objectif de tester les niveaux gréseux du Dévonien inférieur (Siegénien) productifs d'huile et du gaz à Belketaïf.

III.4.2. Résultats DST

Données sur le test

Date de test	: 11 au 17/07/2014.
Type de test	: Barefoot.
Catégorie de tester	: IRDV, Schlumberger.
Formation testée	: Siegénien.
Intervalle testé	: 1885-2003m
Hauteur tampon d'eau	: 880 m.
Côte d'ancrage	: 1845 m.

III.4.2.1. Pressions de fond

Pression Hydrostatique initiale	IHP (psi)	3865	Observations
Prédébit	IFP (psi)	1474.1	
	FFP (psi)	1487.8	
Pression vierge	ISIP (psi)	2076.8	
1 ^{er} Débit	IFP (psi)	1499	
	FFP (psi)	1503	
1 ^{er} Build Up	FSIP (psi)	2782.5	
2 ^{ème} Débit	IFP (psi)	1491.2	
	FFP (psi)	314.2	
2 ^{ème} Build Up	FSIP (psi)	1817.1	
Pression Hydrostatique finale	FHP (psi)	3730	
Température du fond (°C)	BHT (°C)	66	

Observation : Test techniquement réussi, puits non productif.

III.4.2.2. Gradient de pression N°1

Profondeur (m)	Pression (psi)	Gradient de pression (psi/m)	Densité
1830	1499	-	-
1800	1429	2.34	1.64
1750	1360	1.37	0.96
1700	1295	1.30	0.92
1650	1219	1.52	1.07
1600	1150	1.38	0.97
1550	1071	1.58	1.11
1500	999	1.44	1.01
1400	859	1.40	0.99
1300	719	1.40	0.98
1200	579	1.40	0.99
1100	438	1.40	0.99
1000	297	1.41	0.99
900	156	1.41	0.99
800	14	1.43	1.00
600	13	-	-
400	13	-	-
200	13	-	-
0	12	-	-

Remarque: Le niveau initial était à 956 m et il est remonté à 800m (156m).

III.4.2.3. Gradient de pression N°2

Profondeur (m)	Pression (Psia)	Gradient de pression (psia/m)	Densité
1850	286,03	-	-
1800	215,63	1,41	0.99
1750	146,57	1,38	0.97
1700	77,97	1,37	0.96
1650	16,91	1,22	0.86
1600	16,90	-	-
1550	16,98	-	-
1500	17,12	-	-
1400	17,14	-	-
1300	17,19	-	-
1200	17,25	-	-
1100	17,41	-	-
1000	17,36	-	-
900	17,29	-	-
800	17,22	-	-
600	17,13	-	-
300	16,83	-	-
0	16,28	-	-

Remarque: Le niveau statique est à 1650 m.

III.4.2.4. Gradient de pression n°3

Profondeur (m)	Pression (Psia)	Gradient de pression (psia/m)	Densité
1850	307,41	-	-
1800	236,94	1,41	0,99
1750	167,88	1,38	0,97
1700	98,52	1,39	0,98
1650	31,08	1,35	0,95
1600	14,14	-	-
1550	14,16	-	-
1500	14,15	-	-
1400	14,06	-	-
1300	14,00	-	-
1200	13,99	-	-
1100	13,99	-	-
1000	13,88	-	-
900	13,82	-	-
800	13,37	-	-
600	13,23	-	-
300	13,10	-	-
0	11,81	-	-

Remarque: Le niveau initial était à 1650 m et il est remonté à 1627 m (soit 23 m).

III.5. Evaluation pétrophysique du réservoir Siegénien à partir des diagraphies

D'après l'ELAN (Annexe III.A), L'intervalle [1953-2010m] montre des saturations en hydrocarbures cumulant un Net Pay de 13m. La porosité et la saturation en eau moyenne sont respectivement de 11% et de 30%.

L'intervalle [2010-2063m] est aquifère avec une saturation en eau moyenne S_w de 70% et une porosité moyenne égale à 8%. A noter qu'un échantillon de gaz (possible free gas) a été pris à la profondeur 2003.9 m.

III.5.1. Analyses des carottes

L'étude faite par CNPC sur les carottes prélevées dans le puits BELZ-1 en 2008, a montré que les perméabilités dans la région de Belketaïf sont très faibles (0,01-0.52md) même résultat pour le puits BELE-1 (2006). De plus, certaines fractures sont remplies par des cristaux de sel et du ciment parfois siliceux.

Les carottes prélevées dans le puits BELS-1 Présentent des fissures sub-verticales remplies de Calcite blanche.

III.6. Paramètres du puits et caractéristiques du réservoir

III.6.1. Données liées au puits

Profondeur du puits	Cote sondeur : 2455 m , Cote logging : 2458 m
Bouchon de ciment	De 2455 à 2003 m
Puits complété	Tubing 4 ½" N.Vam N80 13.5 lb/ft, packer à 1725 m, Tête du puits 5000 psi
Fluide complétion	saumure $d=1.20$
Réservoir fracturé	Siegénien

III.6.2. Complétion de puits BELS-1

III.6.2.1. Schéma de complétion (Annexe III.B)

III.6.2.2. Autres données de complétion

Nom de puits	BELS-1
Type de puits	Vertical
Tubing weight/grade	4"1/2 N.Vam 13.50# N80.
Packer	1725.59
Tête du puits	5000 psi
Fluide complétion	saumure $d=1.20$

III.6.3. Données liées au réservoir [12]

Réservoir	Siegénien
Température	80
Porosité	15
Perméabilité	0.1
Gross pay	24
Net pay	6

III.6.3.1. Etat de cimentation des tubages

tubage	Sabot (m)	Intervalles (m)	Lecteurs CBL0-100 (mv)	observation
7"	1885	1725-1735		Très bonne cimentation
4"1/2	2002	1735-1885	50-60	Mauvaise cimentation (Double casing)
		1885-1895	70-80	Mauvaise cimentation
		1895-1975	60-70	Mauvaise cimentation
		1975-2003	-	Zone non couverte
	Bouchon de ciment	2003-2455	-	-

- La cimentation au droit de notre réservoir (liner 4"1/2) paraît être d'une mauvaise qualité.

- Le log CBL/VDL ne couvre pas la partie basale de notre réservoir, les enregistrements s'arrêtent à la cote de : 1975 m.

III.7. Objectif de la fracturation

- ❖ D'après l'interprétation des diagraphies, La formation de Siegénien pourrait contenir des hydrocarbures dans l'intervalle [1953-2010m] sur une hauteur utile cumulée de 13m. La porosité et la saturation en eau moyennes sont respectivement de 11 et 30 %
- ❖ Le puits a été complété, tubé en 4"1/2 et perforé, ce qui permettra le choix des zones à traiter.
- ❖ La qualité de la cimentation dans l'intervalle [1885 – 1975 m] est mauvaise, ce qui peut engendrer des mauvaises conséquences pendant l'opération (channeling d'eau et de gaz à travers le ciment, pollution des nappes friatique)
- ❖ Le profil de stress montre l'existence de deux barrières franches au-dessus et en dessous de réservoir qui pourraient contenir la propagation de la fracture engendrée, et

jouer le rôle de barrières pour l'intervalle 3976-3982 m.

- ❖ Les résultats encourageantes des puits voisins (BELZ-1, BELZ-2, MAMI-1, GEH-1) et L'éloignement du plan d'eau sur l'intervalle à fracturer favorise l'opération.
- ❖ Un test en Barefoot à été réalisé au niveau du Siégénien dans l'intervalle [1885-2003m] n'a rien donné (puits non productif).
- ❖ Dans ces conditions, le puits BELS-1 représente un bon candidat à la fracturation hydraulique dans le réservoir siégénien,

L'objectif de la fracturation hydraulique, est d'augmenter l'indice de productivité par la création d'un drain de perméabilité artificiel.

III.8. Préparation du puits pour la fracturation (phase Pre-Frac)

III.8.1. Installation des équipements (Annexe III.D)

III.8.2. Nettoyage du puits et test intégrité

Date de l'opération : 22 et 23 /11/2016 Société : BJSP

Le nettoyage du puits est indispensable pour dégager la décantation de la boue et le fluide de complétion, le test d'intégrité pour assurer l'étanchéité de complétion avant l'opération de fracturation hydraulique.

- Test annulaires :
 - 7", 9"5/8 à 2600 psi, ok.
 - 4" 1/2, 7" à 3600 psi, ok.
- Nettoyage puits avec gel et mousse puis remplissage avec l'eau traitée

Ce schéma indique le sens du test d'intégrité de complétion

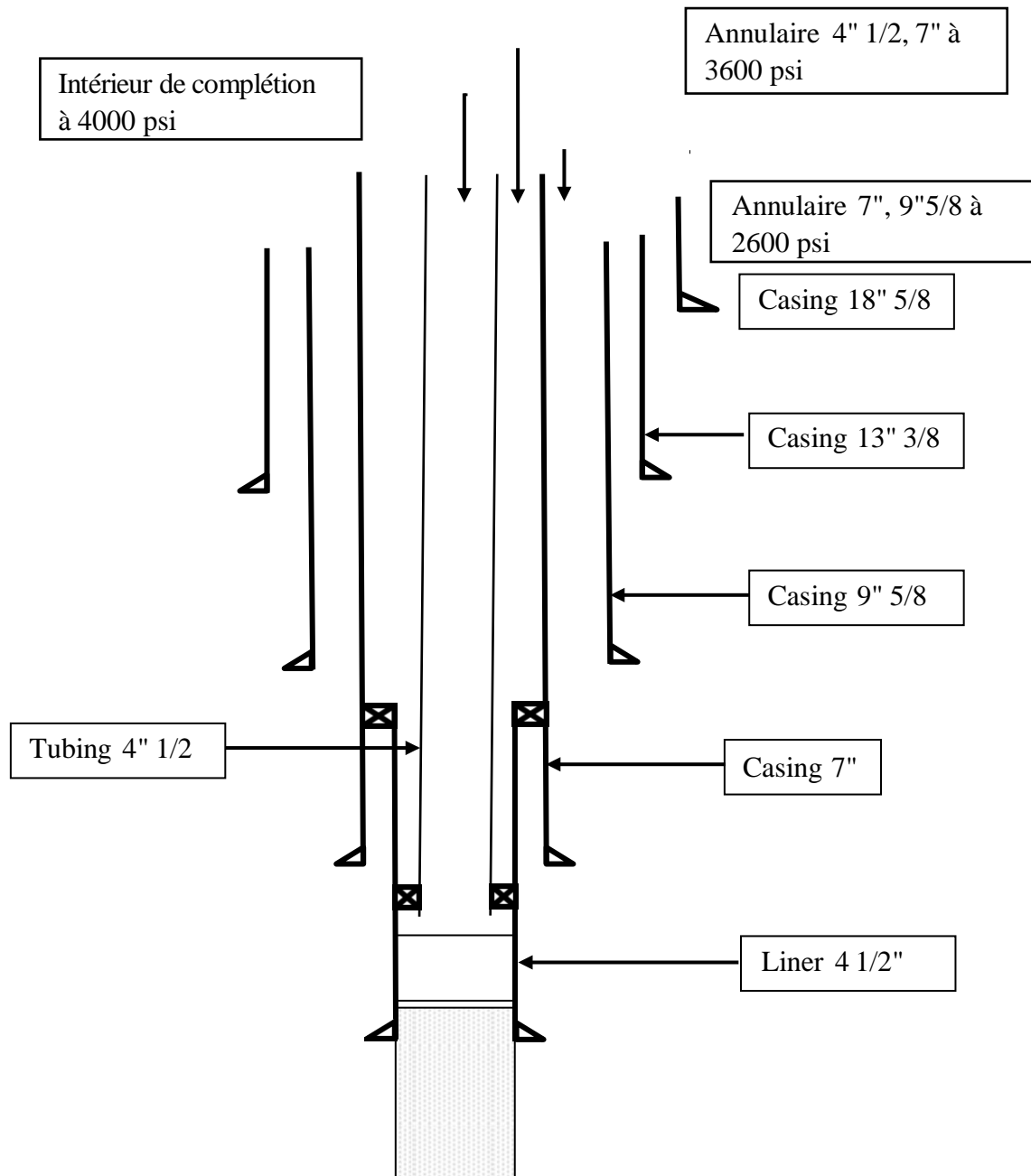


Figure 26: Test d'intégrité de complétion

III.8.3. Perforation

Date de l'opération : 30/11/2016

Société : HESP

Perforation de l'intervalle **1976-1982 m**, avec succès.

III.9. Déroulement de la fracturation hydraulique

III.9.1. Test d'injectivité

Date de l'opération : 17/12/2016

Société : BJSP

Après une petite injection d'eau traitée pour établir l'injectivité dans les perforations, 2 000 gallons d'acide à 15% ont été dirigés vers les perforations. L'acide a été déplacé avec de l'eau traitée. Une fois que l'acide a été déplacé dans les perforations, le débit a été augmenté pour un test d'injection avec de l'eau traitée.

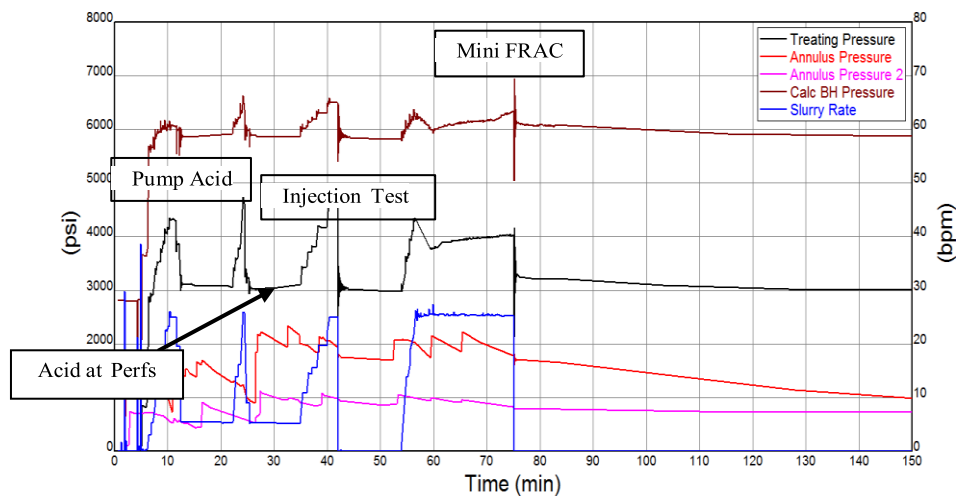


Figure 27 : Charte de test d'injectivité

L'acide 15% a réduit les pressions de traitement de +/- 50 psi. Un maximum de 30 bpm a été atteint après l'acide.

La pression instantanée de fermeture (ISIP) est de 6,145 psi. Cela correspond à un gradient de fracture de 0,94 psi / ft.

La friction de fond totale estimée avec 35 # de gel linéaire à une vitesse de pompe de 25 bpm était de 183 psi.

Le tableau suivant présente un résumé des volumes de traitement.

Tableau 5: Volume total pompé des différents fluides lors du test		
Operation	Fluid Type	Volume (gals)
Establish Injectivity*	Treated Water	4,612
15% S3 Acid	15% HCl Acid	2,100
Acid Displacement / Injection Test	Treated Water	9,404
pre-pad	35#Gel	1,936
Mini frac	Spectra Frac G® 3500	15,015
Mini frac Displacement	35# Gel	4,200

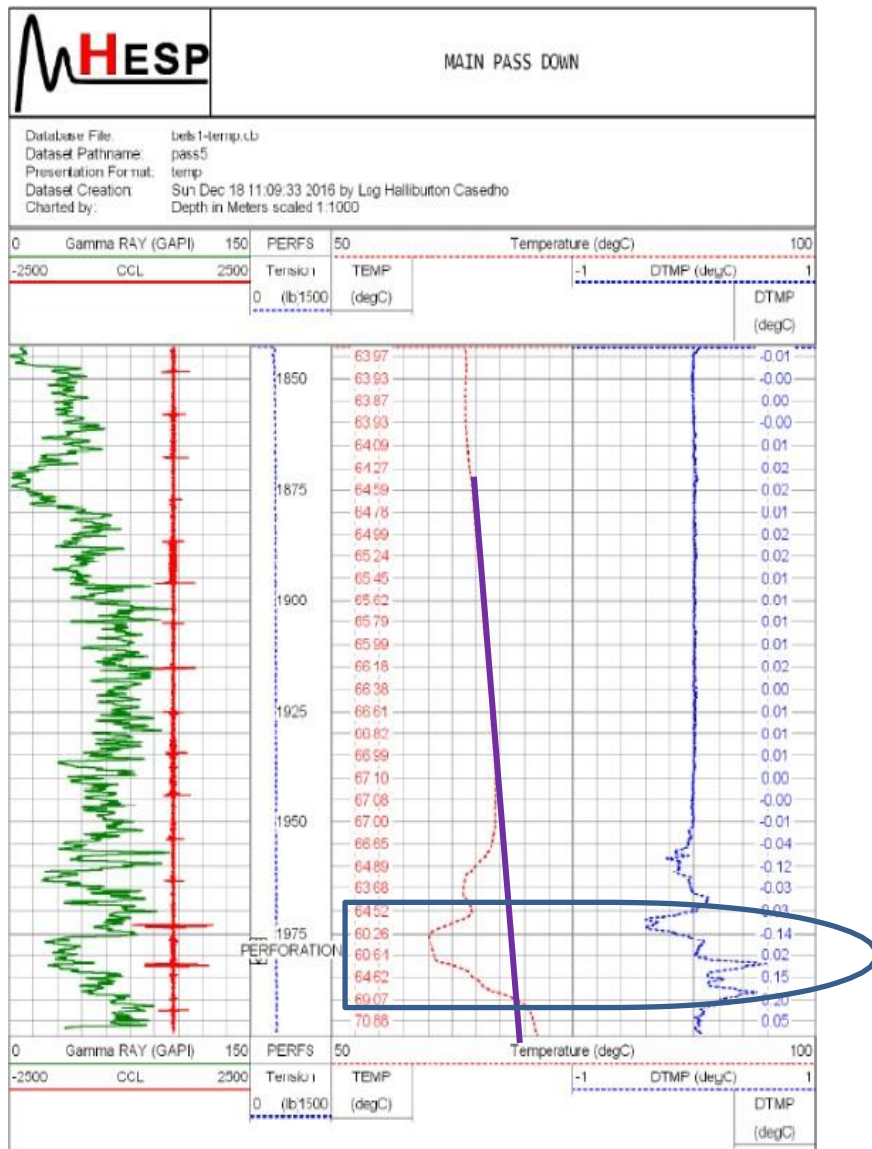
III.9.2. Enregistrement de log de température

Date de l'opération : 18/12/2016

Société : Hesp

Le log de température est faite pour s'assurer l'écoulement du fluide de frac en face de l'intervalle a fracturé

Le thermolog montre un intervalle de basse température entre 1955-1990 m.



h_f = 24

Figure 28 : Log de température après Shadow Frac

III.9.2.1. Interprétation de log de température

Le log de la température montre un refroidissement de la formation, et que la fracture est développée dans l'intervalle contenu dans la partie à hydrocarbure, qui représente l'objectif de l'opération [1968-1992m] caractérisé par une diminution de la courbe du gradient thermique.

III.9.3. Mini frac

Date de l'opération : 17/12/2016 Société : BJSP

- Pompage 1000 gals de gel linière (PrePad) à 25 bbl/min (WHP= 4300 psi, BHP= 6250 psi).
- Pompage 15000 gals de Cross linked gel (Pad) à 25.2 bbl/min (WHP=4010 psi, BHP=6175 psi).
- Pompage 4000 gals de gel linière pour flashage à 25.3 bbl/min.
- Shutdown et observation puits.

III.9.3.1. Interprétation des courbes de déclin de pression

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

III.9.3.2. Détermination de la pression instantanée de fermeture ISIP

A partir de la courbe qui marque l'évolution de la variation de la pression de fond (Pwf) après shut-in en fonction du temps, on peut calculer la pression instantanée de fermeture ISIP au fond et en surface.

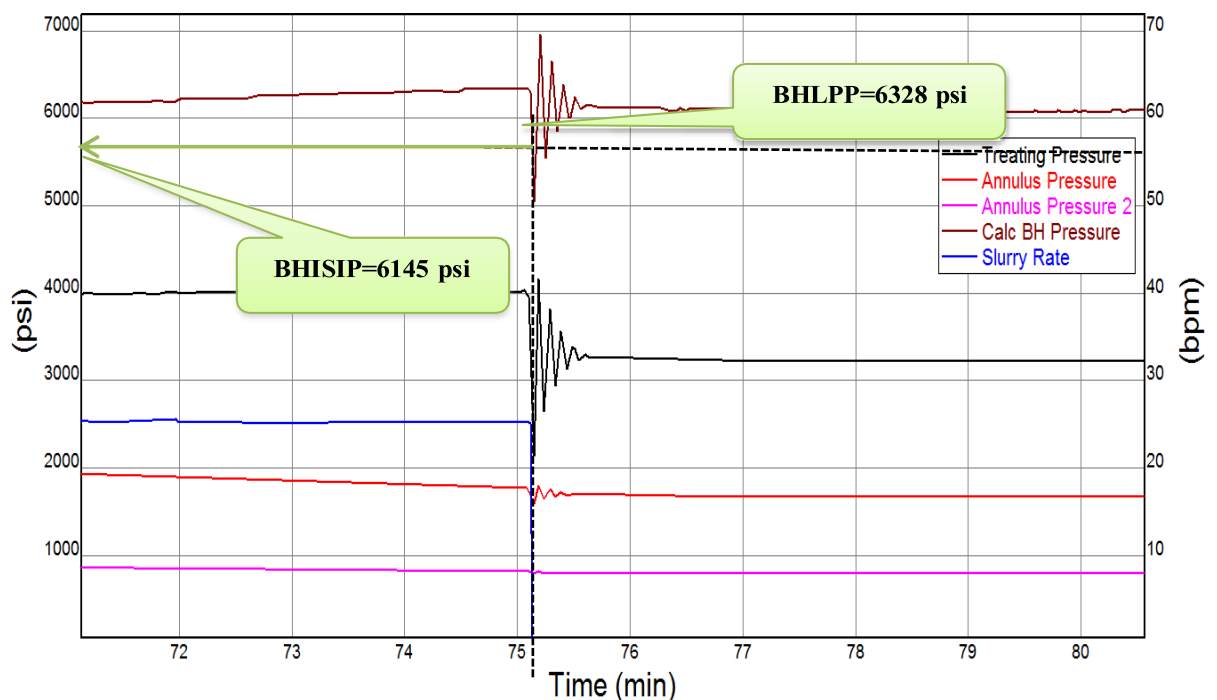


Figure 29: Évolution de pression de fond en fonction du temps après shut-in

D'après le graphe (fig.8), la pression de fermeture instantanément est 6145 psi qui représente l'intersection entre l'extrapolation de déclin de la pression de fond et l'arrêt de pompage (débit = 0)

Donc la pression instantanée de fermeture :

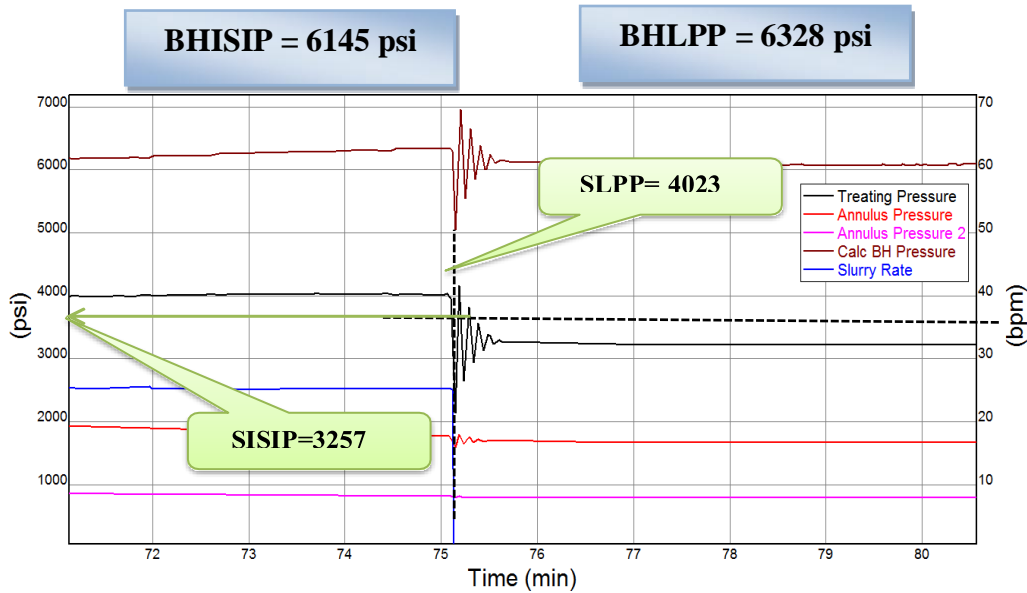


Figure 30 : Évolution de pression de surface en fonction du temps après shut-in

En surface:

SISIP = 3275 psi

SLPP = 4023 psi

Calcul des pertes de charges :

$$\Delta P_{nwb} = BHLPP - BHSIP = 6328 - 6145 = 183 \text{ psi.}$$

$$\Delta P_{Tot} = SLPP - SISIP = 4023 - 3275 = 748 \text{ psi.}$$

$$\Delta P_{Tot} - \Delta P_{nwb} = \Delta P_{Pipe \text{ friction}} = 748 - 183 = 565 \text{ psi.}$$

III.9.3.3. Détermination de la pression d'extension

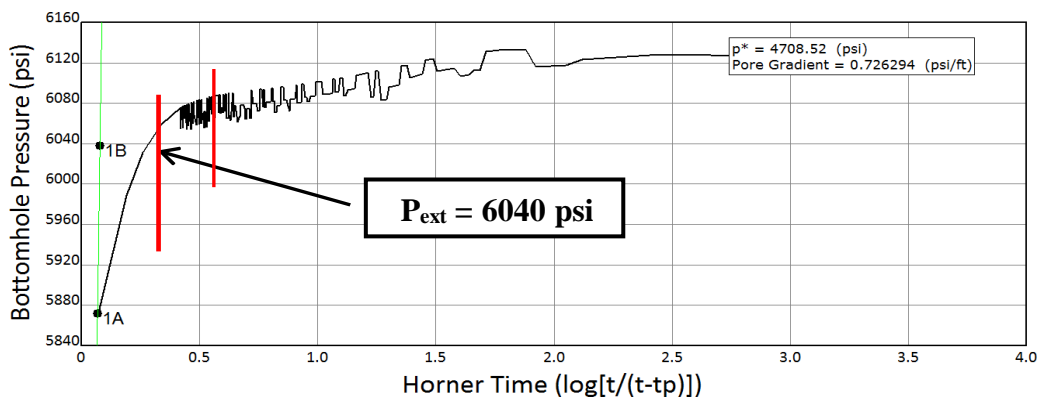


Figure 31 : Estimation de la pression d'extension (propagation)

Au début, l'écoulement est de type radial dans la matrice puis avec l'augmentation de la pression la fracture sera amorcée et on aura un écoulement dans la fracture, c'est ce qui explique le changement brusque de la pente, donc le point de changement de la pente ou l'intersection entre les deux lignes d'écoulement correspond à la pression de propagation de la fracture.

D'après le graphe (fig.10), le point d'extension (P_{ext}) est :

$P_{ext} = 6040 \text{ psi}$

III.9.3.4. Détermination de la pression de fermeture

1- La première méthode : **G function** donne la pression de fermeture :

$P_c = 5872 \text{ psi}$

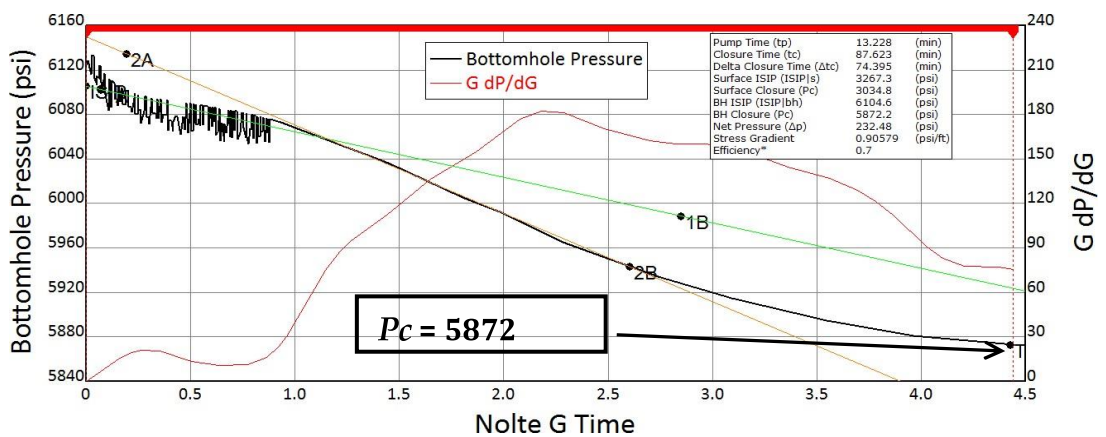


Figure 32: La pression de fermeture P_c à partir de G Function

2-La deuxième méthode : Square root donne la pression de fermeture :

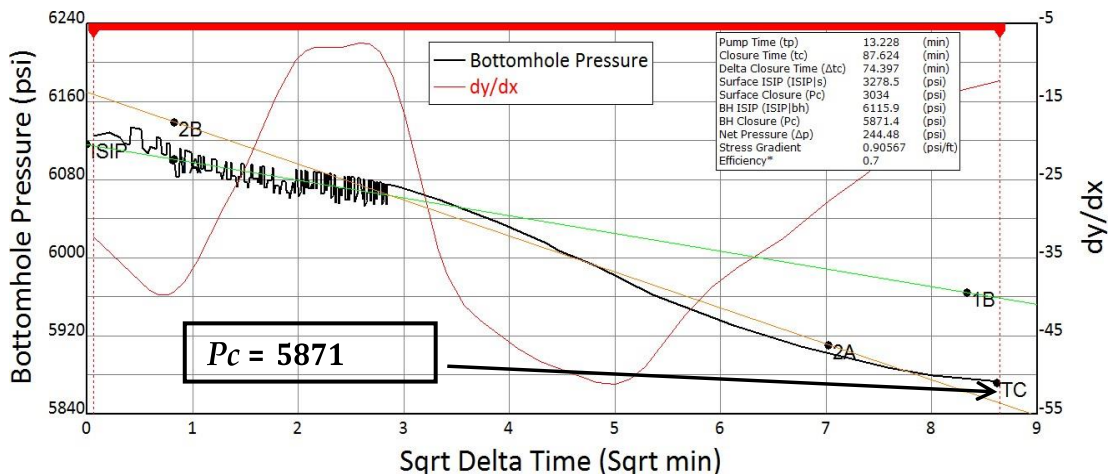


Figure 33 : La pression de fermeture P_c à partir de Square Root

III.9.3.5. La pression nette dans la fracture

$$P_{net} = P_{ISIP}(\text{Fond}) - P_c$$

$$P_{net} = 244 \text{ psi}$$

Tableau 6: Résumé de test déclin de la pression

Parameter	Nolte G	Square Root Time
Closure Pressure, psi	5,872	5,871
Closure Gradient, psi/ft	0.90	0.90
Net Pressure, psi	232	244
Time to Closure, minutes	75	74.39
Fluid Efficiency, %	70	70

III.9.4. Main frac

Date de l'opération : 21/12/2016

Société : BJSP

Le Main Frac est la création de la fracture avec les agents de soutient

- Fracturation hydraulique.
 - Pompage 1000 gals de gel linière à 25 bbl/min (WHP=4670 psi, BHP=6535 psi).
 - Pompage des fluides de fracturation : Pompage de Pad (10000 gals).

Tableau 7: Volume et débit de Main frac

Vol. (gals)	Rate (bpm)	BHP (psi)	Surf. (psi)	H.H (psi)	Friction (psi)
2000	25.2	6400	4240	2836	660
5000	25.6	6325	4185	2839	682
7000	25.5	6400	4250	2839	670
10000	25.4	6430	4275	2839	676

Pompage de Slurry (44738 gals):

Tableau 8: Volume et débit de test de Main frac

Vol. (gals)	Rate (bpm)	BHP (psi)	Surf. (psi)	H.H (psi)	Friction (psi)	O B S
5200 1 ppa (20/40)	25.3	6450	4150	3000	745	
5460 2 ppa (20/40)	25.2	6515	4125	3230	811	(1+2) ppa @ perf
5670 3 ppa (20/40)	25.3	6600	4075	3398	875	(2+3) ppa @ perf
5880 4 ppa (20/40)	25.2	6680	4045	3556	925	(3+4) ppa @ perf
6090 5 ppa (20/40)	25.4	6785	4035	3700	965	(4+5) ppa @ perf
6342 6 ppa (20/40)	25.4	6880	4100	3845	1023	(5+6) ppa @ perf
5250 7 ppa (16/20)	25.2	7080	4200	3065	1042	(6+7) ppa @ perf

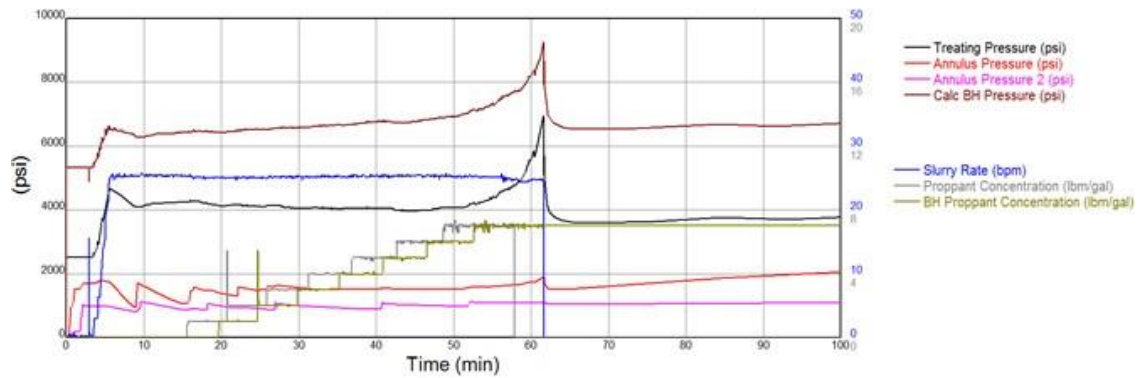


Figure 34 : Charte de test de Main frac

- Déplacementavec Clean Fluid (Flush volume= 3780gals) avec 25.5 bbl/min (WHP=6562 psi, BHP=8950 psi).
- Shutdown et observation puits.
- Observation de la BHP jusqu'à être inférieure à la Closure Pressure 5871psi.
- WHP= 3670psi, BHP=6600psi, fin d'observation. Purgé A1 de 2000psi à 0psi, et A2 de 1100psi à 0psi.
- Total clean Volume Pumped = 15620 Gals
- Total slurry Volume Pumped = 44738 Gals
- Total Proppant Pumped = 158120 lbs
- Total Proppant in Formation = 156734 Ibs
- Proppant in Well bore = 1386 lbs
- BH Prop Concentration 7ppa (16/20)

III.9.4.1.Paramètres estimé avec le logiciel Meyer

	Résultats obtenu avec le logiciel Meyer
Demi-longueur	284
La hauteur	24 m
La largeur	0.22
L'efficacité	70

III.9.4.2.Evaluation de l'opération de fracturation

Une fois les opérations de fracturation finies, un nettoyage post frac au Coiled Tubing a été effectué le 24/12/2016, pour dégager le fluide de la fracturation rester dans le puits suivi d'un dégorgeement afin d'assurer un clean up complet du puits. Ensuite, une série des opérations de démarrage du puits (Kick off) ont été réaliser sur le puits BELS-1, et on a évacué l'huile + gaz + eau salée (d= 1.20 ; SalNaCl = 320 g/l). aucun test de formation n'a été réalisé après l'opération du fracturation car le puits n'est pas éruptif. en plus, on a obtenu une

fracture fortement conductrice de l'ordre de 4549 md.ft très largement supérieur avant fracturation (40 md.ft) ce qui confirme le bon choix du proppant qui a donné une très grande conductivité à la fracture. Alors, on peut dire que cela montre le succès de l'opération de fracturation.

III.9.4.3. Neutralisation du puits

Date de l'opération : 08/02/2017 Société : BJSP

La neutralisation du puits est la dernière opération pour fermer le puits et le préserver en cas d'autre opération.

- Neutralisation du puits avec saumure 1.20.

III.10. CONCLUSION

Suite aux résultats de stimulation par fracturation hydraulique, (évacuation d'huile et d'eau salée avec présence de gaz durant les opérations de kick-off à l'azote), qui confirment la présence des hydrocarbures à savoir huile et gaz dans le réservoir siegénien, ce qui n'est pas mise en évidence pendant l'opération du DST avant frac, on peut dire que L'opération de fracturation hydraulique de réservoir siegénien a été réalisée avec succès.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

La présente étude, montre la nécessité et l'importance de l'utilisation de la technique de la fracturation hydraulique pour les puits à faible débit d'huile. Ceci dans le but d'augmenter la productivité du puits, et remédier aux problèmes d'exploitation notamment les venues d'eau ou de gaz. En effet ces problèmes se manifestent de façon considérable dans bassin Oued Mya , et diminue la production totale de ce dernier.

La réussite de cette technique est conditionnée, d'une part par une Bonne sélection du puits candidat en analysant toutes les données géologiques et pétro physiques de réservoir, et d'autre l'historique de production et les opérations d'intervention réalisées sur le puits.

Le procédé de la fracturation hydraulique est applicable au cas où le débit d'un puits est insuffisant non pas à cause d'un problème de colmatage, mais parce que la perméabilité naturelle de la matrice est faible.

Dans la présente étude, les résultats d'une fracturation hydraulique effectuée à Ghardaïa au niveau du puits BELS-1 ont été atteints.

On peut conclure que :

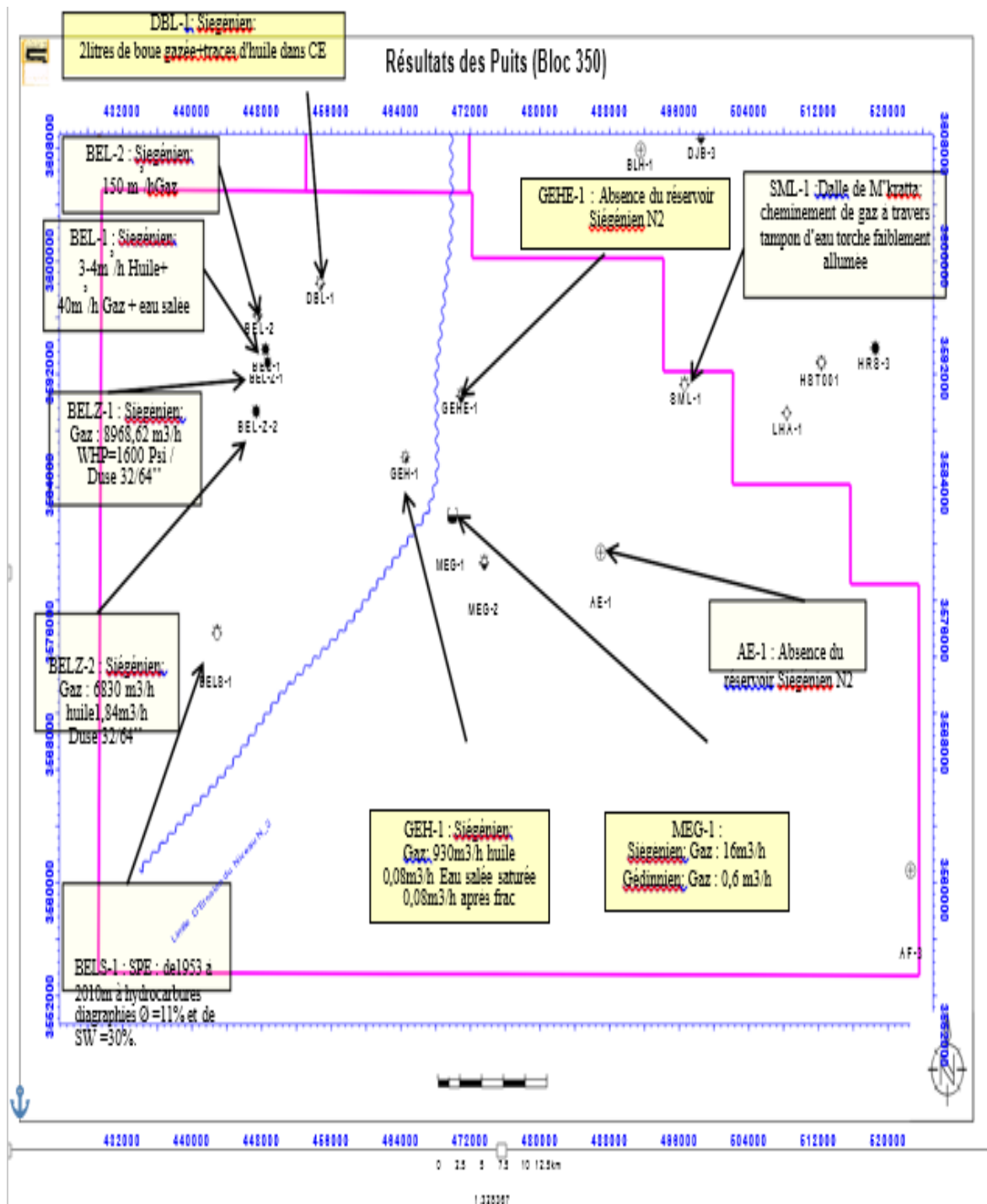
- Le puits BELS-1 est un bon candidat à la fracturation hydraulique.
- En effet, la fracturation est une opération rentable, mais elle est très coûteuse

BIBLIOGRAPHIE

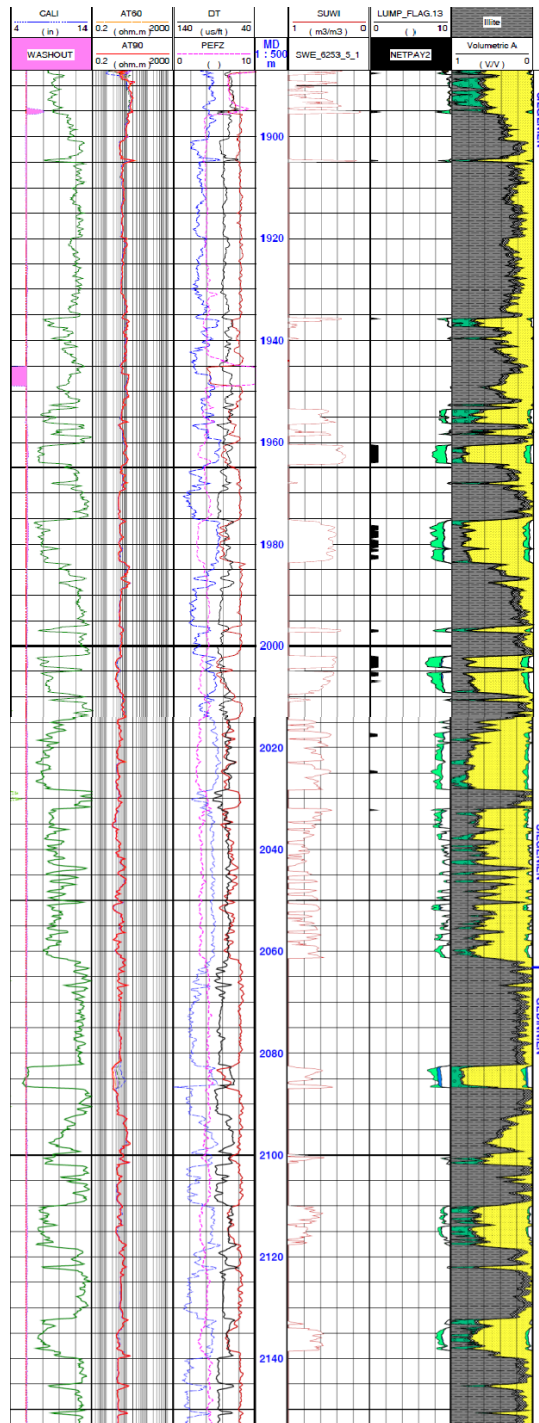
BIBLIOGRAPHIE

- [1] Base de données DOE.
- [2] T.W.Engler, Ph.D, P.E, Stimulation Design, New Mexico Tech.
- [3] D. Perin, M. Caron, G. Gail ot (1995), Techniques d'exploitation pétrolière, Production de fond, ENSPM, IFP. Edition Technip.
- [4] M.J.Economides, K.G.Nolte, Reservoir stimulation, Third Edition Contents Help search Quit.
- [5] Asia-Pacific Region Frac Manual Section 8.
- [6] WWW.csng.ca/SCGNC: Société Canadienne des Gaz Non Conventionnels.
- [7] WWW.slb.com/Hiway:flow-chanel Hydraulic Fracturing service.
- [8] A.S.Abou-Sayed, M.J.Economides, C.Boney, J.E.Brown, R.W.Thrasher, L.A.Berhrmann, Reservoir Stimulation contents.
- [9] [WWW. Stewart and Stevenson.com](http://WWW.StewartandStevenson.com).
- [10] [WWW. Dragon product sltd.com/equipement](http://WWW.Dragonproductsltd.com/equipement).
- [11] T.Khetib, Stimulation de puits par fracturation copyright by foxit soft ware company, 2005-2008 for evaluation only.
- [12] Rapport de fracturation BJSP

Annexe III.A : Résultats des puits (Bloc 350)

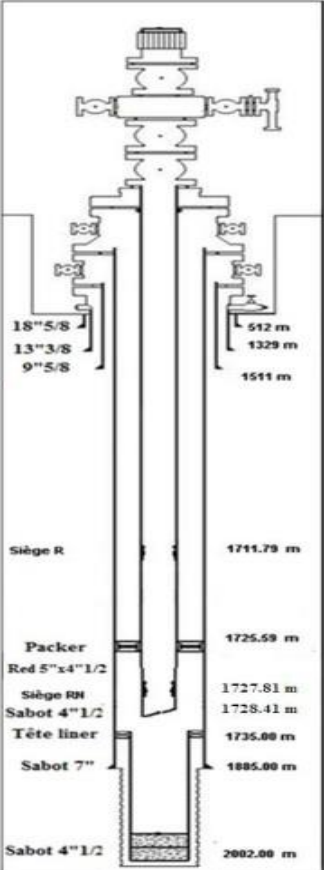


Annexe III.B :Elan de puits BELS-1 (Siegénien)



Annexe III.C : Complétion de puits BELS-1

SONATRACH Direction Régionale Haoud - Berkouli Service - Puits / Section: WO		BELS1 Nature du puits PPG			
EQUIPEMENT DE SURFACE					
Désignation	Construct	Type	Dimensions	Obs	
Tête de puits série 5000 psi					
Top cap	FMC	Acme	4"1/16		
Vanne de curage	FMC		4"1/16		
Croix	FMC		4"1/16 x 3"1/8		
02 Vannes latérales	FMC		3"1/8		
Porte duse	FMC		3"1/8		
02 Vannes maîtresses	FMC		4"1/16		
Adapteur	FMC		7"1/16 x 4"1/16		
Tubing head	FMC		11" x 7"1/16		
02 Vannes latérales CSG	FMC		2"1/16		
EQUIPEMENT DE FOND					
Designation	Construct	Type	Long (m)	Prof S/ (m)	Prof E/ (m)
Tubing 4" 1/2 HSC, Vallourec (P110-13,500)					
HTR			6,95		6,95
Olive	FMC		0,33		7,28
186 Tubings 4" 1/2	Val		1704,11		1711,39
Siège 4"1/2	OTIS	"R"	0,40		1711,79
01 Tubing 4"1/2	Val		9,10		1720,89
P J 4 1/2	Val		3,05		1723,94
Anchor seal	Baker 82 FA 47		0,32		1724,26
Packer de Production	Baker		1,33		1725,59
Mill out extention 5"			1,59		1727,18
XO 5" x 4" 1/2			0,23		1727,41
Siège 4"1/2	OTIS	"RN"	0,40		1727,81
Sabot 4"1/2			0,60		1728,41
Liner 4"1/2					
Top liner				1735,00	1735,00
Landing collar					
Float collar					
Sabot				2002,00	2002,00
PERFORATIONS - (m)					
Superviseur SH/DP/HBK : CHALAL BENCHENIEF					



18" 5/8
13" 3/8
9" 5/8

512 m
1329 m
1511 m

Siège R
1711,79 m

Packer
1725,59 m

Red 5" x 4" 1/2
1727,81 m

Siège RN
1728,41 m

Sabot 4" 1/2
1735,00 m

Tête liner
1885,00 m

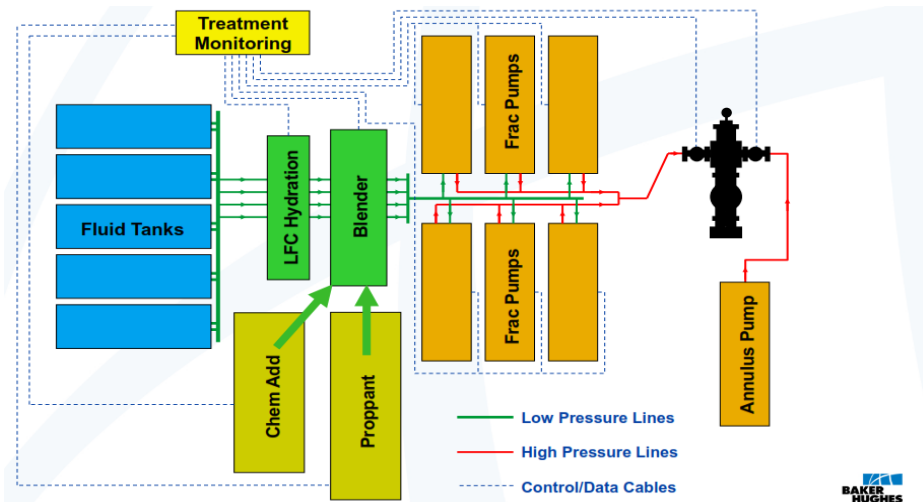
Sabot 7"

Sabot 4" 1/2
2002,00 m

Complétion réalisée le : 17/08/2014	Fiche réalisée par Scc puits Complétion le 17/08/2014
-------------------------------------	--

NB: Toutes les côtes sont données / à la table de rotation de l'appareil TP 160.& sont des côtes SPE

Annexe III.D: Schéma d'installation des équipements



FICHE TECHNIQUE

Puits	BELKETAIF SUD-1		Sabot : Tubage / Liner	Coordonnées Géographiques
Sigle	BELS-1		18" 5/8 512 m 13" 3/8 1329 m 9" 5/8 1511 m 7" 1885 m	X = 2° 23'34.39" E
Bloc	350 a			Y = 32° 18'05. 02" N
Direction	<u>Assets Center</u>			Zs = 547.797 m
Appareil	TP-160			Zt = 555.297 m
Maître d'œuvre sermis	<u>Sonatrach</u> <u>Guero Ech Cheikh</u>			Top à 1734 m Sabot à 2002 m
Début forage	23/05/2014	Fin de sondage	19/08/2014	
Fin forage	01/07/2014	Durée de réalisation	88 jours	
Profondeur sondeur	2455 m			
Profondeur diagraphies	2458 m.			
Objectifs : Dévonien Inférieur "Grès du <u>Siegénien</u> ".				
Résultats : Non productif.				
Tops des Formations	Prévus (m)	Réels (m)	Observations	
<u>Mio-Pliocène</u>	10	Surface	<u>Carottage</u>	
<u>Cénomanién</u>	58	91		
<u>Albien</u>	67	101	<u>Carotte n°1</u> : 1895-1913 m, récupéré 18 m, soit 100 %. Formation : <u>Siegénien</u> , F1+F2 : Néant.	
<u>Aptien</u>	316	227		
<u>Barrémien</u>	342	261	<u>Test de formation</u>	
<u>Néocomien</u>	512	462		
<u>Malm</u>	684	534	<u>DST n° 01</u> : Type de test : Barefoot. <u>Packer</u> à 1845 m. Hauteur tampon d'eau : 880 m. Intervalle testé : 1885-2003 m. Formation testée : <u>Siegénien</u> Résultat : Test techniquement réussi, puits non productif.	
<u>Dogger Argileux</u>	880	962		
<u>Dogger Lagunaire</u>	1112	1264	<u>Etat d'abandon</u>	
<u>Lias Marneux</u>	1388	1325.5		
<u>Lias Carbonaté</u>	1398	1346.5	Puits complété par la descente de tubing de production 4" 1/2 à 1729 m en vue fracturation hydraulique.	
<u>Lias Anhydritique</u>	1503	1396		
<u>Lias Salifère</u>	1548	1515		
<u>Lias HB</u>	1563	1530		
<u>Lias S1+S2</u>	1573	1546.5		
<u>Lias S3</u>	1622	1598		
<u>Lias Argileux</u>	1892	1846.5		
<u>Lias D2</u>	1904	1855		
<u>Trias S4</u>	1908	1869		
<u>Siegénien</u>	1940	1878		
<u>Gédinnien</u>	2090	2062		
<u>Silurien</u>	2327	2298.5		
<u>Dalle de M'Kratia</u>	2422	2398		
<u>Argiles Micro-conglom.</u>	2452	2418		
<u>TD</u>	2470	2458		