

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production Académique

Présenté Par :

ABDAOUI Bilal, BENAÏSSA Abdelaziz

-THEME-

L'amélioration de l'indice de productivité par fracturation hydraulique au champ HMD Etude de cas puits ONI23

Soutenue le : 12/ 06 / 2019 devant la commission d'examen

Jury:

Président:	BENFERDJALLAH.SAID	Docteur	UKMO
Examinatrice:	MAHSOUL.Ammar	Docteur	UKMO
Encadreur:	BRAHMIA Nabil	Docteur	UKMO

Remerciement

*Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant et
miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience
d'accomplir ce Modeste travail.*

*En second lieu, nous tenons à remercier notre encadreur
Mr. Brahmia Nabil et co-encadreur Mr. Benkahla Chaouki
et aux les membres des jurés,*

Dr. Benferdjellah.S et Dr. Mahsoul.A

*J'ai eu l'honneur d'être parmi vos élèves et de bénéficier de
votre riche enseignement. Vos qualités pédagogiques et
humaines sont pour moi un modèle. Votre gentillesse, et votre
disponibilité permanente ont toujours suscité mon admiration.*

*Veillez bien monsieur recevoir mes remerciement pour le
grand honneur que vous m'avez fait d'accepter
l'encadrement de ce travail.*

*Votre compétence, votre encadrement ont toujours suscité mon
profond respect.*

Je vous remercie pour votre accueil et vos conseils.

*Veillez trouver ici, l'expression de mes gratitudes et de ma
grande estime.*

Dédicaces



Que ce travail témoigne de mes respects :

***A mes parents :** Grâce à leurs tendres encouragements et leurs grands sacrifices, ils ont pu créer le climat affectueux et propice à la poursuite de mes études. Aucune dédicace ne pourrait exprimer mon respect, ma considération et mes profonds sentiments envers eux. Je prie le bon Dieu de les bénir, de veiller sur eux, en espérant qu'ils seront toujours fiers de moi.*

A ma sœur et leurs enfants Soundous & Amir et à mon frère MEHDI et sa femme.

***A la famille ABDAOUI & KARBOUA.** Ils vont trouver ici l'expression de mes sentiments de respect et de reconnaissance pour le soutien qu'ils n'ont cessé de me porter.*

***A tous mes professeurs :** Leur générosité et leur soutien m'oblige de leurs témoigner mon profond respect et ma loyale considération.*

***A tous mes amis et mes collègues : AZIZ – MORTADHA – KHALED – BILEL – ZAKI – AYMEN & MIROU :** Ils vont trouver ici le témoignage d'une fidélité et d'une amitié infinie.*

Bilel

Dédicaces



Je dédie ce modeste travail à :

*A mes parents les plus chères de ma vie,
qui ont su m'apporter amour et sentiment
tendre et qui ont fait de moi ce que je suis
aujourd'hui et je leur serai toujours redevable.*

*A mes sœurs et à mes chères Nibel, Nizar, A.El kader et
Lahssen.*

A mon frère ILYES et à sa femme.

A toute ma grande famille.

*A mes amis Saleh, Yakoub, Mohamed, Abdelmoumen
Tayeb, Nasro, Mortadha, Khaled*

*Ils vont trouver ici le témoignage d'une fidélité et d'une amitié
infinie.*

À mon binôme ; Bilal Abdaoui.

A tous ce qui me sont chers.

Abdelaziz

Résumé

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. Cette étude a été réalisée sur le puits ONI23 champ de Hassi Messaoud (HMD) pour cela nous avons utilisé les résultats d'enregistrement pendant l'opération pour simuler les modèles de propagation de la fracture. On a utilisé une méthode de calcul, la méthode PKN. La méthode PKN est la méthode convenable parce que la plus utilisée sur chantier par rapport la méthode GDK. Il est constaté une nette amélioration de l'indice de productivité après l'opération.

الملخص:

يتلخص عملنا على دراسة عملية التشقق الهيدروليكي من أجل تحسين مؤشر الإنتاج. وهذا ما يستوجب علاج التلف في حواف الآبار البترولية أو إنشاء وصلة كبيرة داخل التكوين. هذه الدراسة تمت على البئر ONI23 بحقل حاسي مسعود ومن أجل هذا قمنا باستعمال المعطيات المسجلة أثناء العملية لكي نحاكي نماذج انتشار التشقق. استعملنا النموذج الحسابي PKN الذي يعتبر بأنه مناسب أكثر ويتم استعماله بكثرة في الميدان مقارنة مع نموذج GDK. كان هناك تحسن ملحوظ في مؤشر الإنتاجية بعد العملية.

Abstract:

Our study is about the application of hydraulic fracturing, which aims to increase or improve the productivity index. It consists of remedying the damage near the well wall or creating a structure of high conductivity in the formation. This study was carried out on the Hassi Messaoud (HMD) field ONI23 well for which we used the recording results during the operation to simulate the propagation models of the fracture. We used a calculation method, the PKN method. The PKN method is the most suitable method because it is the most used on site compared to the GDK method. There was a marked improvement in the productivity index after the operation.

SOMMAIRE

Sommaire

Liste des abréviations

Liste des figures

Liste des tableaux

Résumé

Introduction générale

Chapitre I : Endommagement et Fracturation Hydraulique	02
I- L'endommagement.....	02
I-1- Introduction.....	02
I-2- Signification et définition de l'endommagement	02
I-2-1- Facteurs causant l'endommagement.....	02
a- Endommagement dû au forage.....	02
Invasion par la boue.....	02
Cimentation du liner.....	02
Gonflements des argiles.....	02
b- Endommagement dû au à la production.....	03
Dépôts organiques.....	03
Dépôts de minéraux (inorganiques)	03
Dépôts de fines particules.....	03
Dépôts mixtes.....	03
c- Endommagement dû au work-over.....	03
I-2-2- Détection de l'endommagement.....	04
I-3- Notion de Skin.....	04
I-3-1- Définition.....	04
I-3-2- Type de Skin	04
I-3-3- Effet de skin sur la perméabilité.....	04
I-3-4- Effet de skin sur la productivité.....	05
Cause d'une faible productivité	05
I-4- Localisation de l'endommagement.....	06
I-4-1- A la paroi du puits.....	06
I-4-2- Dans le puits.....	06
I-4-3- Aux abords du puits	06
I-5- Le traitement d'endommagement.....	06
I-5-1- Acidification	06
I-5-2- Fracturation hydraulique	07
II- Fracturation Hydraulique.....	07
II-1- L'Historique de la fracturation hydraulique	07
II-2- Le but de la fracturation hydraulique.....	08
II-2-1- Eviter les endommagements.....	08
II-2-2- Productivité améliorée	09
II-2-3- La gestion de réservoir	09
II-3- Domaine d'application	10
II-4- Fluide de fracturation	10
II-4-1- Les différents bases de fluide.....	10
a- Fluides à base d'eau.....	11
b- Fluides à base d'huile	11
c- Fluides à base d'acide.....	11
II-4-2- Les additifs	12
a- Les réticulations (Crosslinkers)	12
b- Disjoncteurs (Breakers)	13
c- Les agents de soutènements (Proppants)	13
d- Exécution.....	14

II-5- Les équipements de fracturation	14
II-5-1- Isolement de la tête de puits	15
II-5-2- Pompes à haute pression	15
II-5-3- Mélange équipement	15
II-6- Déroulement de l'opération de fracturation hydraulique.....	16
II-6-1- Préparation du puits.....	16
II-6-2- Procédure de sécurité du pré-job	16
II-6-3- Test d'injectivité	16
II-6-4- Shadow Frac (mini frac ou data frac)	16
II-6-5- La fracturation Hydraulique	17
II-7- L'indice de productivité.....	21
II-8- La géométrie de la fracture : (Modèles de propagation de la fracture).....	21
II-8-1- Modèle Bidimensionnel.....	21
a- Modèle PKN (PERKINS, KERN, NORDGEN).....	21
b- Modèle de GDK (GEERTESMER, DANESHY, KLERK)	22
I-8-2- Identification du modèle de propagation à partir des pentes de log-log plot.....	23
Conclusion.....	25
Chapitre II : présentation du champ et de puits ONI23.....	26
I- Présentation du champ.....	26
I-1- Introduction.....	26
I-2- Historique du champ.....	26
I-3- Situation du champ de Hassi-Messaoud.....	26
I-3-1- Situation géographique.....	26
I-3-2- Cadre géologique	28
I-4- Structure du champ.....	28
I-5- Zonation et numérotation des puits	28
I-6- Description du réservoir	30
I-7- Stratigraphie du champ	31
I-8- Genèse et origine de l'huile	32
I-9- Caractéristiques pétro physiques moyenne du réservoir cambrien	32
I-10- Caractéristique des fluides	32
I-10-1- Les caractéristiques des huiles	32
I-10-2- Les caractéristiques de gaz associé	33
I-11- Définition de l'endommagement	33
I-12- Les problèmes d'exploitation et les solutions qui existent dans le champ de HMD.....	33
I-12-1- Dépôts de sel.....	33
I-12-2- Dépôts des sulfates de Barium.....	33
I-12-3- Migration des fines.....	34
I-12-4- Dépôts organiques: pour lesquels on distingue deux catégories.....	34
a- Dépôts des paraffines.....	34
b- Dépôts d'asphaltènes.....	34
Présentation du Puits ONI23.....	34
II-1- Complétion.....	34
II-2-- Etat actuel	34
II-3- situation	35
II-4- Historique de production.....	35
II-5- Jaugeage du puits ONI23	36
II-6- Testes du puits ONI23.....	38
Conclusion.....	38
Chapitre III : Etude de puits ONI23.....	39
III-1- Introduction.....	39
III-2- Présentation de données utilisées.....	39
La pression	39

La pression du fond.....	39
Débit.....	39
Température	39
ISIP.....	39
III-3- Programme de fracturation.....	40
III-4- Plan d'analyse des données.....	40
III-5- Programme.....	41
III-6- Evaluation de l'opération.....	41
a- Injection test.....	41
b- Acid injection and Mini-Frac test.....	43
c- Main-Frac test.....	46
III-7- Discussion des résultats.....	47
III-8- Etude comparatif avant et après la fracturation.....	53
III-9- Conclusion.....	53
Conclusion générale	
Bibliographie	

*Liste des figures et Listes des
tableaux*

Liste des figures :

<i>Figure I.1: Influence du skin sur la perméabilité.....</i>	05
<i>Figure I.2 : Localisation de colmatage.....</i>	06
<i>Figure I.3: Effet de la température et de l'agent de réticulation sur la viscosité des solutions d'hydroxypropylguar</i>	11
<i>Figure I.4 : Les équipements de fracturation hydraulique.....</i>	14
<i>Figure I.5: La pression interne casse un puits vertical.....</i>	18
<i>Figure I.6: Vue en coupe d'une fracture en propagation</i>	18
<i>Figure I.7: insertion de l'agent de soutènement dans la fracture.....</i>	19
<i>Figure I.8: Rincer le puits pour laisser une fracture appuyée</i>	20
<i>Figure I.9 : schéma explicatif le modèle PKN.</i>	22
<i>Figure I.10: schéma explique le modèle GDK.....</i>	23
<i>Figure I.11 : courbes des pentes (log-log plot) pour un cas idéal.....</i>	24
<i>Figure II.1 : Situation géographique du champ HMD.....</i>	27
<i>Figure. II.2: Les zones du champ de Hassi Messaoud.....</i>	29
<i>Figure II.3 : Bloc diagramme de l'écorche géologique sous la discordance hercynienne.....</i>	30
<i>Figure. II.4 : Coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud.....</i>	31
<i>Figure. II.5 : Carte du positionnement ONI23.....</i>	35
<i>Figure III.1 : Test d'injectivité.....</i>	42
<i>Figure III.2 : Evolution des pressions lors d'Acide injection and Mini-Frac test.....</i>	43
<i>Figure. III.3: Bottomhole Pressure versus Nolte G Time.....</i>	44
<i>Figure. III.4 : Mini-Frac temperature log.....</i>	45
<i>Figure. III.5 : Main-Frac test.....</i>	47
<i>Figure. III.6 : Effet de hammer (ISIP).....</i>	47
<i>Figure. III.7 : Nolte G-Function (Main-Frac).....</i>	48
<i>Figure. III.8 : $g(\Delta t_D) = f(\Delta t_D)$</i>	49
<i>Figure. III.9 : courbes des pentes (log-log plot) pour un cas idéal.....</i>	50
<i>Figure.III.10 : Courbe de pente (log-log plot) pour le cas du puits ONI23.....</i>	50
<i>Figure.III.11 : schéma explicatif le modèle PKN.....</i>	51

Liste des Tableau :

<i>Tableau II.1 : Caractéristiques pétro-physiques moyenne du réservoir cambrien...</i>	32
<i>Tableau II.2 : les derniers essais de puits ONI23 avant le traitement.....</i>	35
<i>Tableau II. 3 : Jaugeage du puits ONI 23.....</i>	36
<i>Tableau II.4 : Test du puits ONI 23.....</i>	38
<i>Tableau III.1: Treatment Volumes Summary – Mini Frac.....</i>	42
<i>Tableau. III.2: Valeurs de pressions lues après mini frac et résultats de l’analyse du déclin de pression</i>	43
<i>Tableau III.3: Treatment Volumes Summary – Main Frac.....</i>	46
<i>Tableau III.4: La géométrie de fracture.....</i>	52
<i>Tableau III.5: Etude comparatif avant et après la fracturation.....</i>	53

Liste des abréviations

Liste des abréviations et des symboles

bb1 : barryl.

BHP : Bottom Hole Presseur (pression de fond de puits).

Bpm: barryl par minute.

DST: drill stem test.

gals : gallons

GDK: GEERTESMER, DANESHY, KLERK.

GOC: gaz oil contact.

GOR: gaz oil ratio.

HLB : HALLIBURTON.

HMD: champ de Hassi Messaoud.

ISIP: pression de chute instantanée (Shut in pressure).

Lb : Livre

PKN: PERKINS, KERN, NORDGEN.

WIT: Well had Isolation Tool.

Ks : Perméabilité de sable md

K : Perméabilité de la couche, md

H : La hauteur de la couche (profondeur), m

IP : L'indice de productivite Sans unité

S : Skin Sans unite

L : Longueur, m

E : Module de young psi

v : Coefficient de Poisson, Sans unité

Pc : Pression du fermeture, psi

Pf : Pression de la fracture, psi

Pw : Pression d'injection en tete, psi

Ph : Pression hydrostatique, psi

Gf : Gradient de fracture, psi/ft

Lf : Longueur de fracture, m

Wf : Largeur de fracture, m

Hf : Hauteur de fracture, m

Fcd : Conductivité adimensionnelle de la fracture, Sans unité

Liste des abréviations et des symboles

Kf : La perméabilité de fracture, md

Xf : Extension de la fracture, m

C : Coefficient de filtration de fluide, $\text{ft}/\sqrt{\text{min}}$

t : Temps de pompage, min

SP : Spurt loss, gal/ft²

Qi : Débit d'injection, bpm

Ww : Épaisseur de la fracture à la proximité du puits inch, (")

r : Rayon de gisement, ft

r_w : Rayon de puits, ft

μ : Viscosité, cp

IP : L'indice de productivité, Sans unité.

INTRODUCTION GÉNÉRAL

Introduction générale

Introduction :

L'exploitation naturelle d'un gisement de pétrole, consiste à ramener les hydrocarbures jusqu'à la surface par déplétion naturelle dans les meilleures conditions. Dès que la production devient insuffisante et malgré les réserves en place importantes, de nouvelles techniques de récupération sont introduites en vue d'améliorer la productivité et les caractéristiques des puits. Les techniques de récupération les plus communes, sont la fracturation hydraulique et l'acidification matricielle.

L'objectif principal de la fracturation hydraulique est d'accroître la productivité d'un puits, par la création après rupture de la roche un drain perméable s'étendant le plus loin possible dans la formation de manière à faciliter l'écoulement de fluide vers le fond du puits.

La fracturation hydraulique consiste à injecter un fluide plus ou moins visqueux avec une grande pression pour fissurer la roche réservoir, et il est accompagné souvent de solide (agents de soutènement) pour maintenir la fracture ouverte et que le fluide puisse circuler plus facilement entre le réservoir et le puits (puits producteur) ou entre le puits et le réservoir (puits injecteur).

Notre travail consiste à faire l'étude d'un puits pour l'amélioration de l'indice de productivité et l'analyse manuelle des résultats, Ce puits caractérisé par une forte déplétion causant un débit fortement faible qui est dû à un endommagement provoqué par les réactions secondaires qui auraient lieu lors d'un traitement matricielle par un acide (acidification) ce qui mène à une opération de stimulation par un processus mécanique (fracturation hydraulique), appliqué dans le champ de Hassi-Massaoud, cas du puits ONI23.

La présente étude s'articule autour des chapitres suivants :

- Le premier chapitre revues de littérature et recherche bibliographique sur l'endommagement et la fracturation hydraulique
 - Le deuxième chapitre est consacré à la description géologique et stratigraphique du champ de Hassi Messaoud, ainsi qu'aux caractéristiques pétro-physiques de son réservoir.
 - Le troisième chapitre est consacré à la discussion des résultats.
-

CHAPITRE I

Endommagement et fracturation hydraulique

I- L'endommagement :

I-1- Introduction :

Il arrive un moment dans la vie d'exploitation d'un gisement ou on remarque une nette diminution de la production des puits ; ce phénomène est dû soit à une déplétion naturelle de la pression du réservoir, soit à un endommagement de la formation qui s'exprime par la baisse de l'indice de productivité et par le skin (coefficient d'endommagement) lorsque celui-ci est positif [1].

I-2- Signification et définition de l'endommagement :

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits. Il représente toutes les incrustations que ça soient minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voir même le tubing de production et l'installation de surface.

La mise en évidence d'un endommagement se fait par la constatation d'une baisse de débit du puits. Il s'exprime par la baisse de l'indice de productivité et par le skin (coefficient d'endommagement) lorsque celui-ci est positif.

I-2-1- Facteurs causant l'endommagement :

Tous les puits sont susceptibles d'avoir des endommagements qui donne lieu à des chutes de leur productivité jusqu'au blocage complet de la zone productrice.

Plusieurs facteurs liées à la production, au forage et aux différentes interventions de work-over entrent en jeu et provoquent l'endommagement et le colmatage du réservoir, ce qui nécessite d'effectuer des stimulations.

a- Endommagement dû au forage:

- **Invasion par la boue:**

L'endommagement par la boue peut être causé par :

- La pénétration des particules de la boue dans la formation provoquant l'obturation des pores.
- L'émulsion des produits entrant dans la composition de la boue avec les fluides de la formation (eau).

- **Cimentation du liner :**

L'invasion de la formation par la filtration lors d'une opération de cimentation peut provoquer un skin positif.

- $S > 0$ si la couche près du puits est colmatée.
- $S < 0$ si la couche près du puits est améliorée.

- **Gonflements des argiles :** Il est dû à l'invasion du filtrat à base d'eau de forage, de Work-Over et des fluides de complétion, ce qui trouble l'équilibre entre l'eau de formation et les argiles, qui se gonflent et réduisent sévèrement la perméabilité.

b- Endommagement dû à la production [2] :

- **Dépôts organiques :**

Pour lesquels on distingue deux catégories :

- Des dépôts de paraffines qui apparaissent le plus souvent en tête de puits.

Leur formation est en général liée à une baisse de la température, par exemple lorsque des fluides injectés sont à une température inférieure à celle au fond du puits. Le seul moyen de dissoudre la paraffine est d'élever la température de la formation au-dessus de sa valeur d'origine, ce qui est techniquement difficile.

- Des dépôts d'asphaltènes sont déclenchés par des chutes de pressions brutales ou des perturbations de l'équilibre chimique, par exemple, l'injection de fluides aux pH extrêmes. Par conséquent, l'acidification peut engendrer ce type d'endommagement. Un moyen de limiter ce dépôt est d'utiliser des solvants aromatiques tels que le xylène.

- **Dépôts de minéraux (inorganiques) :**

Des dépôts inorganiques créés par la précipitation de minéraux qui sont généralement associés à des percées d'eau. Parmi ses minéraux on peut citer :

- Le carbonate de calcium : CaCO_3 .
- Les sulfates: BaSO_4 , SrSO_4 .
- Le chlorure de sodium : NaCl .
- Les produits corrosifs : FeS , Fe_2O_3 , FeCO_3 .

- **Dépôts de fines particules:**

Lors de la production, quand le débit choisi est grand et l'écoulement est turbulent il se produit la migration de fines particules (des argiles, des sables...) qui s'accumulent pour obstruer les pores. Cette accumulation est due à la mise en mouvement et au transport de particules par l'écoulement. Elle est donc dépendante du débit d'injection.

- **Dépôts mixtes :** C'est un mélange de dépôts organiques et minéral causé par l'absorption des asphaltés par la partie minérale arrachée au cours de l'écoulement.

c- Endommagement dû au work-over :

L'endommagement pendant les opérations de work over est causé par l'invasion des fluides, suite à une variation de pression sur la formation, ce qui provoque un colmatage sévère du skin.

La formation des émulsions peut avoir lieu entre les filtrats de la boue et les fluides du réservoir, donnant naissance à des produits ayant une forte viscosité qui empêchent le passage normal d'huile.

Les saumures peuvent causer un changement dans la mouillabilité de la roche, la formation devient donc mouillable à l'huile ce qui diminue la perméabilité à l'huile.

I-2-2- Détection de l'endommagement :

Avant de procéder à tous type de traitement, il est indispensable de commencer par faire une étude complète, à savoir, l'historique du puits, les paramètres de productions et/ou d'injection, ainsi que l'analyse des échantillons des fluides et des différents dépôts récupérés.

Cette étude va nous permettre non seulement de connaître les caractéristiques d'un endommagement mais permet aussi d'identifier les causes exactes et par conséquent de choisir une solution appropriée.

I-3- Notion de Skin :

I-3-1- Définition :

Le skin « **S** » représente le degré d'endommagement total d'un puits sans toutefois différencier l'endommagement matriciel (que l'acidification peut être une solution) de l'endommagement secondaire causé par la configuration du puits.

Le Pseudo-Skin est un facteur sans dimension déterminé par des essais de puits qui traduit la liaison entre le réservoir et le puits.

Le skin représente une perte de charge supplémentaire (ΔP_s) localisée aux abords du puits [3].

Cette perte de charge est donnée d'après Van Everdingen et Hurst (Van Everdingen & Hurst, 1949) par la formule suivante :

$$\Delta P_s = \frac{Q\mu}{2\pi kh} S \dots\dots\dots(I.1)$$

Avec : Q est le débit entre le puits et la formation (m^3/h), k la perméabilité initiale de la formation (mD), μ est la viscosité du fluide utilisé (cp), h la hauteur de puits dans lequel l'écoulement se produit (m) et S le Skin [4].

- $S > 0$ si la couche près du puits est colmatée.
- $S < 0$ si la couche près du puits est améliorée.

I-3-2- Type de Skin [3] :

Différents types de skin:

- Dû aux opérations de forage: boue utilisée, invasion normale de la roche réservoir par les fluides de forage qui la colmatent, éventuellement fluides de complétion inadaptée.
- Dû à la complétion sélectionnée (casing cimenté avec perforations ou trou ouvert)
- Dû à une consolidation additionnelle de la liaison couche trou
- Dû à un colmatage de la liaison couche trou au cours de la vie du puits (arrivées naturelles d'argiles, sables, dépôts..., ou mauvaise conduite du puits).

I-3-3- Effet de skin sur la perméabilité :

Chapitre I : Endommagement et Fracturation Hydraulique

Si l'on souhaite exprimer le skin en fonction du rayon de l'endommagement et de la perméabilité de la zone endommagée K_s , on utilise la relation suivante :

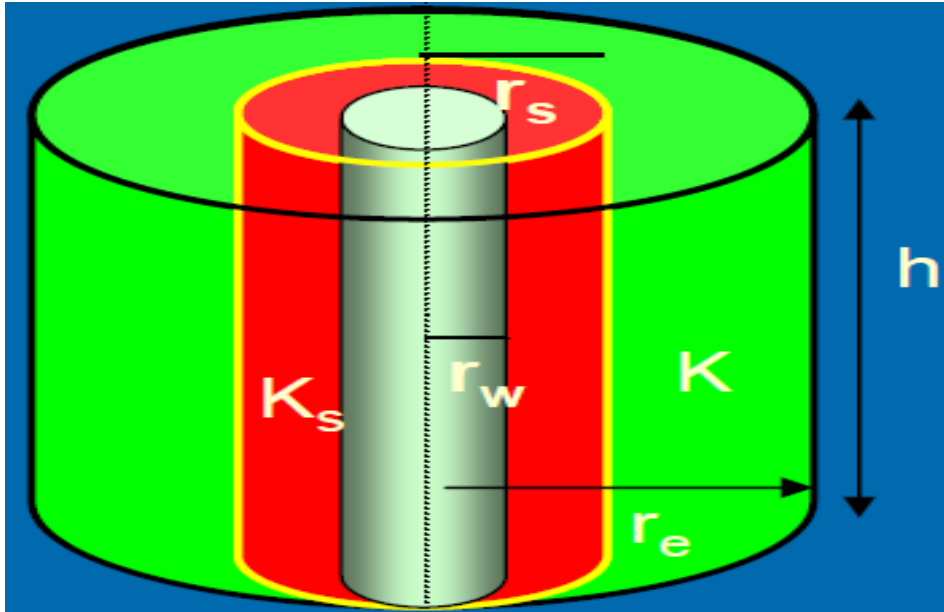


Figure.I.1: Influence du skin sur la perméabilité

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \cdot \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \dots \dots \dots (I.2)$$

Avec :

S : Skin.

k : Perméabilité du réservoir (zone non endommagée).

k_s : Perméabilité de la zone endommagée.

r_s : Rayon de la zone endommagée.

r_w : Rayon du puits.

Si:

- $S = 0$: Correspond à un puits non endommagé ($k = k_s$).
- $S < 0$: la perméabilité des abords du puits est devenue supérieure à celle de la formation à son origine.
- $S > 0$: La perméabilité de la zone voisine du puits est inférieure à celle du reste de la formation (cas d'un endommagement).

I-3-4- Effet de skin sur la productivité :

- **Cause d'une faible productivité :**

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

$$IP = \frac{2\pi kh}{B\mu \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right)} \dots \dots \dots (I.3)$$

On remarque de cette formule que si : $S \nearrow \Rightarrow IP \searrow$

I-4- Localisation de l'endommagement :

I-4-1- A la paroi du puits :

Le passage de la boue de forage à travers les parois du trou dépose un cake externe imperméable, donc colmate les parois du puits.

L'élimination de ces dépôts est effectuée par :

- Action mécaniques : grattage.
- Action physico- chimique : injection d'acides.

I-4-2- Dans le puits :

Ces dépôts sont causés par l'accumulation des sédiments (particules issues de la formation ou des précipités des sels, paraffines).

I-4-3- Aux abords du puits :

Le cake interne est localisé dans une très mince couronne aux abords immédiats du puits, cette invasion de fines particules bloquées dans les pores, peut rendre le milieu très peu perméable quelque soit le sens de circulation des fluides.

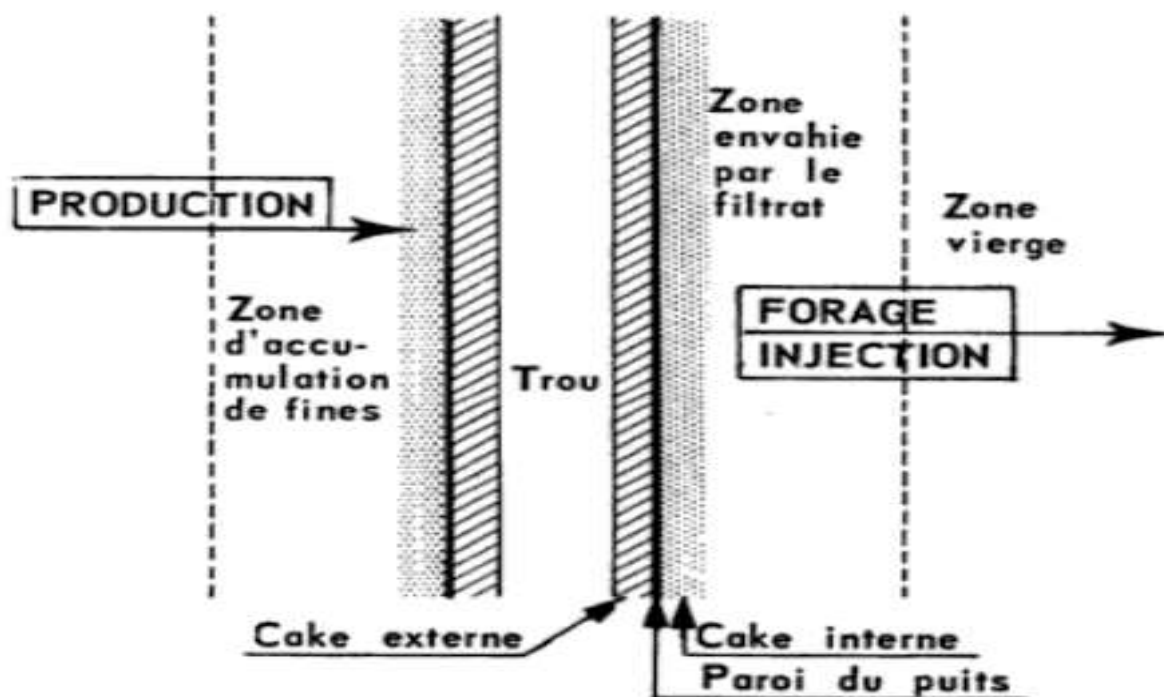


Figure.I.2 : Localisation de colmatage

I-5-Le traitement d'endommagement :

I-5-1- Acidification :

L'acidification est une technique visant l'amélioration de la productivité des puits producteurs d'huile et de gaz. Dans une stimulation matricielle, des acides sont injectés à des pressions

d'injection inférieures à la pression limite de fracturation de la roche, pour éviter de passer l'endommagement dans la formation pour éliminer les endommagements aux abords du puits. Elle est surtout efficace quand la perméabilité naturelle de la roche est bonne. Les formations à perméabilité dégradées sont candidates à une restauration par acidification.

I-5-2- Fracturation hydraulique :

On entend par fracturation hydraulique le procédé qui consiste à créer une conductivité dans une roche, à partir d'un puits par l'injection de fluide porteur d'un agent de soutènement à des pressions suffisamment élevées. Le plus souvent on dit que 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).

Le traitement par fracturation hydraulique est appliqué généralement dans les réservoirs à faible perméabilité d'origine ou dans les formations fortement endommagées, où la production reste toujours faible [5].

II- Fracturation Hydraulique :

II-1- L'Histoire de la fracturation hydraulique :

Selon l'entreprise Halliburton, l'un des plus gros opérateurs de ce domaine, l'idée de stimuler la productivité de forages par la fracturation sous haute pression aurait été lancée par la multinationale Halliburton elle-même dans les années 1940, avec une première expérience en 1947 au Kansas pour le compte de la compagnie pétrolière et gazière Stanolind Oil and Gas Corp [6].

• En Algérie :

La fracturation hydraulique est une technique de stimulation relativement ancienne qui a été introduite en Algérie en 1960. Cependant, ce n'est qu'au début des années 1990 qu'elle a été appliquée régulièrement sur tout dans le champ de Hassi Messaoud où la SONATRACH a engagé une campagne de fracturation hydraulique pilote étalée sur 3ans.

Le but était de démontrer la faisabilité et la rentabilité de ces stimulations ou, plus ou moins, d'expliquer pourquoi ce type d'opération a priori prometteur, resterait inadapté sur HMD dans l'état actuel de la technique. L'analyse du déroulement des 25 fracturations réalisées sur le champ entre le début des années 60 et le milieu des années 80 a montré que les échecs survenus étaient le plus souvent imputables :

- A la méconnaissance à peu près complète du régime de la contrainte géostatique mineure.
- A la nature des équipements et des fluides mis à la disposition par les sociétés de services.

En 1995, une corrélation en fonction du module de Young et de la saturation en huile exprimée en (psi) a été mise en disposition, afin d'avoir un profil de la contrainte minimale horizontale.

Chapitre I : Endommagement et Fracturation Hydraulique

Jusqu'en 1999, la technique de la fracturation hydraulique a été renforcée par l'introduction des nouvelles techniques telles que :

- Diverta-frac/Settle-frac(1999) : Utilisée pour limiter la propagation de la fracture vers le bas.
- Stimtube TM (1999): Afin de créer des petites fractures et forcer la fracture à s'amorcer dans l'intervalle désiré.
- Propslug : permet de remplir les petites fractures, pour éviter le screen-out prématuré, et d'éroder les perforations.
- En octobre 2001 le traitement est amélioré avec l'utilisation du coiled tubing (CoilfracTM), surtout dans le cas d'une communication dans la complétion [7].

II-2- Le but de la fracturation hydraulique :

Les opérations de fracture hydraulique peuvent être effectuées sur un puits pour une (ou plusieurs) des trois raisons suivantes:

- Eviter les endommagements proches du puits et rétablir un puits à sa productivité naturelle.
- Prolonger un chemin conducteur dans une formation et augmenter ainsi la productivité au-delà de niveau naturel.
- pour modifier l'écoulement des fluides dans la formation.

Dans le troisième cas, la conception de la fracture peut affecter les considérations relatives aux autres puits et en être affectée (par exemple, où placer les autres puits et combien de puits supplémentaires forer). La fracture devenue un outil pour la gestion des réservoirs. Bien que ces trois motivations soient traitées séparément dans cette section, elles se chevauchent souvent.

II-2-1- Eviter les endommagements :

Les endommagements proches du puits réduisent la productivité du puits.

Ces endommagements peuvent provenir de plusieurs sources, notamment des endommagements induits par le forage résultant de l'invasion de particules fines dans la formation lors du forage et une incompatibilité chimique entre les fluides de forage et la formation. Les endommagements peuvent également être dus à des processus naturels du réservoir, tels que des changements de saturation résultant d'une faible pression du réservoir près d'un puits, d'un mouvement de formation de fines ou d'un dépôt de cake. Quelle que soit la cause, le résultat est indésirable. Les traitements matriciels sont généralement utilisés pour éliminer les endommagements chimiquement, rétablissant ainsi un puits à sa productivité naturelle. Dans certains cas, les procédures chimiques peuvent ne pas être efficaces ou appropriées, et les opérations de fracture hydraulique sont utilisées pour contourner les endommagements. Ceci est réalisé en

créant un chemin de conductivité élevé à travers la région endommagée afin de rétablir le contact du puits avec la roche non endommagée.

II-2-2- Productivité améliorée :

Contrairement aux procédures de stimulation matricielle, les opérations de fracturation hydraulique peuvent prolonger un canal conducteur dans le réservoir et stimuler la productivité au-delà du niveau naturel. Toutes les pratiques d'exploitation des réservoirs sont soumises à la loi de Darcy:

$$q \approx \frac{kh \Delta p}{\mu \Delta x} \left(\frac{A}{h} \right) \dots \dots \dots (II.1)$$

Où le taux de production très important q est lié à la perméabilité de la formation k , l'épaisseur utile h , la viscosité du fluide du réservoir μ , la perte de charge Δp et la zone d'écoulement de la formation A . L'exploitation du réservoir tourne autour de la manipulation de cette équation. Par exemple, la chute de pression peut être augmentée par l'utilisation d'un ascenseur artificiel pour réduire la pression de fond, injection d'eau pour augmenter ou maintenir la pression du réservoir, ou les deux. Pour les autres cas, la combustion in situ ou l'injection de vapeur est utilisée pour réduire la viscosité du fluide du réservoir et ainsi augmenter la productivité. Pour la fracturation, les opérations se situent dans la zone de formation de l'équation, la zone de flux de formation augmentée donnant le taux de production accru et la valeur actuelle des réserves.

C'est l'utilisation classique de la fracturation, pour augmenter le taux de production en évitant les endommagements causés par la formation de puits ou en augmentant l'exposition de la zone de formation et en stimulant ainsi la performance du puits au-delà de celle-ci sans endommagement. Pour un seul puits, la conception du traitement se concentre sur la création de la zone de flux de formation requise pour augmenter la production à un coût minimal. De manière plus formelle, la conception devrait optimiser le retour économique sur la base d'une productivité accrue et d'un coût de traitement.

II-2-3- La gestion de réservoir :

Parallèlement à l'amélioration de la productivité des puits, les fractures constituent également un outil puissant pour modifier le débit du réservoir. En combinaison avec les autres parties du développement du champ, la fracture devient un outil de gestion de réservoir. Par exemple, la création de longues fractures dans des roches étroites ($k < 0,1 \text{ md}$) permet le développement de champs avec moins de puits. Cependant, encore moins de puits sont nécessaires si l'azimut de fracture est connu et si les puits sont situés de manière appropriée (par exemple, pas selon un schéma carré requis par la réglementation) Le changement de philosophie actuel en matière de fracturation, allant de l'accélération de la production d'un seul puits à la gestion d'un

réservoir, s'est produit avec l'application de traitements de stimulation massifs dans des formations gazeuses étroites.

Bien qu'il s'agisse d'une application traditionnelle de la fracturation sur des réservoirs de qualité médiocre, ces traitements représentaient les premières tentatives d'ingénierie pour modifier l'écoulement du réservoir dans le plan vertical et la méthodologie de placement des puits. (Par exemple, Smith. 1979) [8].

II-3- Domaine d'application :

La stimulation de puits par fracturation hydraulique ne devrait être envisagée que lorsque:

- ✓ Les réserves sont suffisant restaurables;
- ✓ Suffisante pression du réservoir;
- ✓ Faible perméabilité (moins de 10 mD);
- ✓ Les contacts huile / eau et huile / gaz ne sont pas très proches;
- ✓ Bonne cimentation;
- ✓ Le puits est relié à des réserves productives suffisantes;
- ✓ **Epaisseur de la formation :**

Une zone de paiement épaisse, > **10 m**.

- ✓ **Etat de déplétion de la formation productrice :**

La pression dans le réservoir est suffisamment moyenne où bien élevée pour maintenir le débit lors de la production de ces réserves.

- ✓ **Composition de la formation et consolidation :**

- **Perméabilité de la formation :**

Soit une zone à faible perméabilité ou une zone endommagée (facteur de Skin élevé).

- **Isolement de la zone à traiter: barrières**

Barrières de contrainte in situ pour minimiser la croissance en hauteur verticale.

- ✓ **Etat du matériel de puits ;**
- ✓ **Historique de production du puits & historique de production offset ;**
- ✓ **Localisation des contacts eau, huile et gazole ;**

II-4- Fluide de fracturation :

Le fluide de fracturation est un composant essentiel du traitement de fracturation hydraulique. Ses fonctions principales sont d'ouvrir la fracture et de transporter l'agent de soutènement (proppant) sur la longueur de la fracture. Par conséquent, les propriétés visqueuses du fluide sont généralement considérées comme les plus importantes. Cependant, les traitements de fracturation hydraulique réussis exigent que les fluides aient d'autres propriétés spéciales. En plus de présenter la viscosité est appropriée dans la fracture, ils devraient casser et nettoyer rapidement

une fois le traitement terminé, permettre un bon contrôle de la perte de fluide, présenter une faible pression de frottement pendant le pompage et être aussi économiques que possible.

II-4-1- Les différents bases de fluide :

a- Fluides à base d'eau :

En raison de leur faible coût, de leurs performances élevées et de leur facilité de manipulation, les fluides à base d'eau sont les fluides de fracturation les plus utilisés. De nombreux polymères solubles dans l'eau peuvent être utilisés pour préparer une solution viscosifiée capable de mettre en suspension des agents de soutènement à la température ambiante. Cependant, à mesure que la température augmente, ces solutions s'amincissent considérablement. La concentration en polymère (charge en polymère) peut être augmentée pour compenser les effets thermiques, mais cette approche est coûteuse.

Au lieu de cela, les agents de réticulation (crosslinkers) sont utilisés pour augmenter de manière significative le poids moléculaire effectif du polymère, augmentant ainsi la viscosité de la solution.

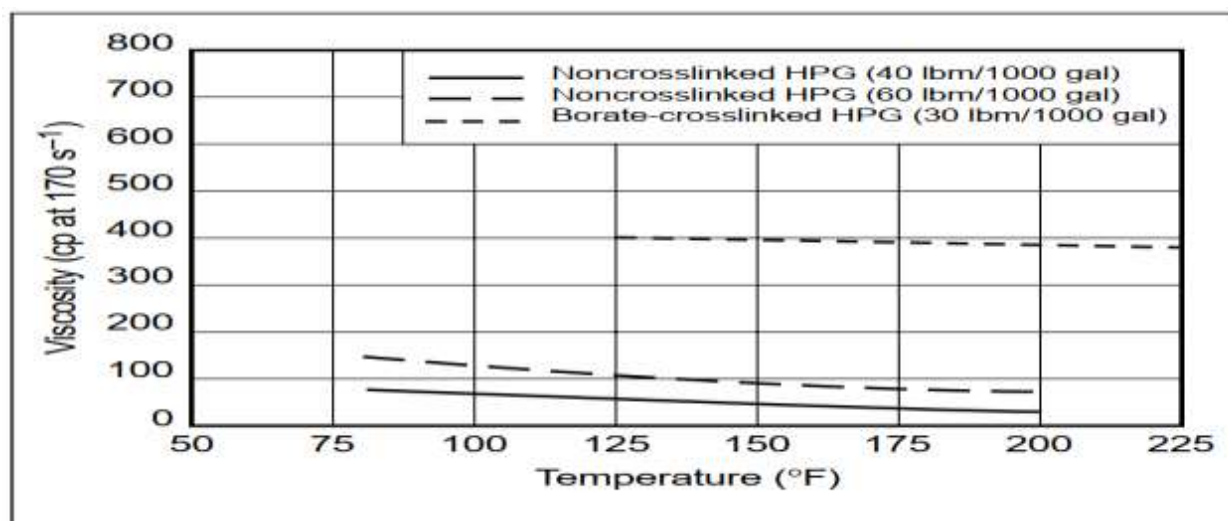


Figure.I.3 : Effet de la température et de l'agent de réticulation sur la viscosité des solutions d'hydroxypropylguar

Fluides à base d'huile :

Les huiles lourdes étaient utilisées à l'origine comme fluides de fracturation, principalement parce que ces fluides étaient perçus comme moins dommageables pour une formation contenant des hydrocarbures que les fluides à base d'eau. Leur viscosité inhérente les rend également plus attractifs que l'eau. Les fluides à base d'huile sont coûteux à utiliser et difficiles à manipuler sur le plan opérationnel. Par conséquent, ils ne sont maintenant utilisés que dans des formations connues pour être extrêmement sensibles à l'eau.

b- Fluides à base d'acide :

La fracturation est un processus de stimulation d'un puits dans lequel de l'acide, généralement de l'acide chlorhydrique (HCl), est injecté dans une formation de carbonate à une

pression suffisante pour fracturer la formation ou ouvrir des fractures naturelles existantes. Lorsque l'acide coule le long de la fracture, des parties de la face de la fracture sont dissoutes.

Car l'acide en écoulement ayant tendance à se décaper de manière non uniforme, se crée des canaux conducteurs qui subsistent généralement à la fermeture de la fracture. La longueur effective de la fracture est déterminée par la longueur gravée qui dépend du volume d'acide utilisé, de sa vitesse de réaction et de la perte de fluide acide de la fracture dans la formation. L'efficacité du traitement de fracturation acide dépend en grande partie de la longueur de la fracture gravée.

Dans certains cas, notamment dans les carbonates, un choix existe entre les traitements de fracturation acide et un traitement de fracturation soutenu. Sur le plan opérationnel, la fracturation acide est moins compliquée, car aucun agent de soutènement n'est utilisé. De plus, le danger de filtrage de proppant, les problèmes de reflux de proppant et de nettoyage du puits après le traitement sont éliminés. Cependant, l'acide est plus coûteux que la plupart des fluides de traitement non réactifs.

La principale barrière à la pénétration efficace de la fracture par l'acide semble être une perte excessive de fluide (Nierode et Kruk, 1973). La perte de fluide est un problème plus important lors de l'utilisation d'acide que lors de l'utilisation d'un fluide non réactif. L'érosion constante des faces de fracture pendant le traitement rend difficile le dépôt d'une barrière de filter-cake efficace. En outre, fuites d'acide sont extrêmement non uniformes et résultent des «wormholes» et l'élargissement des fractures naturelles. Cela augmente considérablement la zone efficace à partir de laquelle se produit une fuite et rend difficile le contrôle des pertes de fluide [9].

II-4-2- Les additifs :

Un fluide de fracturation n'est généralement pas simplement un liquide et un matériau viscosifiant, tel que de l'eau et un polymère HPG ou un huile de diesel et un polymère d'ester de phosphate d'aluminium. Divers additifs sont utilisés pour briser le fluide une fois le travail est terminé, contrôler la perte de fluide, minimiser les endommagements de formation, le pH, contrôlez les bactéries ou améliorez la stabilité à haute température. Les soins doivent être pris lors de l'utilisation de plusieurs additifs pour déterminer au qu'un additif n'interfère pas avec la fonction d'un autre additif.

a- Les réticulations (Crosslinkers) : En chimie des polymères, la réticulation correspond à la formation d'un ou de plusieurs réseaux tridimensionnels, par voie chimique ou physique. Des liaisons entre les chaînes macromoléculaires sont créées. Les structures réticulées sont généralement préparées à partir de pré-polymères linéaires ou **ramifiés** de faible masse molaire (issus d'une polymérisation partielle), réticules sous l'action de la chaleur en présence d'un catalyseur/durcisseur (agent réticulant).

b- Disjoncteurs (Breakers) : Des fluides de viscosité relativement élevée sont utilisés pour transporter le proppant dans la fracture. Laissant une haute viscosité fluide dans la fracture réduirait la perméabilité du pack de proppant au pétrole et au gaz, limitant l'efficacité du traitement de fracturation. Des briseurs de gel sont utilisés pour réduire la viscosité du fluide mélangé avec le proppant. Les casseurs réduisent la viscosité par clivage le polymère en fragments de faible poids moléculaire. Il a été estimé que la perte de fluide pendant le traitement et pendant la fermeture augmente la concentration de polymère dans la fracture après la fermeture 5–7 fois. Jusqu'à 20 fois supérieure à la concentration en surface. L'augmentation de la concentration en polymère provoque une majeure augmentation de la viscosité. Des efforts importants ont été déployés concevoir des breakers pour résoudre ce problème. Idéalement, un briseur de gel mis dans le fluide à la surface devrait avoir un effet minimal sur le gel jusqu'à l'arrêt du pompage (et la fracture se ferme) et devrait ensuite réagir rapidement avec le gel. La viscosité du gel et le poids moléculaire du polymère doivent être significativement réduits pour permettre un nettoyage rapide du sac de sable.

c- Les agents de soutènements (Proppants) : Les proppants sont utilisés pour séparer les parois de la fracture afin de créer un chemin conducteur menant au puits après l'arrêt du pompage et la fuite du fluide de fracturation. Placer la concentration et le type d'agent de soutènement appropriés dans la fracture est essentiel au succès d'un traitement de fracturation hydraulique. Les facteurs affectant la conductivité de la fracture (mesure de la capacité d'une fracture suspendue à transporter les fluides produits au cours de la vie utile du puits) sont:

- Composition de proppant.
- Propriétés physiques de proppant.
- Perméabilité au sac de soutènement.
- Effets de la concentration en polymère après fermeture dans la fracture.
- Mouvement des particules fines dans la fracture.
- Dégradation à long terme de proppant.
- **Propriétés physiques des proppants :**

Les propriétés physiques des proppants ayant un impact sur la conductivité de fracture sont :

- force de l'agent de soutènement.
- quantités de fines et d'impuretés.
- rondeur et sphéricité.
- densité de proppant.

Pour ouvrir et propager une fracture hydraulique, les contraintes in situ doivent être surmontées. Après le puits est mis sur la production, le stress agit pour fermer la fracture et confiner l'agent de soutènement. Si la force de proppant est inadéquate, les contraintes de fermeture écrasent

le proppant, créant des fines qui réduisent la perméabilité et la conductivité du paquet de proppant. Les proppants peuvent être fabriqués à partir d'une variété de matériaux et de différentes tailles pour répondre aux exigences de conductivité de la conception de la fracture.

Le type et la taille du proppant devraient être déterminés en comparant les avantages économiques par rapport aux coûts.

d- Exécution :

Pendant le traitement de fracturation, la chimie des fluides se réunit à la manipulation des agents de soutènement, le mélange et équipement de pompage pour créer la fracture soutenue désirée. L'environnement sur le terrain est souvent très différent des conditions de laboratoire idéales dans lesquelles le fluide de fracturation ou l'additif a été développé [10].

II-5- Les équipements de fracturation :

Assemblage de l'équipement de surface dans un coffre-fort, organisé et efficace est extrêmement important pour le succès d'un traitement de fracturation. Une planification minutieuse du prétraitement est essentielle au processus organisationnel de la coordination de l'équipement. Une inspection de la localisation avant le traitement permet de créer des diagrammes pour optimiser l'utilisation de l'espace disponible.

De nombreuses étapes des procédures organisationnelles sont dictées par le bon sens. Pourtant, de petits problèmes peuvent facilement être négligés dans la hâte de lire les choses. La planification du prétraitement peut éliminer de nombreux problèmes mineurs susceptibles de devenir des problèmes plus vastes qui risquent en définitive de compromettre le succès du traitement.

La figure 4 montre le positionnement de l'équipement pour le traitement de fracturation.

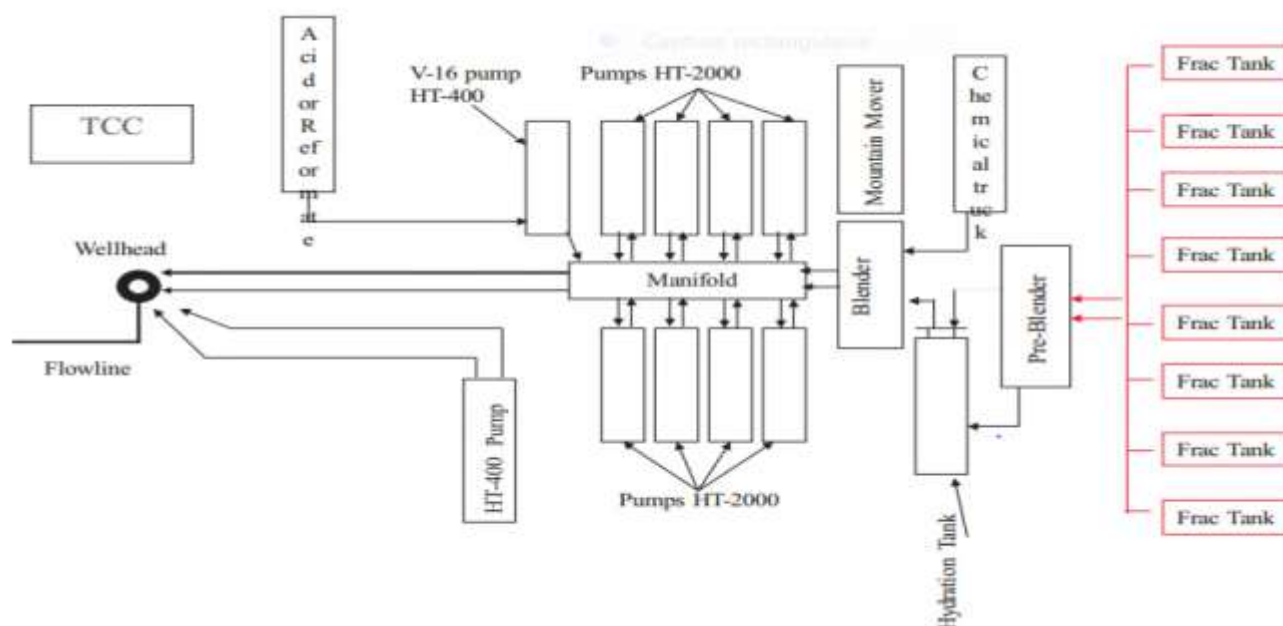


Figure.I.4 : Les équipements de fracturation hydraulique

II-5-1- Isolement de la tête de puits :

Outils d'isolement spécialisés, ou économiseurs d'arbres, peut protéger un arbre de Noël à la tête de puits contre les dommages et l'éventuelle défaillance résultant d'une exposition à haute pression ou des fluides. La pression nominale d'une tête de puits est généralement inférieure à la pression requise pour pomper un traitement de stimulation. Remplacer l'arbre existant par un arbre ayant une pression nominale plus élevée est coûteux et nécessite de tuer le puits avec des fluides potentiellement dommageables. Même si l'arbre a une pression nominale suffisante, une exposition à des pressions élevées et des fluides de traitement peuvent le laisser dans des conditions dangereuses.

L'économiseur d'arbre est monté sur l'arbre de Noël existant. Un mandrin est prolongé à travers les vannes sur l'arbre et dans le tube. Le mandrin comporte un ensemble en caoutchouc qui scelle les parois du tube et empêche le fluide ou la pression d'atteindre directement l'arbre. Une fois défini, un économiseur d'arbres peut augmenter la pression de travail d'une tête de puits jusqu'à 20 000 psi. Une fois le traitement de stimulation terminé, le mandrin est pompé hors de l'arbre de Noël et les vannes de tête de puits peuvent être fermées.

II-5-2- Pompes à haute pression :

Les pompes à haute pression doivent être placées assez près du mélangeur pour que les pompes de refoulement situées sur le mélangeur puissent facilement amener le lisier avec une tête d'aspiration positive nette suffisamment élevée dans les collecteurs d'admission des pompes.

Chaque camion de pompage doit être muni d'une vanne d'isolement à la conduite de traitement principale pour faciliter les réparations mineures pendant les opérations de pompage. Sans cette vanne, la pompe serait toujours exposée à la pression de traitement. Derrière la vanne d'isolation, une vanne de purge doit être installée afin que la pression sur la pompe puisse être purgée en toute sécurité chaque fois que la pompe est mise hors tension.

II-5-3- Mélange équipement :

Pour s'assurer que l'opération de mélange continu va en douceur, plusieurs exigences doivent être respectées. Les polymères doivent être de type liquide ou en suspension pour assurez-vous qu'ils peuvent être ajoutés à des concentrations précises. Les additifs liquides ou en suspension peuvent être pompés et surveillés beaucoup plus précisément que les matériaux en poudre secs. Ces polymères produisent une hydratation améliorée et plus rapide, en particulier lorsqu'ils sont mélangés à un équipement de contrôle de processus. Des unités de mélange et d'hydratation spécialisées fournissent les capacités de dosage, cisaillement et un temps de résidence suffisant pour bonne hydratation. Le processus d'hydratation lié à le temps et le cisaillement se sont

avérés extrêmement importants pour les traitements en continu. Si le fluide de base n'a pas suffisamment progressé dans le processus d'hydratation avant que le fluide ne soit réticulé, le fluide peut rencontrer des problèmes de stabilité.

Les mélangeurs de vadrouille contrôlés par le processus utilisent des ordinateurs pour doser des rapports précis entre le liquide de soutènement et le fluide de traitement. Cette capacité de mélange de précision est parfaite pour le proppant, qui est considéré comme idéal pour le placement optimal de l'agent de soutènement. Les mélangeurs mélangent et dosent avec précision l'agent de soutènement, les additifs secs, additifs liquides et fluide de fracturation réunis à une densité spécifiée selon un mode automatique préprogrammé. La concentration d'agent de soutènement peut être précise et sûre contrôlée à des concentrations supérieures à 22 lbm / gal ajouté pour le sable ou 32 lbm / gal ajouté pour la haute résistance agent de soutènement. Le rapport global agent de soutènement / fluide est constamment surveillé et contrôlé dans une plage de $\pm 0,5\%$ [11].

II-6- Déroulement de l'opération de fracturation hydraulique :

II-6-1- Préparation du puits :

- Essais sur puits pour estimer le K_h actuel et l'état de déplétion.
- Nettoyage mécanique après détermination du top sédiment.
- Nettoyage à l'acide Chlorhydrique pour le nettoyage des tubages et puis dégorgeage du puits.

II-6-2- Procédure de sécurité du pré-job :

II-6-3- Test d'injectivité :

L'injection d'un fluide tel que l'eau traitée 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-6-4- Shadow Frac (mini frac ou data frac) :

Les tests de mini fracture sont effectués pour reconfirmer la valeur du stress in situ dans la zone d'intérêt et pour estimer les propriétés de perte de fluide du liquide de fracture. Un test de mini fracture est effectué avec un fluide similaire au liquide de fracture qui sera utilisé dans le traitement principal. Plusieurs centaines de barils de fluide de fracturation sont pompés aux débits de fracturation. Le but de l'injection est de créer une fracture qui sera d'une hauteur similaire à celle créée lors du traitement principal de la fracture. Une fois la mini fracture créée, les pompes sont fermées et la pression décroissante est surveillée. Le déclin de la pression peut être utilisé pour estimer :

- La pression de fermeture.
- Le coefficient de filtration.
- L'efficacité du fluide.

L'estimation précise de ces paramètres, nous conduit vers une estimation raisonnable de:

- La géométrie de la fracture.
- Les pertes de charges.

Tous ces paramètres issus des traitements de mini fracture peuvent être utilisées pour modifier la conception du traitement principal par fracture, et de gérer :

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

II-6-5- La fracturation Hydraulique :

Si le fluide est pompé dans un puits plus rapide que le fluide peut s'échapper dans la formation, inévitablement la pression augmente, et à quelque sorte que quelque chose se rompre. Parce que la roche est généralement plus faible que l'acier, ce que rompre est généralement la formation, entraînant dans le fossé de puits un fractionnement le long de l'axe générer par la pression interne. Et l'idée simple du fossé de puits de puits comme un tuyau devient plus complexe pour les puits tubes et/ou perfores et puits non verticaux. Cependant, en général, la roche se fracture sous l'effet de la pression du fluide hydraulique et qu'une «fracture hydraulique» est créée.

La rupture et la fracture précédente exposent la nouvelle zone de formation au fluide injecté, de sorte que le débit de fluide s'infiltrant dans la formation commence à augmenter. Cependant, le débit de pompage est maintenu à un taux plus élevé que le taux de perte de fluide, la fracture nouvellement créée doit continuer à se propager et à se développer (Fig. I.5). Cette croissance continue à ouvrir des nouvelles zones de formation. Cependant, la fracture hydraulique augmente considérablement la zone d'écoulement de la formation pendant le pompage, une fois que le pompage est arrêté et que les fluides injectés fuient, la fracture se ferme et la nouvelle zone de formation ne sera plus disponible pour la production. Pour éviter cela, des mesures doivent être prises pour maintenir le canal conducteur. Cela implique normalement l'ajout d'un agent de soutènement (proppant) au fluide hydraulique à transporter dans la fracture. Lorsque le pompage s'arrête et le fluide s'écoule du puits, le proppant reste en place pour maintenir la fracture ouvert et maintenir un trajet d'entraînement conducteur pour la zone de débit de formation accrue pendant la production.

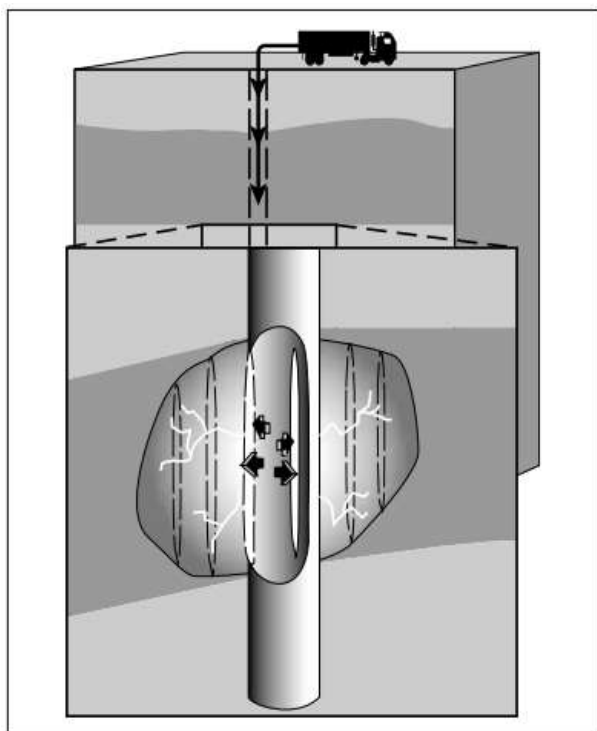


Figure 1.5: La pression interne casse un puits vertical.

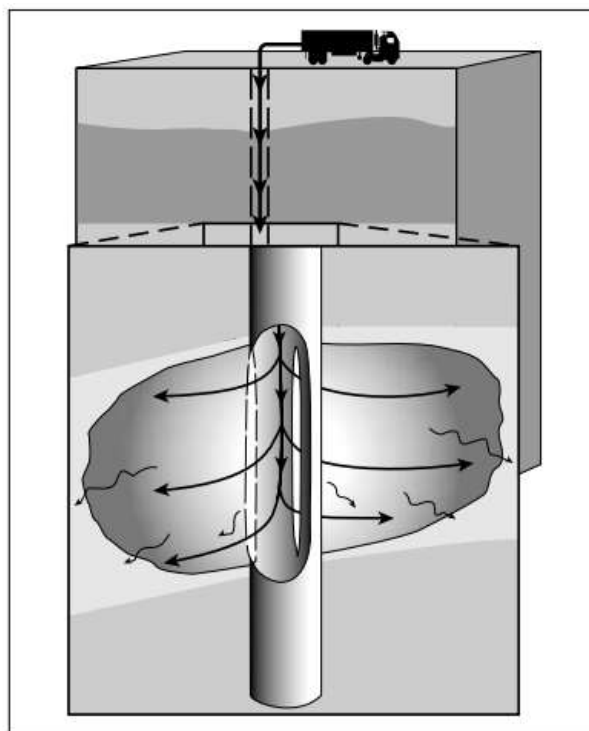


Figure 1.6: Vue en coupe d'une fracture en propagation

L'agent de propagation généralement du sable ou un substitut granulaire à haute résistance pour le sable. Alternativement, pour les roches de carbonate, le liquide hydraulique peut être constitué d'un acide dissous de la formation, laissant dissimulant les canaux gravés d'acide s'entendant dans le réservoir.

Après la rupture, la propagation de la fracture et le débit de filtration à l'intérieur de la fracture deviennent importants. Ils sont dominés par le comportement de perte de fluide.

Initialement, La pénétration de la fracture est limitée, et donc la perte de fluide est proche des abords de puits. Pour cette raison, la première partie d'un traitement de fracture hydraulique constituée uniquement de fluide (pas de proppant); ceci est appelé le tampon (Pad). Le but de pad est de rupture la formation et d'initier la fracture. Aussi, le pad fournit un fluide permettant une pénétration et une largeur suffisantes pour permettre aux étages de fluide chargés du proppant de pénétrer plus tard dans la fracture évitant ainsi une perte de fluide importante près de l'extérieur de la fracture. Après le pad, les stages du proppant sont pompés pour le transportés dans la fracture. Cependant, parce que le poussé.

Les traitements de la fracture, c'est presque tout le fait que le poussé à la formation est toujours, mais même à proximité du puits de la fraction.

Cependant, étant donné que des pertes de fluide dans la formation se produisent encore, même près du puits, le premier agent de soutènement est ajouté au fluide à de faibles concentrations. La boue

chargée d'agents de soutènement pénètre dans la fracture au niveau du puits et s'écoule vers la pointe de la fracture (Fig. I.7) À ce stade, deux phénomènes commencent. Premièrement, en raison de la perte de fluide plus importante au niveau de la fracture, le lisier traverse la fracture plus rapidement que la dissémination de la fracture, et le lisier chargé de l'agent de soutènement finit par dépasser l'extrémité de la fracture. Ensuite, en raison de la perte de fluide, les phases de suspension chargées de l'agent de soutènement perdent du fluide (mais pas de l'agent de soutènement) au profit de la formation.

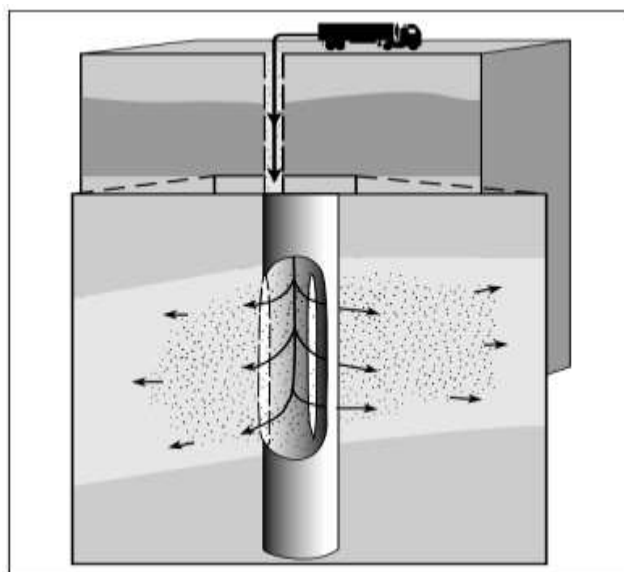


Figure.I.7: insertion de l'agent de soutènement dans la fracture

Ainsi, la concentration en proppant (c'est-à-dire la fraction volumique du proppant solide) augmente à mesure que les étapes de la suspension se déshydratent. Le programme de pompage, ou le programme d'ajout d'agent de soutènement, doit être conçu. Toutes les étapes doivent se terminer au bon endroit, au bon moment, avec la bonne concentration finale d'agent de soutènement. Le pad doit être complètement perdu pour la formation, et le premier étage de le proppant devrait se situer juste au niveau de l'extrémité de la fracture (qui devrait être à la longueur de calcul).

Au fur et à mesure que les phases de suspension de le proppant descendent, elles se déshydratent et se concentrent. Les étages pompés plus tard dans le traitement sont pompés à une concentration plus élevée. Ces étapes ne sont pas dans la fracture longtemps avant la fin du traitement (c'est-à-dire avant l'arrêt) et sont donc exposées à moins de pertes de fluide et à moins de déshydratation. Idéalement, le premier étage pompé atteint l'extrémité de la fracture au moment où le dernier fluide de pad est perdu dans la formation, et ce premier étage s'est concentré depuis sa concentration initiale jusqu'à une certaine présélectionnée concentration de conception finale plus élevée. Pendant ce temps, la concentration de boue pompée augmente régulièrement jusqu'à atteindre la même concentration de conception finale. À la fin du traitement, toute la fracture est remplie de bouillie de concentration de calcul.

Chapitre I : Endommagement et Fracturation Hydraulique

La conception précédente pourrait être qualifiée de "normale", dans laquelle toute la fracture est remplie d'une concentration uniforme, présélectionnée, d'agent de soutènement, au moment même où le traitement se termine. Si le pompage continue au-delà de ce point, il y aura peu d'extension de fracture supplémentaire car le pad est épuisé à 100%. Un pompage continu oblige la fracture à s'élargir (et oblige à augmenter la pression) car le volume accru agit simplement comme si vous gonfliez un ballon. Dans certains cas, la largeur supplémentaire soutenue qui en résulte peut être souhaitable, et cette procédure est utilisée exprès. C'est ce que l'on appelle Tip-ScreenOut (TSO) fracturing.

À la fin du traitement, la dernière phase de rinçage est pompée. Ce segment de traitement consiste en un seul volume de fluide qui égale au volume de puits et est destiné à nettoyer le puits du proppant (Fig. I.8). Le puits est généralement fermé pendant un certain temps pour permettre au fluide de fuir, de sorte que la fracture se ferme et exerce une contrainte sur le bloc de soutènement. L'arrêt permet également à la température (et aux briseurs chimiques ajoutés au fluide de s'aérer) de réduire.

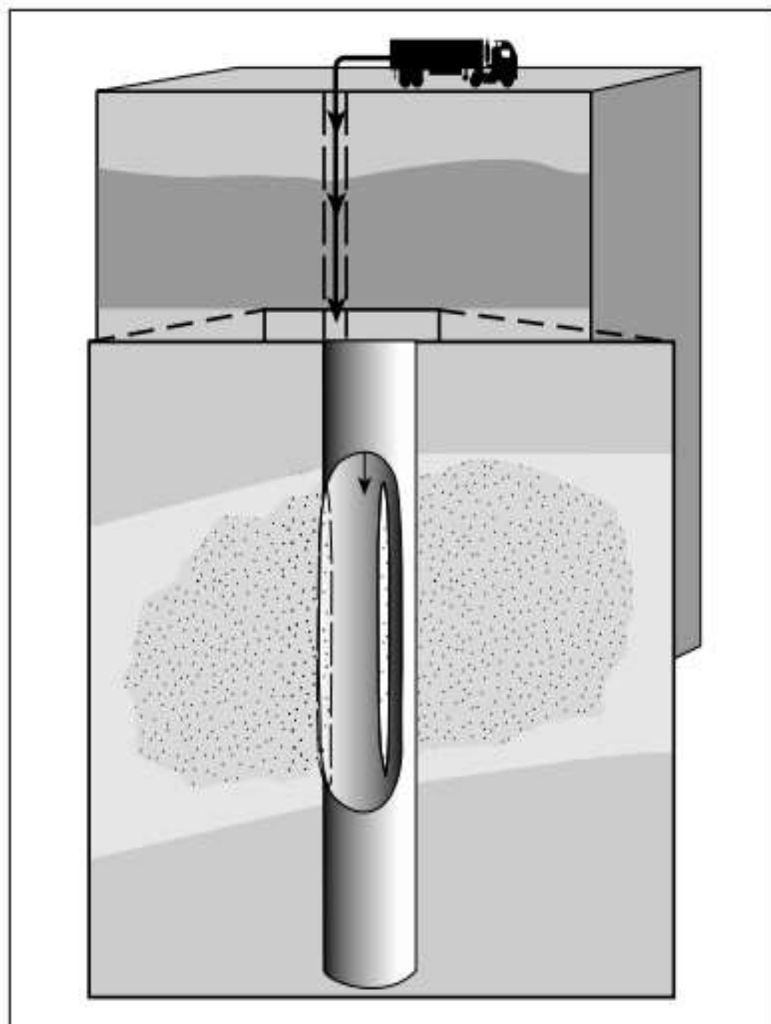


Figure.I.8: Rincer le puits pour laisser une fracture appuyée.

Idéalement, ce processus laisse une fracture remplie d'agent de soutènement avec une longueur de fracture productive (ou demi-longueur x_f), hauteur de fracture maintenue et largeur de fracture maintenue (qui détermine la conductivité de fracture k_{fw}),

Ici, x_f est la demi-longueur de fracture productive, qui peut être inférieure à la demi-longueur L créée ou inférieure à la longueur maintenue [8].

II-7- L'indice de productivité :

Cet indice définit la capacité de production du puits. Il est nécessaire de le calculer car il permet de prévoir l'équipement d'un puits pour un débit déterminé (pompage ou gas-lift) ou la perte de charge qu'il faut imposer à la sortie du puits (puits éruptif). On définit l'indice de productivité par :

$$I_p = \frac{q}{P - P_{wf}} \dots \dots \dots (II.2)$$

Tel que :

q : le débit de fluide (m³/min) ;

p : pression de réservoir en psi ;

P_{wf} : la pression du fond de puits en psi [7].

II-8- La géométrie de la fracture : (Modèles de propagation de la fracture) :

II-8-1- Modèle Bidimensionnel :

Le problème est traité à deux dimensions dans le plan (x, y), la fracture est supposée limitée par deux plans horizontaux distants de la hauteur H, constante dans le temps. Les modèles bidimensionnels les plus connues sont : **PKN, KGD, RADIAL**.

a. Modèle PKN (PERKINS, KERN, NORDGEN)

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 (figure I.9):

- La hauteur est constante (**hf**).
- Longueur supérieure à la hauteur ;
- Pas d'écoulement dans la direction verticale ;
- La pression dans la section verticale est constante ;
- La section verticale est elliptique.

L'état des contraintes au point (x) ne dépend pas de distribution de pression à d'autre position le long de la longueur.

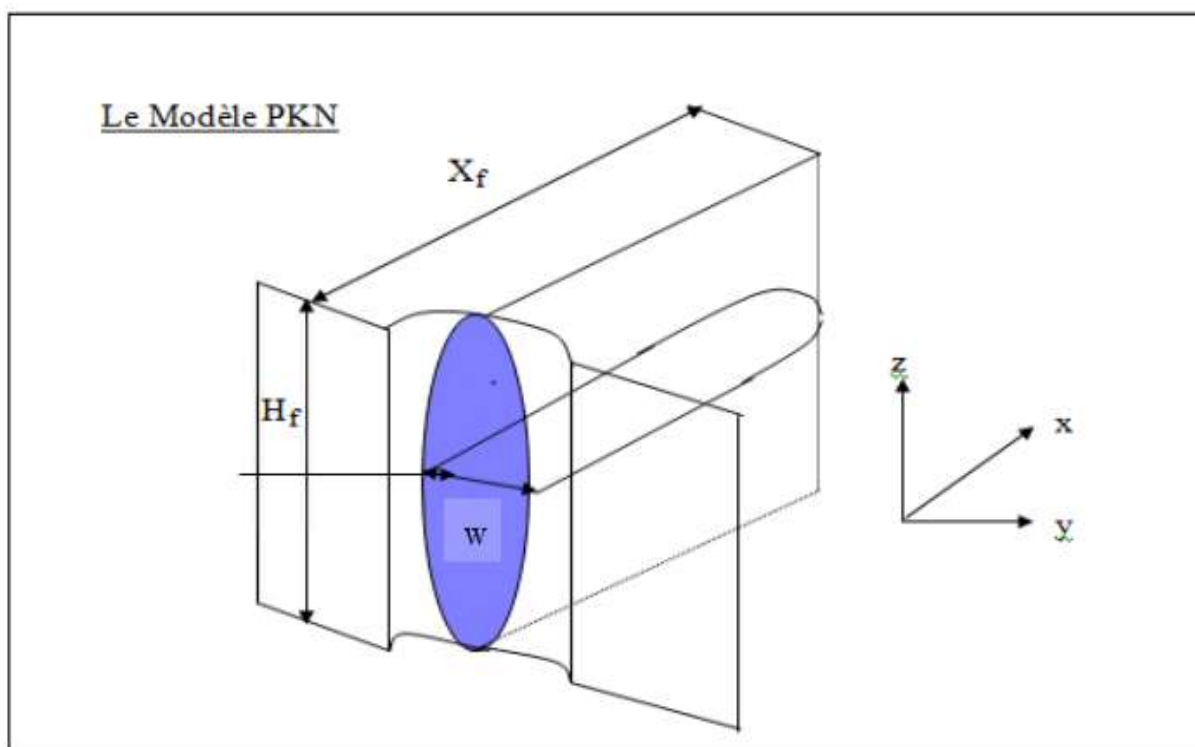


Figure. I.9 : schéma explicatif le modèle PKN.

Tel que :

xf : la longueur de la fracture (m) ;

hf : la hauteur de la fracture (m) ;

W : la largeur de la fracture (m).

b. Modèle de GDK (GEERTESMER, DANESHY, KLERK)

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 (figure I.10).

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

DANESHY (1973) a pris en compte une rhéologie non newtonienne du fluide.

Pour ce modèle la méthode de calcul est basée sur les hypothèses suivantes (figure I.10):

- Formation homogène et isotrope ;
- La formation est supposée élastique ;
- Le fluide de fracturation est purement visqueux ;
- Ecoulement de fluide est supposé laminaire ;
- Le profil de la fracture suivant la verticale est supposé rectangulaire ;
- La hauteur est constante.

La relation entre la hauteur et la longueur est : **$X_F > H_F$** .

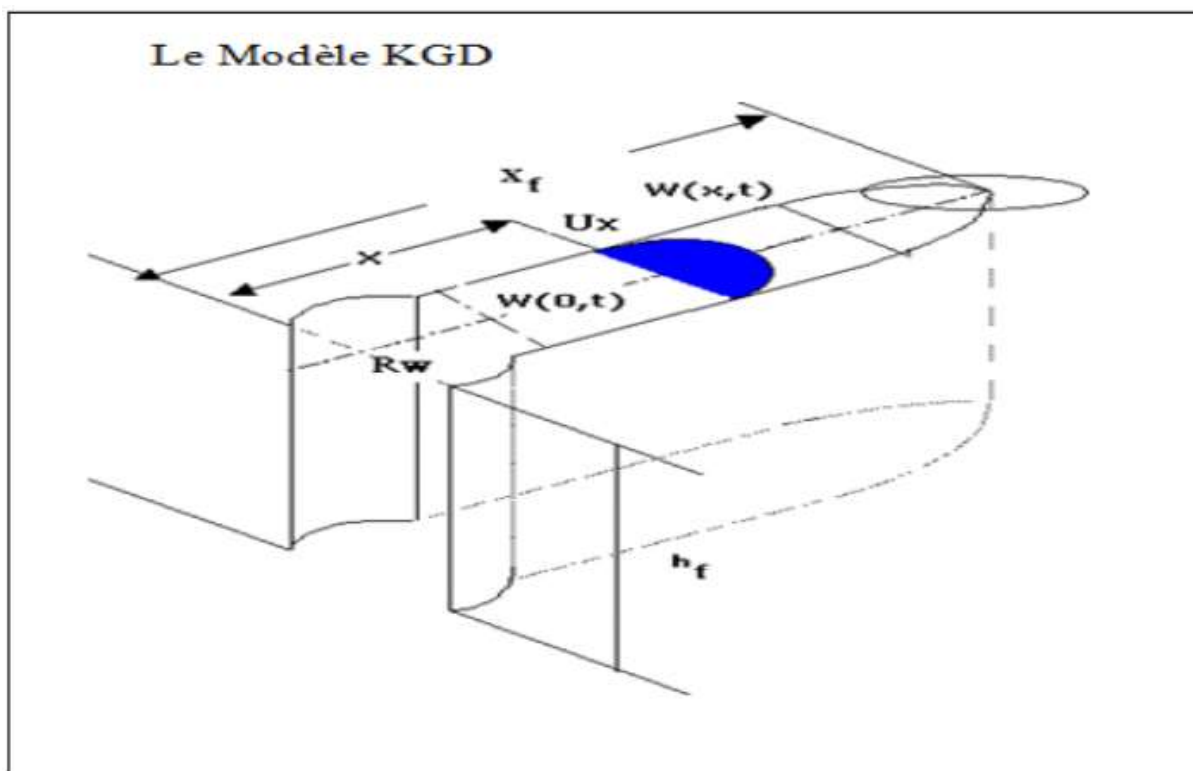


Figure I.10: schéma explique le modèle GDK

Dans ce cas, la hauteur de la fracture est égale à sa largeur, Les deux méthodes Perkins et Kern (1961) et Geerstma et de Klerk (1969) ont examiné les fractures radiales, qui se développent en milieu ouvert, à partir d'une source ponctuelle.

Ce modèle est applicable quand il n'y a pas d'obstacles qui freinent la croissance en hauteur ou dans le cas d'une fracture horizontale.

Les résultats de ce modèle correspondent à une fracture horizontale dans les puits verticaux et à la fracture verticale dans les puits horizontaux. Avec un faible intervalle de perforation.

On considère que la :

- La Fracture se propage radicalement ;
- La hauteur varie suivant la largeur ;
- La section verticale est supposée elliptique.

I-8-2- Identification du modèle de propagation à partir des pentes de log-log plot :

Ces pentes sont caractéristiques pour les différents types de géométrie de la fracture et mode de propagation.

Le graphique $\log \Delta p - \log T$ ci-dessous et ces pentes associées représentent un outil diagnostique pour l'interprétation de processus de fracturation (figure I.11)

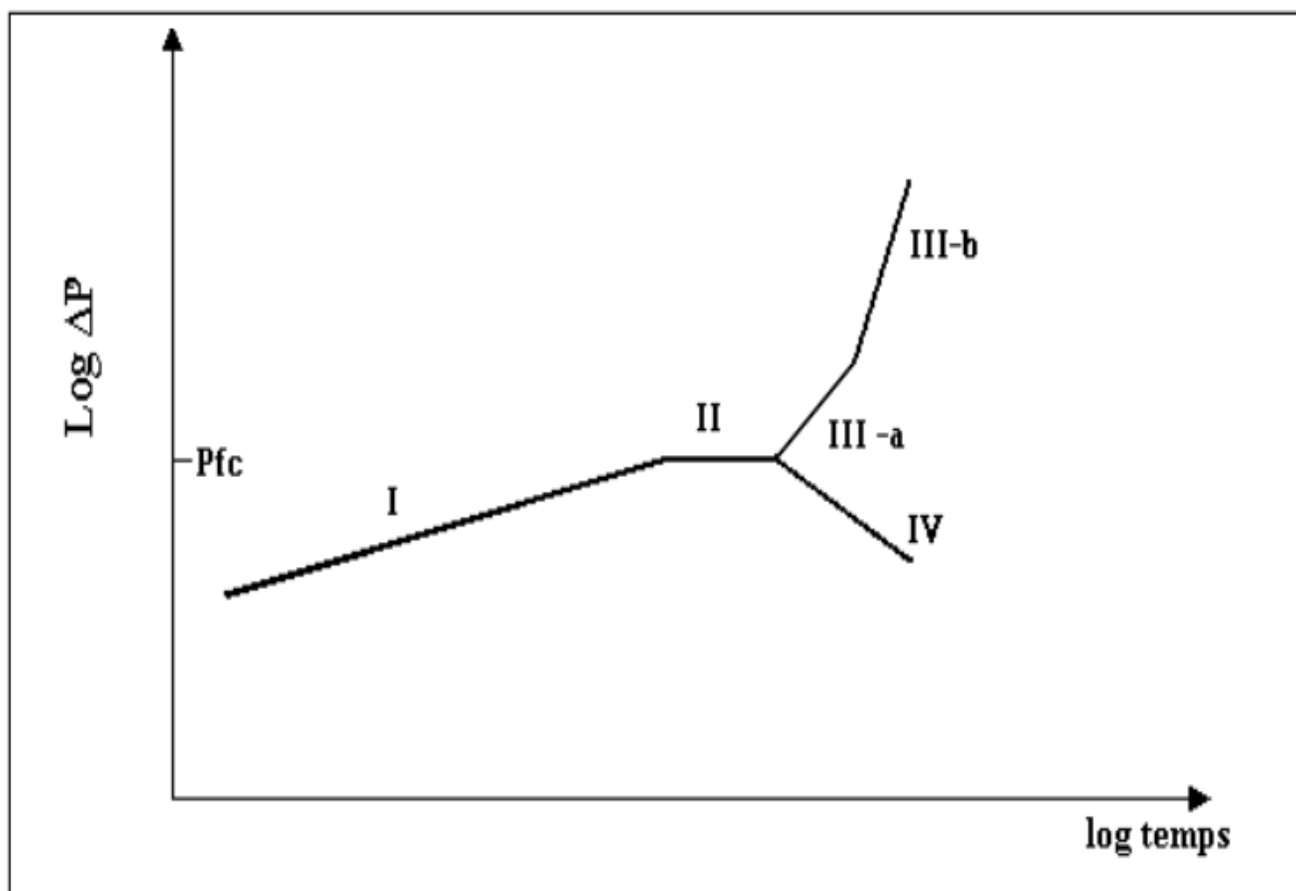


Figure I.11 : courbes des pentes (log-log plot) pour un cas idéal

L'interprétation de base des pentes inclut la pression décroissante initiale avant que la fracture soit influencée par les barrières. Ce temps est généralement petit, pour des zones relativement de petite hauteur. Pour cette partie le modèle de propagation est le GDK ou le radial, avec une pente négative qui varie entre $-1/8$ et $-1/4$.

Après que la fracture est emprisonnée par les barrières, la pression augmente comme indique par le modèle PKN avec des pentes entre $1/8$ pour une efficacité faible et $1/4$ pour une efficacité forte.

Comme la pression de la fracture augmente, elle peut atteindre la capacité de pression de la formation qui mène à un effet du régulateur de pression presque constante.

La pression est réglée par l'accélération de la filtration du fluide dans la zone proche du puits ou la pression est plus grande.

La hauteur augmente si la pression diminue à cause de la propagation de la fracture à travers une barrière. Une augmentation considérable de la pression (pente égale à l'unité) indique une restriction de l'extension de la fracture ou un Screen-Out près de la pointe de la fracture, et quand la pente est beaucoup plus grande que 1, elle indique un screen-out proche du puits à cause du dépassement de la capacité de pression de la formation [12].

I-9- Conclusion :

L' endommagement est problème qui affecte la production qui on peut le déterminer par la mesure de le facteur Skin. L'endommagement est causé par des plusieurs facteurs et il est localisé dans les parois de puits ou aux abords du puits ou même dans la formation.

La fracturation hydraulique est un traitement qui nous aide à dépasser le Skin est améliorer la perméabilité aussi la connectivité entre les pores pour l' amélioration de productivité. Elle est faite par des plusieurs étapes et plusieurs teste ou on ajoute des additifs qui nous aide à garder cette connectivité.

CHAPITRE II

Présentation du champ et de puits ONI23

I- Présentation du champ :

I-1- Introduction :

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus grands et des plus complexes gisements du monde. Durant l'histoire géologique, ce gisement a subi une évolution tectonique intense lors de son enfouissement jusqu'à ce que le gisement a pris la forme actuelle. Ces événements peuvent améliorer les paramètres petrophysiques (fracturation naturelle, la dissolution etc.....) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, la cimentation des grains, la création de matrices de petits grains, la création des barrières imperméable etc...).

Ce champ s'étend sur une superficie voisine de 2500 km². Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi Messaoud continue, après plus de 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale.

I-2- Historique du champ :

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par le premier forage MD1 ; Implanté suite à une campagne sismique réfraction non loin du puits chamelier de Hassi Messaoud.

Le 15 juin de cette même année, ce forage a découvert à 3338 mètres de profondeur de l'huile dans les grès du Cambrien.

En mai 1957 et à 7 km au Nord-Ouest de MD1, le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien.

Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes :

- Au Nord la Compagnie Française de Pétrole d'Algérie (C.F.P.A).
- Au sud la Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie (SN.REPAL).

I-3- Situation du champ de Hassi-Messaoud :

I-3-1- Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-Est du Sahara Algérien, à 850 Km au Sud-est d'Alger et 350 Km de la frontière Algéro-tunisienne. La superficie du champ atteint 2500 Km². Il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla, et à l'Est par El Bourma.

En coordonnées géographiques, il est limité :

- Au nord par la latitude 32°15.
- Au sud par la latitude 31°30.

Chapitre II : présentation du champ et de puits ONI23

- A l'ouest par la longitude 5°40.
- A l'est par la longitude 6°35.

Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante.

X= 790.000 - 840.000 Est.

Y= 110.000 - 150.000 Nord.

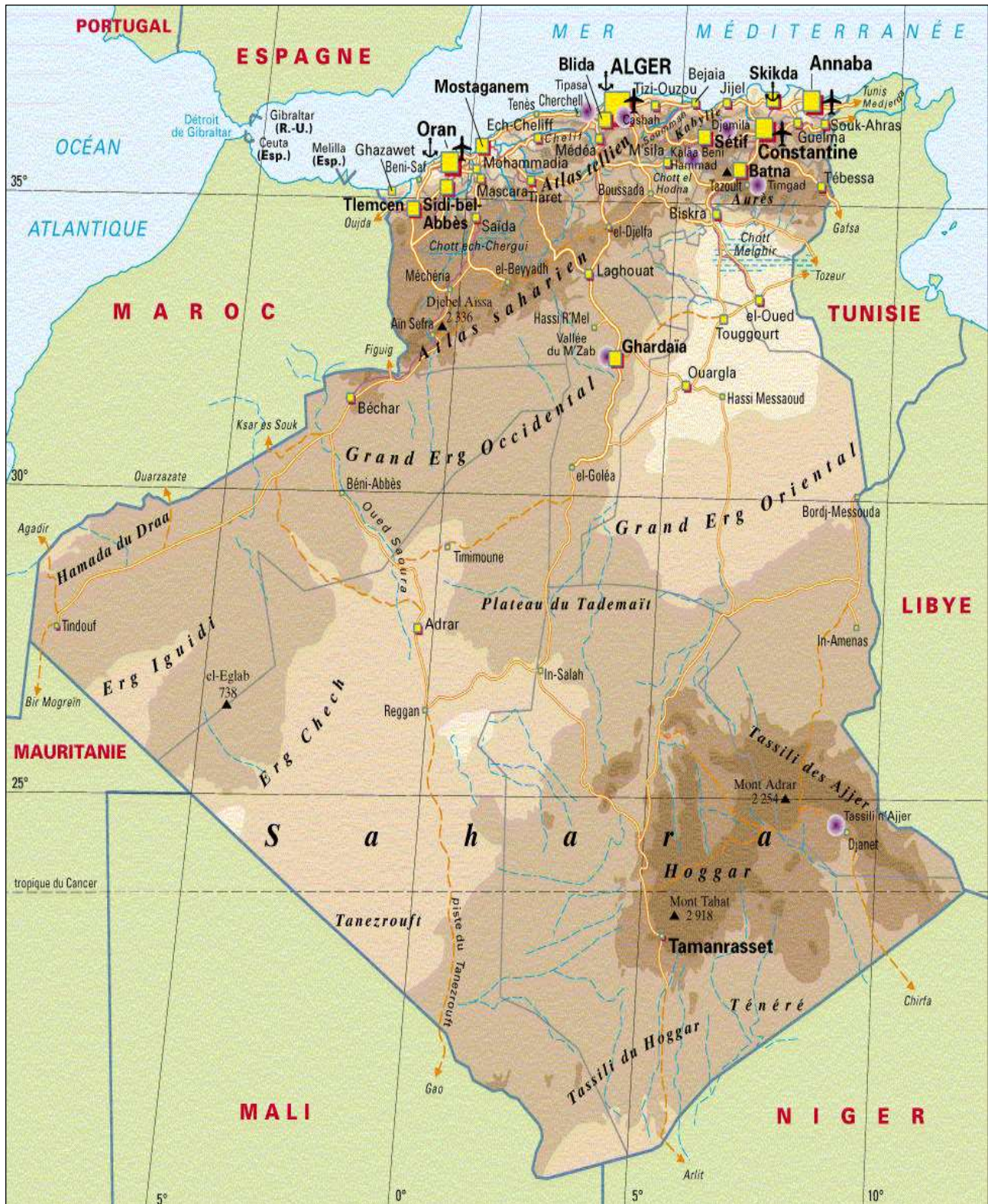


Figure II.1 : Situation géographique du champ HMD

I-3-2- Cadre géologique :

Le champ de Hassi-Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique, il est limité :

- Au Nord, par les structures de Djemââ- Touggourt.
- A l'Ouest, par les hauts fonds d'Oued Mya.
- A l'Est, par les hauts fonds de Dehar et la structure de Ghadamès.
- Au Sud, par le haut fond d'Amgui [13].

I-4- Structure du champ :

La structure de Hassi Messaoud se développe en un vaste anticlinal sub circulaire de 45 km de diamètre, de direction : Nord - Est/ Sud - Ouest. Il est partiellement fissuré et les fissures sont dues aux mouvements tectoniques des plaques qui ont fait que la structure est devenue anticlinale. Les réservoirs ont subi une fracturation naturelle.

Les accidents affectant le réservoir sont de deux types :

- Les failles de direction subméridienne ainsi que les autres failles, perpendiculaires de direction Nord-Ouest / sud-est, font ressortir le caractère tectonique de la région.
- Les cassures sans rejets qui ont un grand effet sur la fracturation du réservoir.

Du point de vue caractéristique du réservoir, le gisement de Hassi Messaoud est défini dans une trilogie parfaite :

- Hétérogène sur le plan vertical et horizontal.
- Discontinu du point de vue de l'écoulement des fluides.
- Anisotrope du fait de la présence de silt et l'existence de matrice de petit grain.

I-5- Zonation et numérotation des puits :

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en zones numérotées. Cette division est déduite naturellement des caractéristiques de la production et de la géologie.

L'évolution des pressions au niveau des puits, en fonction de la production, a permis de subdiviser le champ en 25 zones productrices. Une zone de production se définit comme un ensemble de puits qui communiquent entre eux mais pas ou peu avec ceux des zones voisines.

Il faut noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone (ex : la zone 1) peut être subdivisée en sous zones (ex : 1a, 1b, 1c).

Le champ de Hassi Messaoud est divisé d'Est en Ouest en deux parties distinctes :

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

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

O : Majuscule, permis d'Ouargla.

m : superficie de la zone à huile : 1600 km².

Chapitre II : présentation du champ et de puits ONI23

o : Minuscule, superficie de la zone à huile de 100 km²,

3 : Abscisse et 8 : Ordonnée.

- Champ Sud : La numérotation des zones est chronologique. Ex : MD1, MD2, MDZ509 [14].

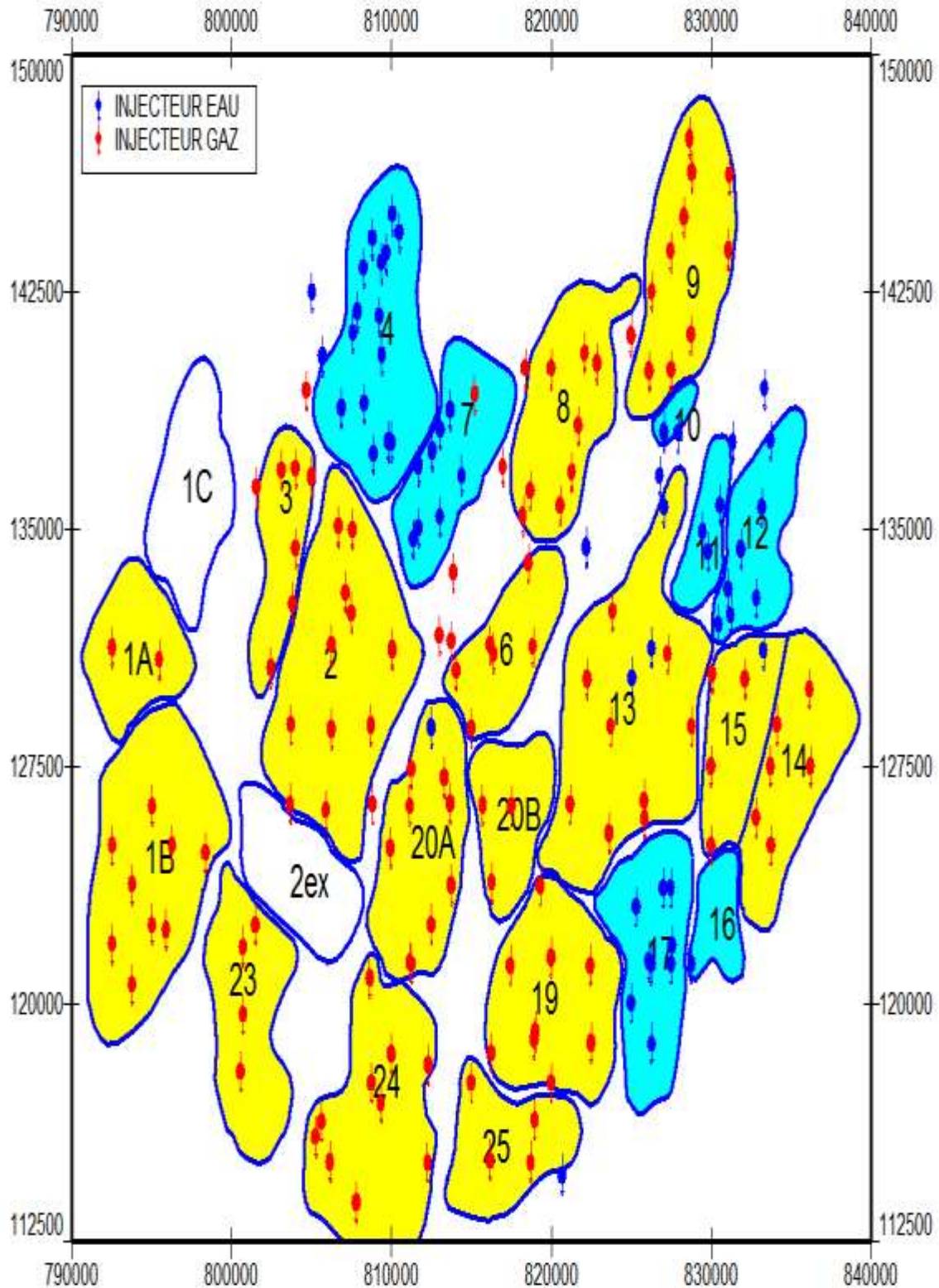


Figure. II.2: Les zones du champ de Hassi Messaoud

I-6- Description du réservoir :

Le gisement de Hassi Messaoud est à une profondeur qui varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m, il comprend trois réservoirs gréseux d'âge Cambrien, reposants directement sur le socle granitique. Il est représenté par une série gréseuse dont l'érosion poste paléozoïque affecte une partie dans le centre du champ. Il se subdivise de haut en bas de :

- Ri : Zone isométrique dont l'épaisseur est de 45 m essentiellement quartzite à grains fins et à tigillites. Elle correspond au drain D5.
- Ra : Zone anisométrique dont l'épaisseur moyenne est de 120 m environ, composée de grès à ciment silico-argileux de grains moyens à grossiers. Il est subdivisé en drains respectivement de bas en haut : D1, ID, D2, D3, D4.
- R2 : Série gréseuse à ciment argileux, d'une épaisseur moyenne de 80 m.
- R3 : D'une hauteur d'environ 300 m, c'est une série gréseuse très grossière à microconglomératique, très argileuse reposant sur le socle granitique qui a été rencontré à une profondeur inférieure à 4000 m, c'est un granite porphyroïde rose. Il se divise en deux sous niveaux ; le R2c et le R2ab.

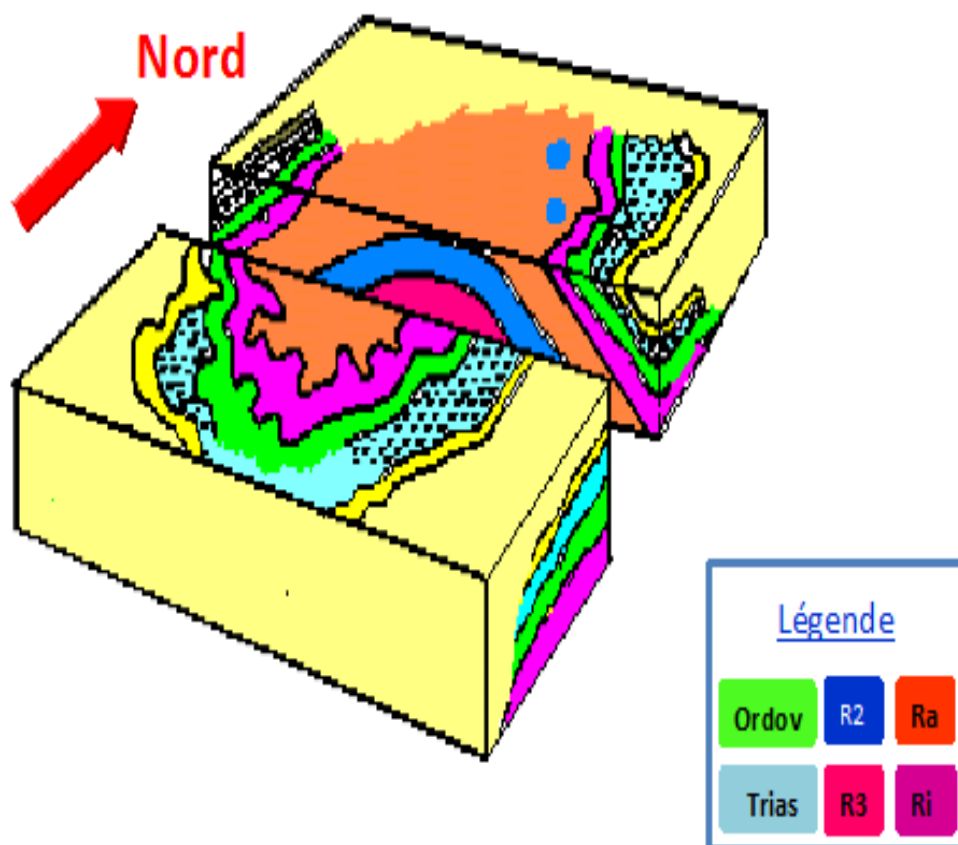


Figure. II.3 : Bloc diagramme de l'écorche géologique sous la discordance hercynienne.

Chapitre II : présentation du champ et de puits ONI23

I-7- Stratigraphie du champ : Du point de vu stratigraphie, la zone de Hassi Messaoud est constituée de haut et bas par la figure suivante [15]:

Ère	Sys	ETAGES	LITHO	Ep (m)	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	
CZ	NEOG	MIO PLIOCENE		239	Recouvrement sableux avec alternances d'argiles, calcaires et marnes sableuses	
		EOCENE		122	Calcaire dolomitique à silex	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE		107	Calcaire dolomitique argileux, anhydrite à passées de dolomie
			ANHYDRITIQUE		209	Anhydrite, marne, dolomie
			SALIFERE		149	Sel massif à intercalations d'argiles et marnes
		TURONIEN		112	Calcaire tendre crayeux, dolomitique et argileux. Nappe d'eau salée	
		CENOMANIEN		147	Anhydrite, marne, dolomie, calcaire et argile	
		ALBIEN		362	Grès à intercalations d'argiles silteuses. Nappe d'eau douce	
		APTIEN		24	Dolomies cristallines et calcaires	
		BARREMIEN		276	Grès fins à moyens, carbonatés, intercalés de niveaux d'argiles	
		NEOCOMIEN		182	Argiles à intercalation calcaire et/ou dolomie, grès à passées argileux	
		MALM		226	Argiles et marnes intercalées de calcaires; dolomie et grès	
	JURASSIQUE	DOGGER	ARGILEUX		107	Argiles tendres, marnes dolomitiques à rares passées gréseuses fines
			LAGUNAIRE		211	Anhydrite, Dolomie, et argiles tendres à marnes grises
		LIAS	LD1		66	Dolomies, anhydrites à passées d'argiles et de calcaires
			LS1		90	Argiles plastiques brunes salifères à passées de sel et d'anhydrite
			LD2		55	Dolomies à passées marnes grises
			LS2		58	Sels translucides à quelques passées de marnes grises
			LD3		31	Marnes grises à passées de dolomies
	TRIAS	SALIFERE	TS1		46	Alternance de sel d'anhydrite et de dolomie
			TS2		189	Sel massif à intercalation d'anhydrite et argile
			TS3		202	Sel massif avec traces d'argiles
ARGILEUX			113	Argiles rouges dolomitiques ou Silteuses injectée de sel et anhydrite		
GRESEUX			0 à 35	Grès fins à moyens à ciment argileux		
ERUPTIF			0 à 92	Andésite		
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	Quartzites d'El Hamra		75	Grès quartzitiques fins présentant de la glauconite et de l'anhydrite	
		Grès d 'El Atechane		25	Grès fins feldspathiques et glauconieux	
		Argiles d 'El Gassi		50	Argile verte ou noire à graptolithes	
		Zone des Alternances		18	Alternances d'argiles et de grès quartzitiques avec glauconite et tigillites	
	CAMBRIEN	R Isométriques		42	Grès isométriques à plages de quartzites; présence de tigillites	
		R Anisométriques		125	Grès quartzites anisométriques moyens à grossiers à ciment argileux et siliceux avec stratifications obliques a entrecroisées	
		R 2		100	Grès moyens à grossiers parfois micacés à ciment argileux illitiques	
		R 3		370	Grès feldspathiques et micacés grossiers à ciment argileux	
		Infra Cambrien		45	Grès argileux rouges	
		SOCLE			Granite porphyroïde rose	

Figure. II.4 : Coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud.

I-8- Genèse et origine de l'huile :

Le réservoir de Hassi Messaoud est à 3350 m de profondeur en moyenne dans les terrains quartziques du Cambrien.

D'après la datation du Cambrien de Hassi Messaoud par Mobile Field Research Laboratoire, deux sources possibles sont à l'origine de l'huile :

- Les bancs argileux des argiles d'EL- Gassi du fait de leur présence proche du champ et surtout l'état de leur carbonisation avancée qui témoigne de leur contribution au processus de formation des hydrocarbures.
- Les argiles du Silurien, puissante série riche en matières organiques situées de part et d'autre du gisement à de grandes profondeurs.

D'après les tests géochimiques, ces argiles représentent les principales roches mères potentielles qui ont généré une grande partie de l'huile de Hassi Messaoud.

Les huiles formées ont migré vers le début du Jurassique jusqu'au Crétacé inférieur ou le piégeage a eu lieu.

I-9- Caractéristiques pétrophysiques moyenne du réservoir cambrien :

Les caractéristiques pétro-physiques moyenne du réservoir cambrien sont indiquées dans le tableau suivant :

Réservoir	K _{min} (md)	K _{moy} (md)	K _{max} (md)	Φ _{min} (%)	Φ _{moy} (%)	Φ _{max} (%)	S _{wi} (%)	Vsh _{moy} (%)
Ri	0.3	1	2	6	7	8	17	15
Ra	2	15	100	6	8	10	10	7
R2	1	2.5	7	-	10	-	17	20
R3		<1			0,11		0,17	30

Tableau. II.1 : Caractéristiques pétro-physiques moyenne du réservoir cambrien [3].

I-10- Caractéristique des fluides :

L'huile a des propriétés variables selon les régions. A l'Est le point de bulle peut atteindre 200 kg /cm² pour un rapport de dissolution de gaz Rs égal à 240 st³ /m³. A l'Ouest il peut descendre jusqu'un 140 kg / cm² pour un rapport de dissolution de gaz égal à 160 st³ / m³.

Ci-dessous, les caractéristiques moyennes des fluides présents au niveau du réservoir de Hassi Messaoud.

I-10-1- Les caractéristiques des huiles :

- L'huile est légère de densité 0,8 (API = 45.4).
- La pression de gisement est variable : 400 à 120 kg/cm².
- La température est de l'ordre de 118°C.
- Le GOR est de 219 m³/m³ sauf pour les puits en percée de gaz où le GOR peut atteindre 800 m³/m³ et plus (cas d'Oml 63 et Oml 633).
- La porosité est faible en moyenne: 5 à 10%.
- La perméabilité est assez faible : 2 md à 100 md.
- La viscosité est de 0,2 cp.
- Le facteur de volume est de 1,7.
- Un point de bulle de 160 kg/cm².

I-10-2- Les caractéristiques de gaz associé :

- Viscosité de gaz est 0.02 cp.
- La compressibilité est de 0.8 bar⁻¹[16].

I-11- Définition de l'endommagement :

L'endommagement représente toutes les incrustations, qu'elles soient minérales ou organiques, pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voire même le tubing de production. L'endommagement peut donc être présent dans les différentes parties du cheminement de l'effluent, allant du réservoir jusqu'en surface.

I-12- Les problèmes d'exploitation et les solutions qui existent dans le champ de HMD :

Le champ de Hassi Messaoud présente des problèmes de dépôts d'asphaltes et de dépôt de sels. Ces dépôts entraînent des bouchages et diminuent fortement la productivité des puits.

I-12-1- Dépôts de sel :

La présence d'eau produite avec une forte salinité et le changement de la température et la pression sont les principales causes de dépôt de sel. La solution adoptée de ce dépôt est l'injection d'eau pour lavage.

I-12-2- Dépôts des sulfates de Barium : (BaSO₄)

Chapitre II : présentation du champ et de puits ONI23

Il survient en raison de l'incompatibilité entre les eaux de formation et l'eau d'injection ou l'eau de lavage, on peut le prévenir par l'injection d'anti-dépôt (AD32), ou faire appel au coiled tubing avec SkilBlaster (produit sable et gel).

I-12-3- Migration des fines :

Ces particules provoquant l'endommagement et qui proviennent d'habitude du réservoir, peuvent se déplacer et migrer avec la production du fluide et boucher les abords du puits causant ainsi une réduction de la production [3]. La solution adoptée dans ce cas est le MudAcid (HCl 6, HF 1.5)

I-12-4- Dépôts organiques: pour lesquels on distingue deux catégories :

a- Dépôts des paraffines :

Ils apparaissent le plus souvent en tête de puits. Leur formation est en général liée à une baisse de la température ; par exemple, lorsque des fluides injectés sont à une température inférieure à celle au fond du puits. La solution pratiquée est le nettoyage avec reforma.

b- Dépôts d'asphaltènes :

Très fréquent dans les zones 1A, 1B, 1C et 23. Typiquement, les dépôts d'asphaltènes sont dans le tubing, sur liner crépiné, au niveau des perforations ainsi que la formation. La solution est le nettoyage avec reforma.

Ces facteurs rendent le développement et l'exploitation du champ très compliqués [17].

II- Présentation du Puits ONI23 :

II-1- Complétion: Tubing 4"1/2 VAM ANCREE

Liner 4"1/2 cimenté

$$Z(\text{TR}) - Z(1\text{VM}) = 159.40 - 155.14 = 4.62 \text{ m.}$$

Fond initial	à 3520,00 m (TR).
Top Bouchon de ciment	à 3463,32 m (TR)
Sabot 7"	à 3364,00 m (TR).
Smith TBR OD5".85 ID 5".2	à 3302.24 m (1° VM).
Baker Packer Electrique TWR 7" 23-32#	à 3301.25 m (1°VM)
Anchor seal packer 3290.85	à 3300.06m (1°VM)
OTIS L.Nipple "RN" 4"1/2 NV L:0.51m	à 3290.85 m (1°VM)
Baker.Nipple "R" 4"1/2 NV L:0.5m	à 3281.32 m (1°VM)
Top Liner 7"-BTC-P110 -29#	à 3306.50, m (1°VM).

II-2-- Etat actuel : Production cumulée : $N_p = 376180.86 \text{ stm}^3$.

$$P_g = 175.63 \text{ Kg/cm}^2 \text{ (DST 2018).}$$

Chapitre II : présentation du champ et de puits ONI23

Dernier essai de puits avant le traitement:

La date	Le 26/028/2018
Skin	1,11
IP	0,013
Pg (Kgf/cm ²)	175,63

Dernier jaugeage avant le traitement:

La date	01/03/2018
Effluent	$\varnothing_{duse} = 10 \text{ mm}$
Huile: Q_o (m ³ /h)	413
Pression tête: Pt (kgf/cm ² 0)	20,9

Tableau. II.2 : les derniers essais de puit ONI23 avant le traitement.

II-3- situation :

Le puits ONI23 est situé dans la périphérie Nord de champs de Hassi Messaoud. Ayant pour coordonnées X = 832521 et Y= 143790

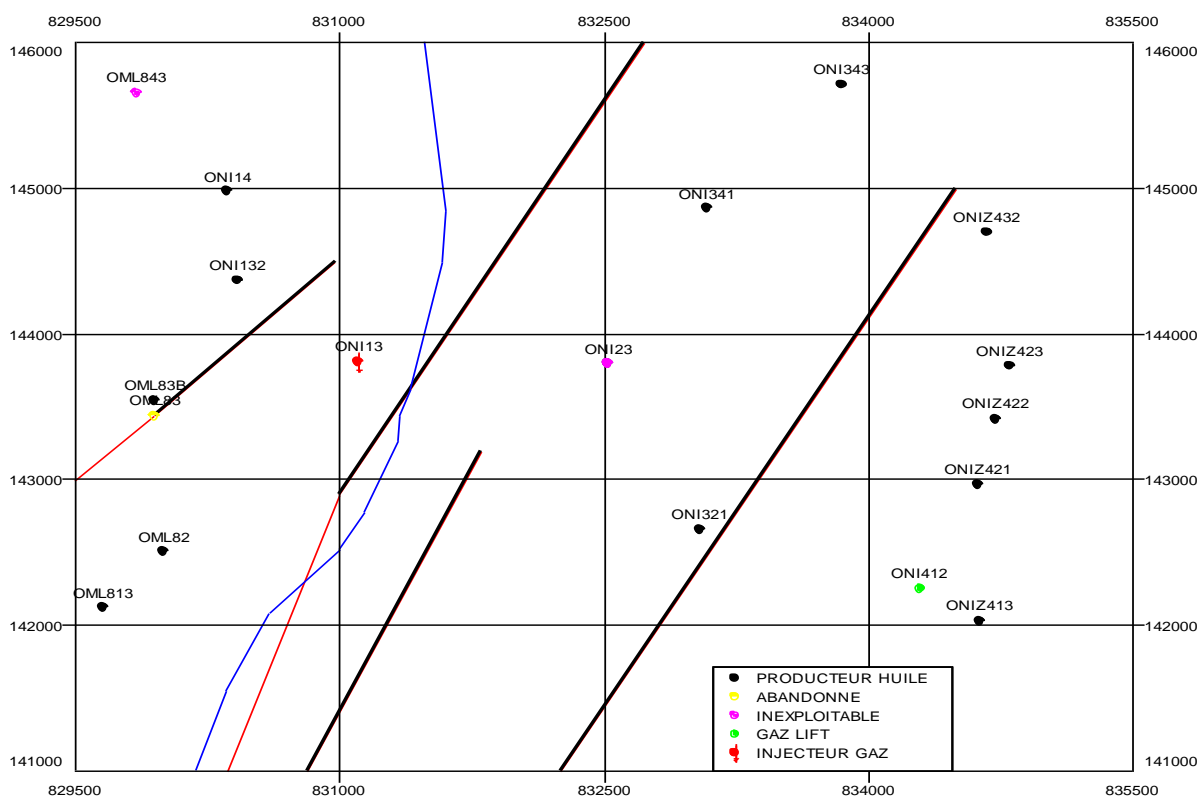


Figure. II.5 : Carte du positionnement ONI23

II-4- Historique de production :

- Puits foré et complété en janvier 2009 en Tubing 4"1/2 NV ancrée, réservoir en 4"1/2 Liner cimenté.

Chapitre II : présentation du champ et de puits ONI23

- Lors de DST en Open Hole (TD3500m) a bien répondu en donnant 10 m³/h d'huile, après la complétion et descente Liner Cimenté perforé dans le D2 et ID n'a donné que 5m³/h.
- Le 16/08/2009: Acidification avec des résultats non concluants (4.7 – 1.88m³/h)
- Le 22/10/210 : Opération de Fracturation hydraulique réussie a donné une amélioration importante en débit du 1.49 à 14.94 m³/h
- La production de puits a démunie jusqu'à la fermeture en 22/07/2017
- Le 29/10/2017 Opération d'acidification sans résultats.
- En janvier 2108, opération de WO en vue de la décente d'une pompe ESP, le puits a été neutralisé avec une boue densité à base d'huile d=0.88
- Le 20/02/2018 : une d'acidification en cours WO, volume mud acid (boue d'acide) 8 m³
- Une deuxième intervention WO pour la remontée du pompe ESP endommagé.
- Le 20/02/18 : Un traitement matriciel au mud acide effectué sans résultats, volume mud acide pompé 10 m³.
- Le DST avec liftage a donné un débit 0.9 m³/h
- Le 03/04/2018, une mise en production du puits effectuée, démarrage négatif
- Le 24/06/2018 : Traitement matriciel au versol II, volume 20 m³, démarrage négatif
- Actuellement le puits est fermé.

II-5- Jaugeage du puits ONI23 :

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	UnitéSépar.	Débit(m ³ /h)		GOR	Pression(kg/cm ²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			Récupérée	Injectée
10/02/2010	10	1440	.4	215.60	538	23.4	19.3	3.59	13	3.3833	0	0
12/05/2010	10	-	1.58	149.58	95	20	17	3.26	27	.6987	0	0
05/09/2010	10	600	1.19	133.27	112	21.5	18.6	3.57	24	.9638	0	0
26/10/2010	12	-	14.94	2657.27	178	134.5	21.7	4.49	33	.7885	0	0
01/11/2010	10	655	13.01	1711.17	131	132	23	5.71	30	.64	0	0
28/02/2011	10	-	11.52	1327.04	115	104	23	4.28	22	.5694	0	0
15/06/2011	10	-	9.84	1353.69	138	93	21	4.89	32	.5962	0	0
23/10/2011	10	-	8.89	1473.67	166	73	18	4.59	28	.5181	0	0
30/05/2012	10	600	8.57	1347.33	157	62	19.8	6.53	36	.4564	0	0

Chapitre II : présentation du champ et de puits ONI23

18/10/2012	10	720	7.46	1457.85	196	60	21.6	5.2	35	.5078	0	0
31/01/2013	10	Vx29	7.94	1207.60	152	58.7	23.1	--	17	.4665	0	0
18/04/2013	10	Vx29	7.51	1122.60	150	54.4	23	--	--	.4572	0	0
18/05/2013	10	Vx29	7.39	1119.60	152	53	24.3	--	--	.4525	0	0
16/12/2013	10	600	6.33	1046.93	165	46.8	23	4.28	26	.4662	0	0
03/03/2014	10	600	5.52	1013.79	184	45	21.5	4.28	30	.5142	0	0
04/05/2014	10	Vx29	6.09	916.00	150	43.4	20.6	--	--	.4495	0	0
28/08/2014	10	655	5.47	463.80	85	42	19	4.28	39	.4842	0	0
13/12/2014	10	1440	5.49	602.21	110	40.2	21.7	21.72	24	.4618	0	0
12/01/2015	10	1440	5.82	580.94	100	39.8	18.7	18.76	21	.4315	0	0
05/04/2015	10	1440	5.84	576.74	99	38.5	19	19.17	28	.4161	0	0
28/07/2015	10	600	4.7	517.96	110	35.5	16.5	4.59	36	.4761	0	0
22/10/2015	10	FastQ	4.4	904.32	206	35	22.6	--	25	.5019	0	0
05/02/2016	10	1440	4.89	536.96	110	33.97	17.66	18.21	19	.4379	0	0
10/05/2016	10	1440	4.57	589.91	129	32.4	19.75	20.1	27	.4469	0	0
17/08/2016	10	FastQ	4.42	806.84	182	31	19.1	--	32	.4422	0	0
11/11/2016	10	Vx29	4.26	631.40	148	29.8	14.7	--	22.6	.4416	0	0
31/12/2016	10	1440	4.42	420.84	95	29.39	19.76	20.01	22	.4198	0	0
16/03/2017	10	-	4.5	673.57	150	27.2	18.9	--	15.56	.3814	0	0
27/05/2017	10	600	2.76	290.82	105	26	21	4.28	30	.5598	0	0
23/06/2017	10	Vx29	3.32	506.90	153	27	21.2	--	--	.497	0	0
05/02/2018	9.53	1440	.93	697.39	747	17.5	5	5	19	1.0844	200	0
01/03/2018	10	Vx29	1.47	608.23	413							

Tableau. II.3 : Jaugeage du puits ONI 23

Chapitre II : présentation du champ et de puits ONI23

II-6- Tests du puits ONI23 :

Test	Date	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	Debit (m/h)		IP	HK P	HK L	HK L (Hw * Kyz)	Ski n	Dus e	Remarque
DST	25/12/2008	447.76	299.99	95.6	Huile	10	.068	250	-	--	10.8	9.53	APPROFONDISSEMENT APRES DST
BUILD UP	03/06/2009	426.34	218.43	40	Huile	4.99	.024	-	283	--	24.5	10	-
PFD	29/08/2012	null	254.6	62	Huile	8.57	--	-	-	--	-	10	PFD@-3200m
PFD	12/05/2017	null	160.21	28.8	Huile	4.3	--	-	-	--	-	10	PFD @ -3030.2 m
BUILD UP	04/06/2017	187.24	167.04	27	Huile	4.38	.269	-	480	--	-5.02	10	PFD @-3138.2 m , Puits déplété suite partage d'aire de drainage avec les puits voisins
DST	26/02/2018	175.63	55.82	--	Huile	0	.013	14.6	-	--	1.11	9.53	WO n°1, DST n°2, PFD@-3088.92m, puits acidifié durant le DST, annulation de la descente de ESP suite au resultats de DST.

Tableau. II.4 : Test du puits ONI 23[18].

II-7- Conclusion :

Le gisement de Hassi Messaoud est parmi les gisements les plus compliqués au monde à cause de sa construction géologique est sa nature de fluide, aussi il est parmi les plus grands gisements qui sont riches de huile et de gaz.

Le puits ONI23 est un puits candidat pour une opération de fracturation hydraulique, ce puits et les puits voisins aussi ont été déjà fracturé donc la réussite de cette opération est presque garantie.

CHAPITRE III

Etude de puits ONI23

III-1- Introduction :

Dans ce chapitre on va voir comment l'opération de fracturation hydraulique est traitée, comment on calcule la géométrie de fracture et comment déterminer les données besoins pour ce traitement.

Aussi on va voir une comparaison des variables importants avant et après l'opération.

III-2- Présentation de données utilisées :

- La pression :

Pour le physicien, le terme pression renvoie à une force - qui se mesure en newton (**N**) - exercée sur une surface donnée - mesurée en mètres carrés (**m²**). Dans le système international et depuis 1971, l'unité de mesure de la pression est le pascal (**Pa**). Ainsi une pression de 1 Pa correspond à une force de 1 N qui s'exerce sur une surface de 1 m². Le pascal est donc une unité de mesure caractéristique d'une faible pression.

De fait, d'autres unités de mesure de la pression plus appropriées peuvent être employées. Le bar(**bar**) notamment qui correspond à 10⁵ Pa. Ou encore l'atmosphère (**atm**) qui équivaut à 101.325 Pa. Aussi il y a le PSI qui équivaut à 6894,76 Pa. Voire même le millimètre de mercure (**mmHg**) qui vaut 133 Pa [19].

- La pression du fond :

La pression du fond est une pression liée à l'enregistrement de la pression au fond du puits par des outils différents.

- Débit :

On appelle débit d'un fluide (liquide ou gaz) s'écoulant dans une canalisation, la quantité de ce fluide qui traverse une section droite de l'écoulement pendant l'unité de temps. La quantité peut s'exprimer soit par le volume, soit par la masse (ou le poids) [20].

On obtient alors suivant le cas:

- **Le débit volumique (débit-volume) Q_v** : C'est le volume de fluide écoulé dans l'unité de temps. Il se mesure en mètre cubes par heure ou en litres par seconde.
- **Le débit massique (débit-masse) Q_m** : C'est la masse de fluide écoulé dans l'unité de temps. Il se mesure en général en tonnes par heure, en tonnes par seconde, en kilogrammes par heure ou en kilogrammes par seconde. En désignant par ρ la masse volumique du fluide, il est évident que: $Q_m = \rho \cdot Q_v$

- Température :

Grandeur physique liée à la notion immédiate de chaud et froid. La température est mesurée avec l'échelle Kelvin (symbole K) qui vaut °C + 273°.

- ISIP (Instantaneous shut-in Pressure):

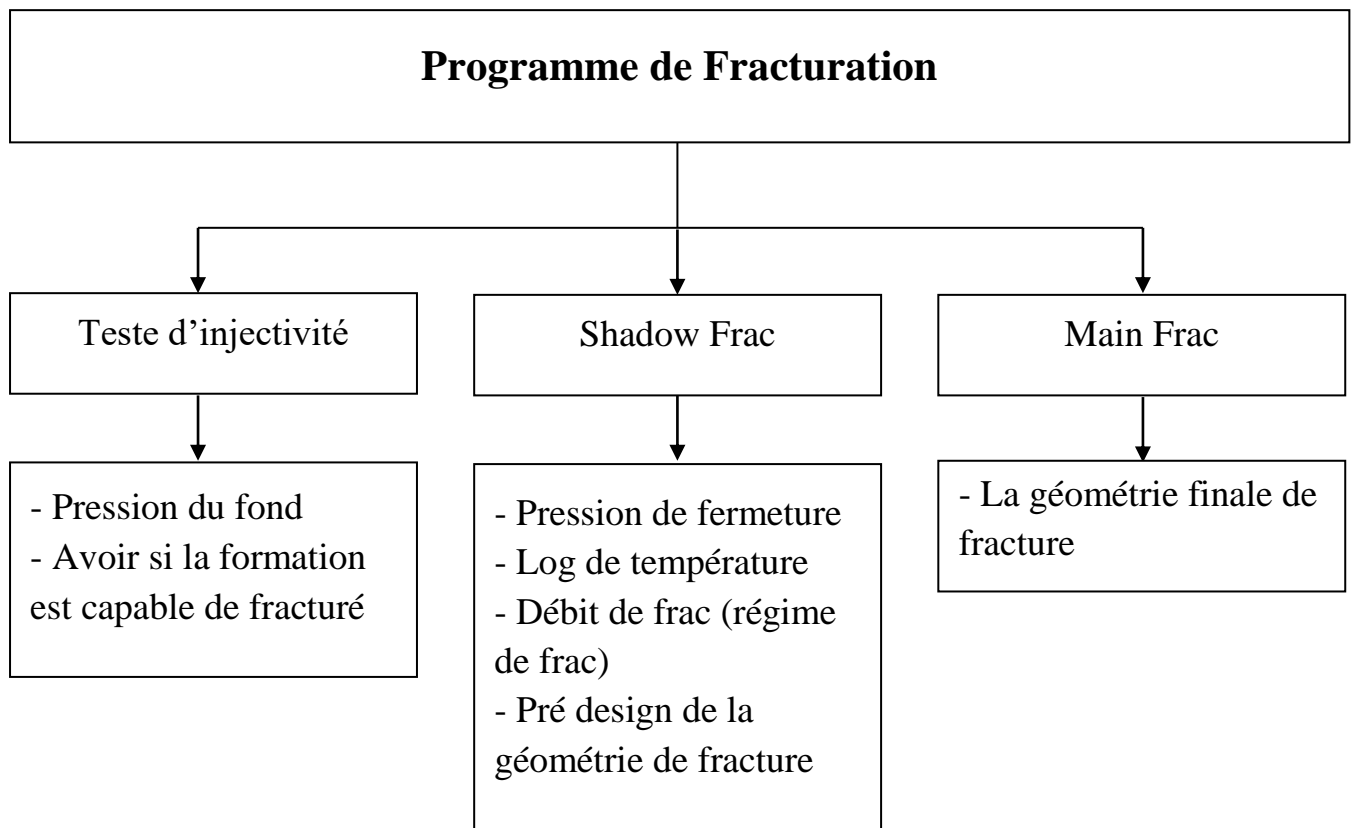
ISIP = Pression d'injection finale – Chute de pression due au frottement

ISIP peut être une valeur difficile à quantifier et, par conséquent, il existe de nombreuses façons d'obtenir une estimation de l'ISIP.

- Si les pressions de fond ont été calculées, une valeur par défaut pour ISIP est calculée en soustrayant la composante de frottement du calcul de fond de trou de la pression d'injection finale. Cela a tendance à surestimer la valeur de l'ISIP car il ne prend pas en compte les frottements à travers les perforations ou près du puits.
- Il est également courant d'estimer l'ISIP en plaçant une ligne droite sur la partie du début de la réduction du tracé de l'historique. Après la fermeture, le frottement décroît rapidement, ce qui peut entraîner une chute de pression ou une brève tendance linéaire dans les données - avant la tendance concave de la chute.

III-3- Programme de fracturation :

Le programme de fracturation contient de 03 testes, chaque test contient des données et des résultats qui sont importants pour le succès de l'opération de fracturation.



III-4- Plan d'analyse des données :

La première étape pour réaliser une opération de fracturation réussie et pour une meilleure analyse des données est le test d'injection « injection test ». Le but essentiel de ce test est d'avoir si la roche de formation est capable d'être fracturée plus la connaissance de la pression du fond et le débit qui peut fracturer la roche.

Chapitre III : Etude de puits ONI23

La deuxième étape est le test d'injectivité « shadow frac » dans ce test on détermine la pression du fond pour une 2^{ème} fois par la méthode de « Nolte G function » plus que log de température qui nous aide à déterminer la hauteur de fracture pour faire un pré-design de la géométrie de fracture.

La troisième étape est la fracturation hydraulique « main frac » dans cette opération la roche réservoir est finalement fracturée et soutenue, alors dans ce test on détermine l'ISIP par le traitement de « Hammer Effect » après on calcule la pente du « Log-Log plot » pour déterminer le modèle de calcul de géométrie es-ce-que PKN ou GDK.

III-5- Programme :

- **Préparation** Acide pré-frac
- **Test d'injectivité Fluide** : Eau traitée.
 - Remplissage du puits.
 - Procéder à l'essai de rupture
- **Injection d'acide Fluide**: HCL 15%.
 - Débit** : régime de frac.
 - Volume**: 4000 gals
- **Shadow frac Fluide**: Selon compagnie de service
 - Volume** : 20 000gals
 - Débit**: 40bpm ou maximum compatible avec la pression de tête.
 - Chasse** : Environ 160 bbl de gel linéaire
 - Fermeture** : Attendre 3000 psi de chute de pression
- **Contrôle** **Thermométrie** : 4 h après la fin du Shadow frac.
- **Observations** Le test d'injectivité, l'acide, le Shadow frac seront réalisés dans la même journée.
- **Objectif** ID & Toit du D1.

III-6- Evaluation de l'opération :

A- Injection test :

La première étape est d'augmenter la pression dans l'annulaire pour sécuriser le puits :

Chapitre III : Etude de puits ONI23

- Test des lignes des annulaires 7" : 5000 Psi.
- Test des lignes des annulaires 9^{5/8} : 5000 Psi.

Etablir l'injectivité dans les perforations, avec 17845,8 gallons d'eau traitée. Le taux a été augmenté à 17 bpm.

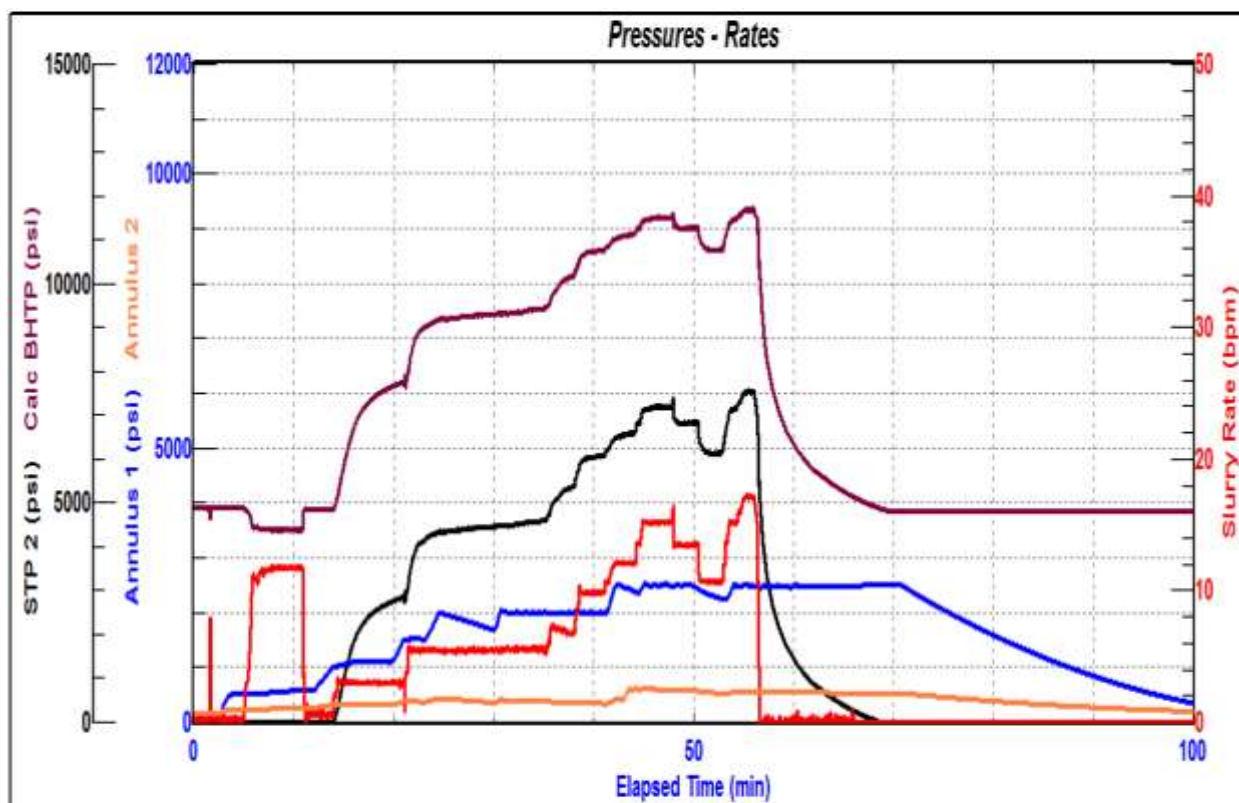


Figure. III.1 : Test d'injectivité

- L' eau traitée a été injectée à un débit maximal de 17,1 BPM.
- Aucune signature claire de rupture de formation n' a été ramassée.

Opération	Type de fluide	Volume (gal)
Établir l' injectivité	Eau traitée	4,288.2
15% S3 Acide	15% HCl Acide	220.2
Acide déplacement	Eau traitée	3,318
Pre-PAD	35# Gel	3,511.2
Mini-Frac	Spectra Frac G [®] 3500	12,184.2
Mini-Frac déplacement	35# Gel	6,980.4

Tableau. III.1: Treatment Volumes Summary – Mini Frac

B- Acid injection and Mini-Frac test:

Après une petite injection d'eau traitée pour établir l'injectivité dans les perforations, 2000 gallons d'acide S³ à 15% ont été transformés en perforations.

L'acide a été déplacé avec l'eau traitée avec un débit de 17 bpm. Une fois que l'acide a été déplacé avec 3318 gallons, le débit a été augmenté à 20 bpm et suivie directement avec le mini-frac. Un mini-frac a été pompé avec le fluide Spectra Frac G3500 et déplacé avec le gel 35#.

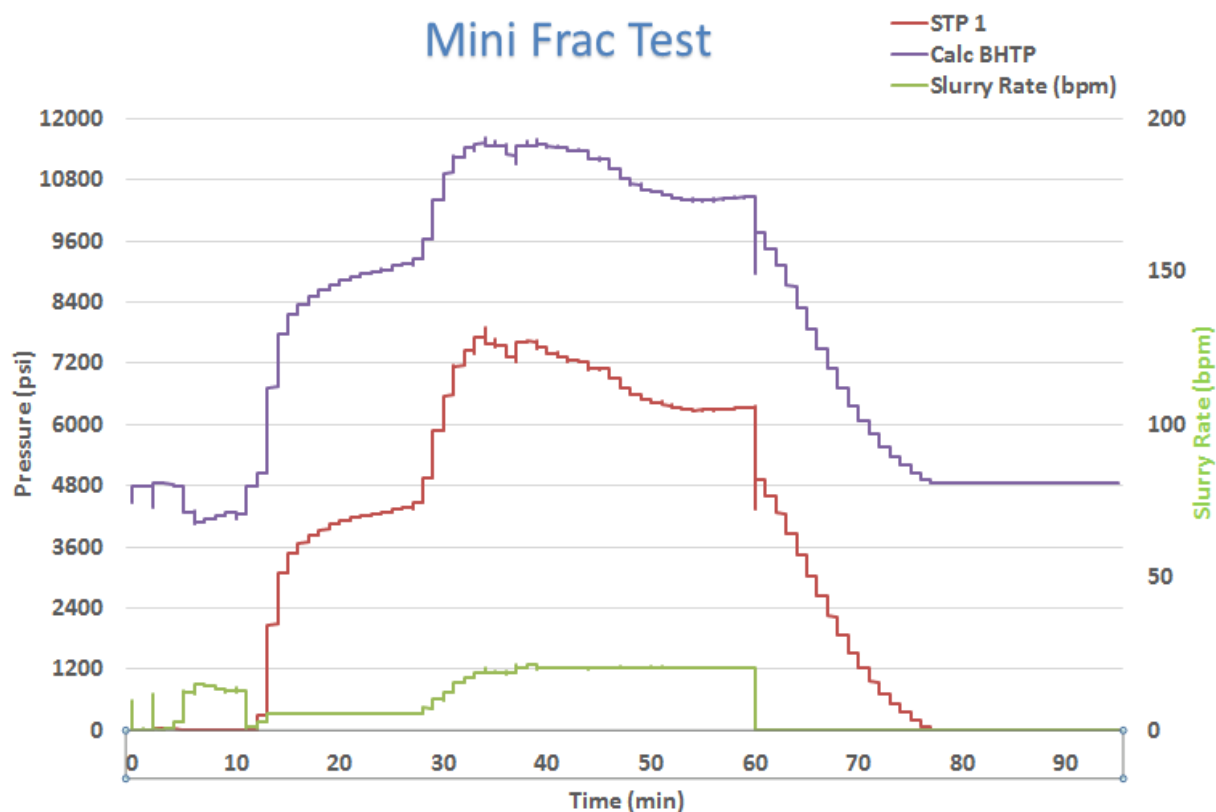


Figure III.2 : Evolution des pressions lors d'Acide injection and Mini-Frac test.

➤ Valeurs de pressions lues après mini frac et résultats de l'analyse du déclin de pression :

	Pad	290.1
Total volume pumped (bbl)	Gel	249.8
Injection rate (bbl/min)		20.5
Last pumping pressure (Psi)		10,472
ISIP (Psi)		9,860
Bottomhole friction (Psi)		618.8
Fracture Gradient (Psi/ft)		0.89

Chapitre III : Etude de puits ONI23

Closure pressure (Psi)	6,982
Net pressure (Psi)	2,878
Fluid Efficiency (%)	22

Tableau. III.2: Valeurs de pressions lues après mini frac et résultats de l'analyse du déclin de pression

➤ Nolte G Function Plot (Mini-Frac):

Une inflexion du comportement en ligne droite sur un graphique de la pression du fond de trou par rapport à la fonction de Nolte G indique un événement lié à une fracture et peut être considérée comme la pression à laquelle la fracture est fermée. De plus, la dérivée de la fonction Nolte G est utile pour identifier un comportement de fracture non idéal, tel qu'une fuite à partir de fractures ou fissures naturelles.

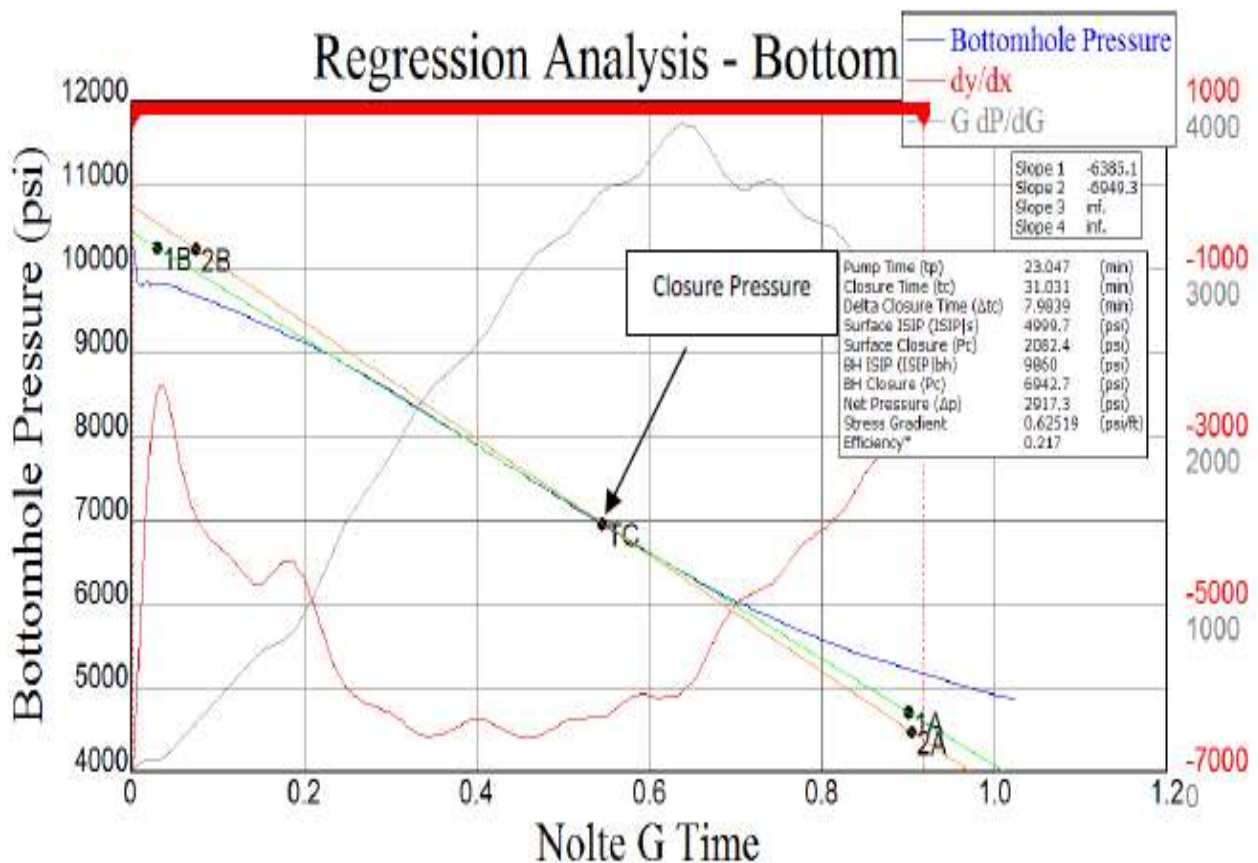


Figure. III.3: Bottomhole Pressure versus Nolte G Time

Ces paramètres précédemment déterminés ISIP, CP (closure pressure : pression pour maintenir la fracture ouverte) sont utilisés pour le design final (main treatment design) de l'opération de fracturation.

➤ Temperature Log

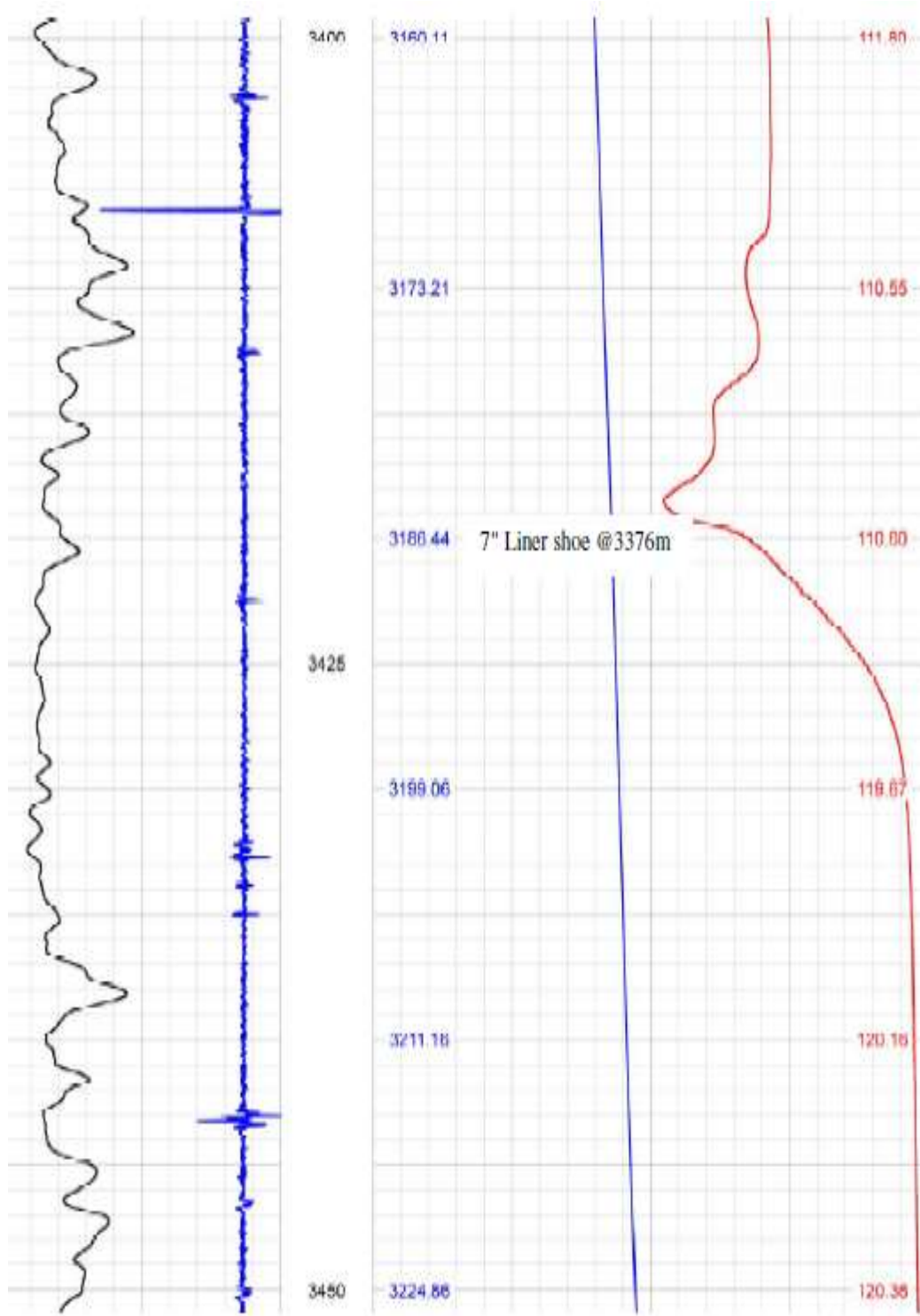


Figure. III.4 : Mini-Frac temperature log

➤ **Interprétation de log de température :**

Le log température met en évidence un refroidissement de la formation, et que la fracture est développée dans l'intervalle (3,408 à 3,430m) caractérisé par une diminution de la courbe du gradient thermique.

$$h_f = 3430 - 3408 = 22m \Rightarrow h_f = 22m$$

Chapitre III : Etude de puits ONI23

C- Main-Frac test :

Le traitement a été repensé à base de l'analyse des données de Mini-Frac. Le débit de pompage a été augmenté de la conception initiale de 20 bpm à 25 bpm et le volume de Pad augmenté à 20 000 gallons en raison de la fuite élevée enregistrées dans le mini-frac et de générer plus de hauteur et de largeur. Le programme des agents de soutènement a été repensé par Sonatrach à une concentration maximale de 8 lbm / gal.

➤ Treatment Volumes Summary – Main-Frac

Stage No	Slurry rate (bpm)	Liquid volume (gal)	Slurry volume (gal)	Stage type	Concentration Proppant (lb/gal)
1	24.175	1204.4	1204.4	Pre-Pad	0
2	25.104	2011.4	2011.8	Pad	0.0042874
3	25.068	4008.9	4143.5	Prop	1.0115
4	25.231	4029.1	4301.7	Prop	2.0387
5	25.305	3009.8	3311.5	Prop	3.0033
6	25.328	3084.4	3498.5	Prop	4.0223
7	24.932	3034.7	3544.2	Prop	5.0296
8	25.543	1970.9	2366.6	Prop	6.0154
9	25.577	2012.4	2483.5	Prop	7.0135
10	25.231	4469.3	5663	Prop	8.0019
11	25.082	6759	6774.6	Flush	0.068965
12	0	36.926	36.926	Shut-in	0
Total	--	53733.826	57446.426	--	--

Tableau III.3: Treatment Volumes Summary – Main Frac

Total Slurry Volume 57446 (U.S. gal)
 Total Liquid Volume 53734 (U.S. gal)
 Total Proppant Mass 1.1126e+05 (lbm).

Main treatment

Main Frac

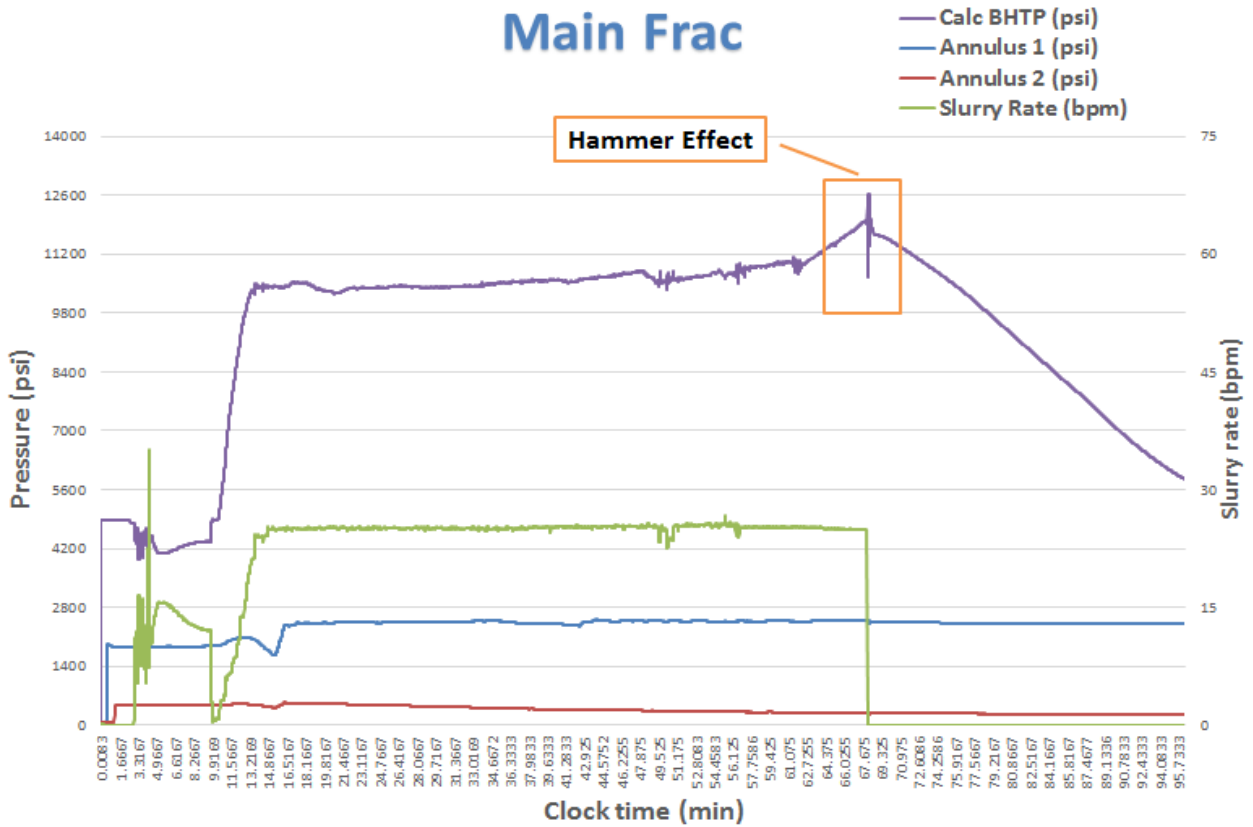


Figure. III.5 : Main-Frac test

III-7- Discussion des résultats :

- ISIP :

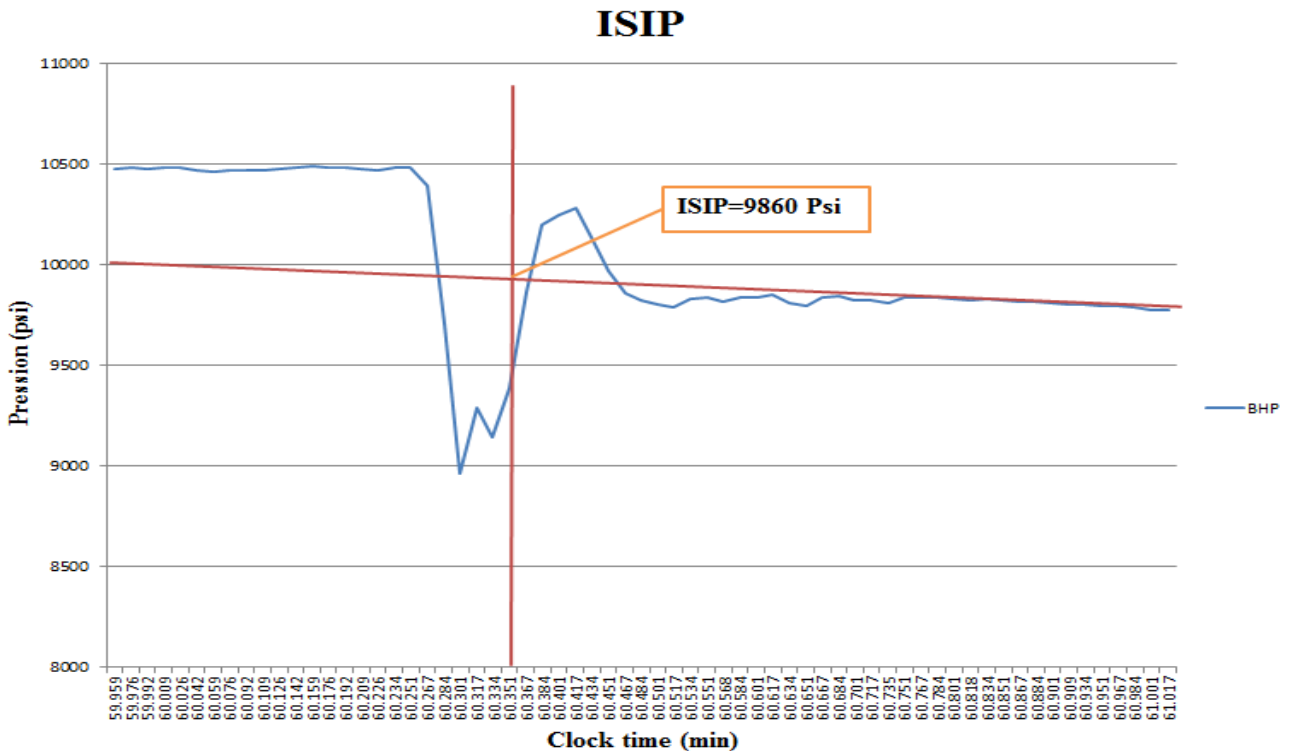


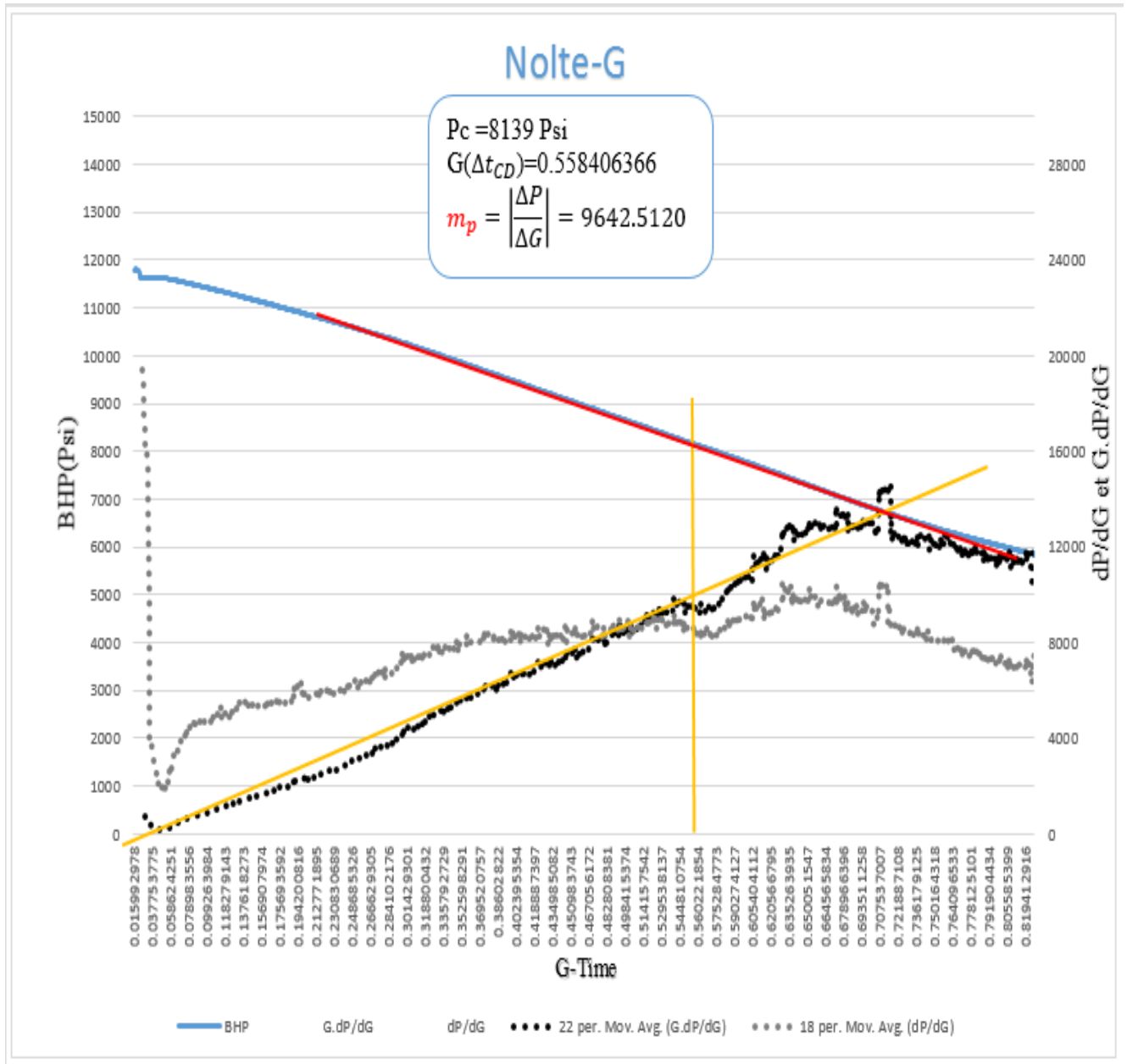
Figure. III.6 : Effet de hammer (ISIP)

- Calcul Δt adimensionnelle et $G(\Delta t_{CD})$ et $g(\Delta t_{CD})$:

Tell que :

$$\begin{cases} G(\Delta t_D) = \frac{4}{\pi} [g(\Delta t_D) - g_0] \\ g(\Delta t_D) = (1 + \Delta t_D) \cdot \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{-0.5} \cdot (\Delta t_D)^{0.5} \end{cases} \text{Et : } \begin{cases} g_0 = \frac{\pi}{2} \\ \Delta t_D = \frac{\Delta t}{t_p} \end{cases}$$

On trace le graph $BHP = f(G(\Delta t_D))$ et la dérivatif $\frac{dP}{dG}$ et la superposé $G \cdot \frac{dP}{dG}$:



On calcule la pente m_p :

$$m_p = \left| \frac{\Delta P}{\Delta G} \right| = \left| \frac{8564 - 7566}{0.5201 - 0.6236} \right| = 9642.5120$$

Chapitre III : Etude de puits ONI23

$$G(\Delta t_{CD}) = 0.558406366 \Rightarrow g(\Delta t_{CD}) = \frac{\pi \times 0.558406366}{4} + \frac{\pi}{2} = 2.00$$

On calcul l'efficacité d'après l'équation suivante :

$$\eta = \frac{g(\Delta t_{CD}) - g_0}{g(\Delta t_{CD})} = \frac{2.00 - \frac{\pi}{2}}{2.00} = 0.21 \Rightarrow \eta = 21\%$$

Pour déterminé Δt adimensionnelle on trace le graph $g(\Delta t_D) = f(\Delta t_D)$:

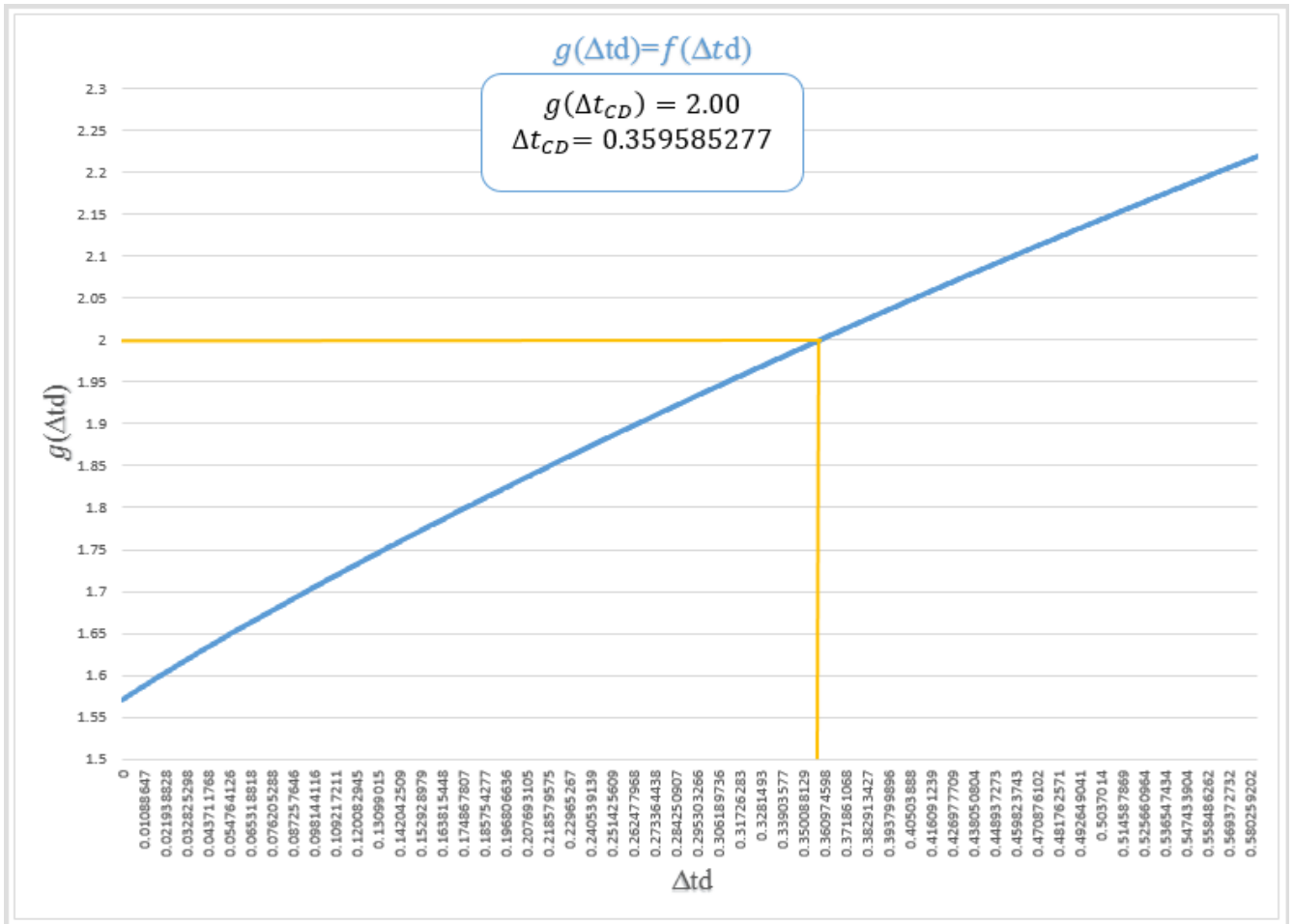


Figure. III.8 : $g(\Delta t_D) = f(\Delta t_D)$

- **Calcul du temps de fermeture :**

$$\Delta t_{CD} = \frac{\Delta t_C}{t_p} \Rightarrow \Delta t_C = \Delta t_{CD} \cdot t_p = 0.359585277 \times 48.225 = 17.34 \text{ min}$$

➤ **Identification du modèle de propagation à partir des pentes de log-log plot :**

Ces pentes sont caractéristiques pour les différents types de géométrie de la fracture et modèle propagation. Le graphique $\log \Delta p - \log T$ ci-dessous et ces pentes associées représentent un outil diagnostique pour l'interprétation de processus de fracturation.

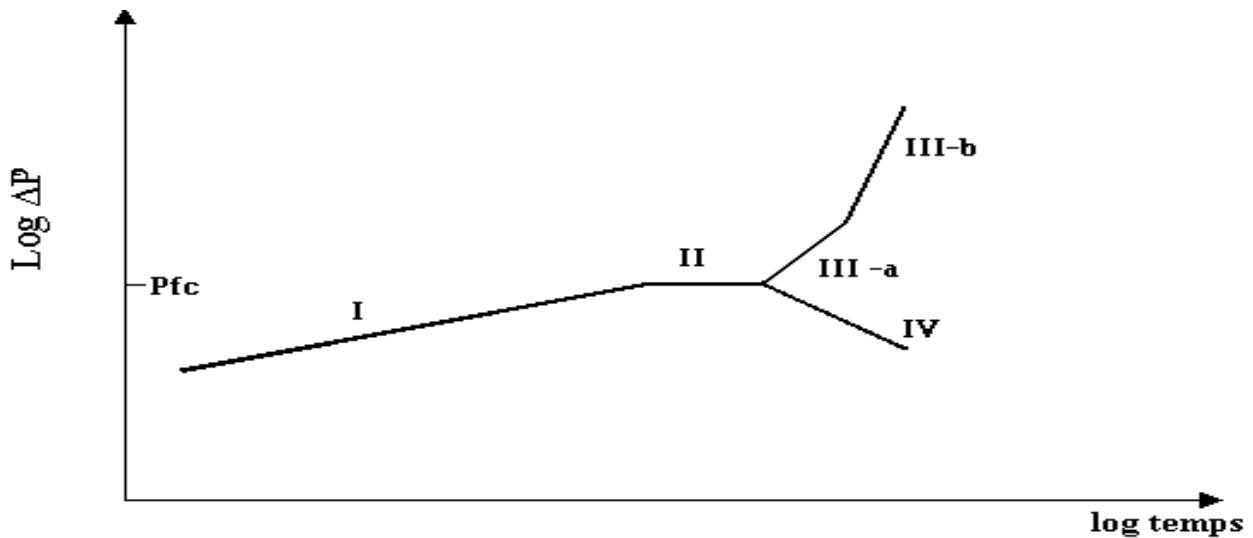


Figure. III.9 : courbes des pentes (log-log plot) pour un cas idéal

L'interprétation de base des pentes inclut la pression décroissante initiale avant que la fracture soit influencée par les barrières. Ce temps est généralement petit, pour des zones relativement de petite hauteur. Pour cette partie le modèle de propagation est le **GDK** (GEERTESMER DE KLERK) ou le radial, avec une pente négative qui varie entre $-1/8$ et $-1/4$.

Après que la fracture est emprisonnée par les barrières, la pression augmente comme indique par le modèle **PNK** (PERKINS, KERN, NORDGEN) avec des pentes entre $1/8$ pour une efficacité faible et $1/4$ pour une efficacité forte.

➤ **Log-log Plote :**

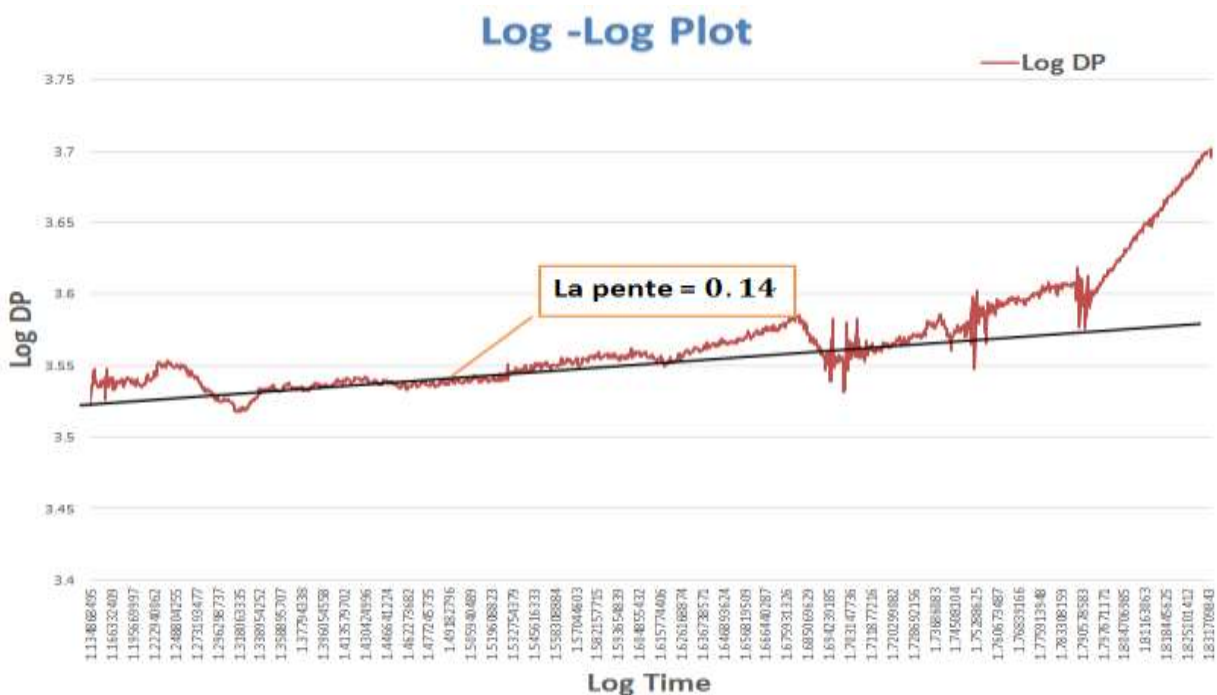


Figure.III.10 : Courbe de pente (log-log plot) pour le cas du puits ONI23

A partir du plot log-log représentant l'évolution de la pression nette en fonction du temps de pompage, on a observé qu'il y a une augmentation de la pression nette suivant une droite de pente (0, 14), ente 1/8 et 1/4. Cette pente est caractéristique pour le modèle PKN.

Alors la fracture se propage suivant le modèle PKN.

➤ Détermination de la géométrie de la fracture selon le modèle PKN:

Les hypothèses de ce modèle sont :

- Longueur supérieur à la hauteur.
- Pas d'écoulement dans la direction vertical.
- La pression dans la section verticale est constante.
- La section verticale est elliptique.

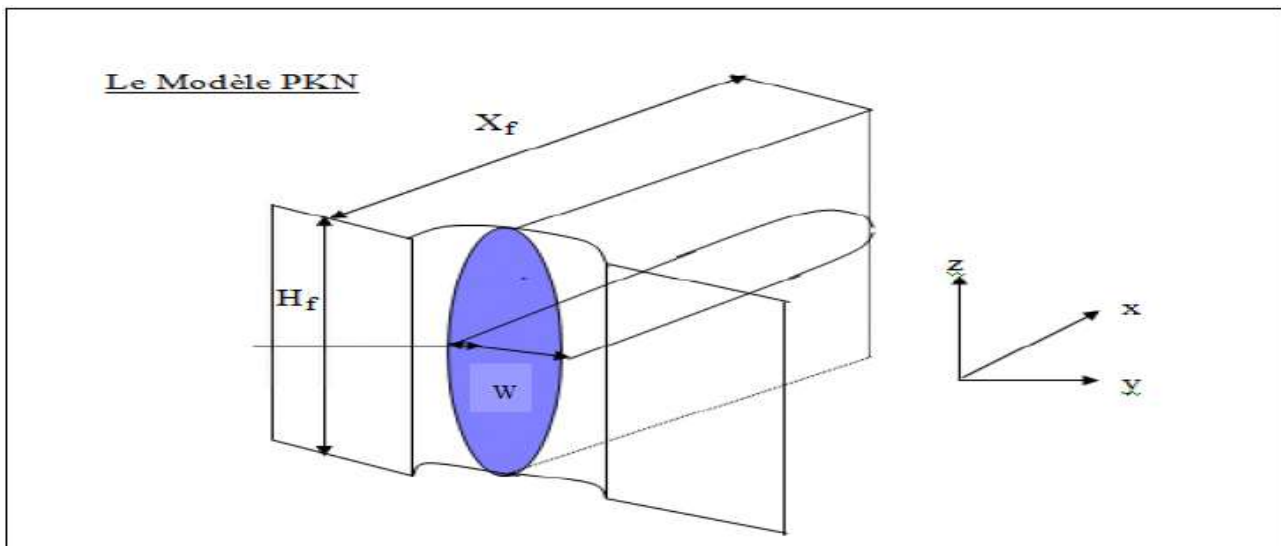


Figure.III.11 : schéma explicatif le modèle PKN.

Tel que :

- x_f : la longueur de la fracture (m).
- h_f : la hauteur de la fracture (m).
- w : la largeur de la fracture (m).
- **Calcule le gradient de fracturation G_f :**

$$G_f = \frac{P_{ISIP}}{H_f} = \frac{9860}{11069.55} = 0.89 \text{ Psi/ft}$$

Calcul La pression nette dans la fracture P_{NET}

$$P_{NET} = P_{ISIP} - P_c = 9860 - 6942.7 = 2917.3 \text{ Psi}$$

- **Calcul de compliance :**

On calcule la compliance avec l'équation suivante :

$$C_f = \frac{\pi\beta}{2E'} h_f$$

Où β est calculée par la formule suivante :

$$\beta = \frac{2n' + 2}{2n' + 3 + a}$$

n' : L'indice de comportement de fluide.

a : Coefficient de dégradation.

$$\beta = \frac{2(0.74) + 2}{2(0.74) + 3 + 0} = 0.77$$

Et le module de déformation calculé par la formule suivante :

$$E' = \frac{E}{1 - \nu^2}$$

E : Le module de YOUNG (Psi).

ν : Coefficient de Poison.

$$E' = \frac{9.2 \times 10^6}{1 - 0.25^2} = 9.8 \times 10^6 \text{ (Psi)}$$

$$C_f = \frac{\pi \times 0.77}{2 \times 9.8 \times 10^6} \times 72.1785 = 8.90 \times 10^{-6} \text{ (ft/Psi)}$$

- **Calcul du coefficient de filtration :**

$$C_L = \frac{m_p \beta}{r_p \sqrt{t_p} E'} h_f = \frac{9642.5120 \times 0.77}{1.86 \times \sqrt{48.225} \times 9.8 \times 10^6} \times 72.1785 = 0.0042 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$$

Les données nécessaires pour déterminer la géométrie de la fracture sont regroupées dans le tableau ci – dessous :

Puits	$E \cdot 10^6$ (Psi)	ν	C_L $\text{ft}/\sqrt{\text{min}}$	t_p (min)	r_p	h_f (ft)	V_i (ft ³)
ONI23	9.2	0.25	0.0042	48.225	1.86	72.1785	9222.5907

Tableau III.4: La géométrie de fracture

- **Calcul de la surface de la fracture A_f :**

$$A_f = \frac{(1 - \eta) \cdot V_i}{2g_0 r_p \sqrt{t_p} C_L} (ft^2)$$

$$A_f = \frac{(1 - 0.21) \times 9222.5907}{2 \frac{\pi}{2} \times 1.86 \times \sqrt{48.225} \times 0.0042} = 42749.5749 ft^2$$

- **Calcul du volume de la fracture :**

$$V_f = 2C_L r_p A_f \sqrt{t_p} [g(\Delta t_{CD}) - g_0]$$

$$V_f = 2 \times 0.0042 \times 1.86 \times 42749.5749 \times \sqrt{48.225} \times \left(2.00 - \frac{\pi}{2}\right) = 1990.7814 ft^3$$

- **Calcul de la longueur de la fracture x_f :**

$$A_f = 2x_f h_f \Rightarrow x_f = \frac{A_f}{2 \cdot h_f} (ft)$$

$$x_f = \frac{42749.5749}{2 \times 72.1785} = 296.1378 (ft) = 90.28 m$$

- **Calcul de la largeur de la fracture :**

$$w_f = \frac{\eta \cdot V_i}{A_f} = \frac{0.21 \times 9222.5907}{42749.5749} = 0.0453044 ft = 0.5436528"$$

- **Indice de productivité :**

Avant le traitement : $I_P = \frac{1.47}{126.10 - 3.6} = 0.012 = 1.2\%$

Après le traitement : $I_P = \frac{9.49}{126.10 - 18.7} = 0.0883 = 8.83\%$

III-8- Etude comparatif avant et après la fracturation :

	Débit (m ³ /h)	Pression de tête (Kgf/m ²)	I _P (%)
Avant	1.47	20.9	1.2
Après	9.49	33.5	8.83

Tableau III.5: Etude comparatif avant et après la fracturation

III-9- Conclusion : L'opération de fracturation hydraulique a amélioré le débit, la pression de tête et aussi l'indice de productivité, ça se signifie que l'opération est réussite et le puits va produire dans les prochaines années sans problème d'endommagement.

CONCLUSION GÉNÉRAL

Conclusion et recommandation

La présente étude, montre la nécessité et l'importance de l'utilisation de la technique de la fracturation hydraulique pour les puits verticaux 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 le champ de Hassi Messaoud (HMD), 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 pétrophysiques 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 Hassi-Messaoud au niveau du puits ONI23 ont été atteints.

On peut conclure que :

- Le puits ONI23 est un bon candidat à la fracturation hydraulique.
- En effet, la fracturation est une opération rentable, mais elle est très coûteuse.

Il est recommandé de:

- De faire les études nécessaires avant le choix du puits candidat.
- De procéder aux essais de puits pour mieux comprendre la réponse de fracture dans ce réservoir.

Finalement la productivité de puits ONI23 s'est améliorée. Les résultats sont présentés dans le tableau ci-dessous :

ONI23

Q_o avant, m^3/h	Q_o après, m^3/h	Gain, m^3/h
1.47	8.32	6.85

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie :

- [1] FarukCivan, Reservoir formation damage; fundamentals, modeling, assessment, and mitigation, (2000).
- [2] C. E. COHEN. Modélisation et stimulation acide des puits carbonatés. Thèse doctorat. Institut national polytechnique de Toulouse (2007).
- [3]D. PERRIN, M. GARON et G. GAILLOT. Technique d'exploitation pétrolière-laproduction fond. Editions TECHNIP (1995).
- [4]G. BOURDAROT. Essais de puits : méthodes d'interprétation. Editions TECHNIP(1996).
- [5] Entreprise Total. Support de formation. Le process-introduction au gisement (2007).
- [6]https://fr.wikipedia.org/wiki/Fracturation_hydraulique, (16 : 20, avril 2019)
- [7] Fatima Zahra Chenini ingénieur production N1, octobre 2015 : « Etude et évaluation de la fracturation hydraulique type Multi-Stage Frac Au champ de Hassi Messaoud cas du puits MDZ 548 ». Projet fin d'étude, Direction engineering production, Département technique puits, Service technique nouvelle à Ouargla.
- [8]Bale, A., Owren, K. and Smith, M.B.: "Propped Fracturing as a Tool for Sand Control and Reservoir Management," paper SPE 24992, presented at the SPE European Petroleum Conference, Cannes, France (November 16–18, 1992); also in *SPE Production & Facilities* (February 1994a) 9, No. 1, 19–28.
- [9]Gulbis, J., King, M.T., Hawkins, G.W. and Brannon, H.D.: "Encapsulated Breaker for Aqueous Polymeric Fluids," *SPE Production Engineering* (February 1992) 7, No. 1, 9–14.
- [10] Hodge, R.M.: "Method of Fracturing a Subterranean Formation Using Delayed Crosslinker Compositions Containing Organic Titanium Complexes," U.S. Patent No. 4,749,040 (June 7, 1988b)
- [11]Ayoub, J.A., Brown, J.E., Barree, R.D. and Elphick, J.J.: "Diagnosis and Evaluation of Fracturing Treatments," *SPE Production Engineering* (February 1992a), 39.
- [12] Abderrahmane Benloulou, MofidaLachekhab , 2013 : « Conception de la fractionhydraulique pour l'amélioration de la production ». Mémoire fin d'étude de master, universitéKasdiMerbah Ouargla.
- [13] BECIP FRANIAB, 1995 : « Champ de Hassi Messaoud Révision du modèle Géologique et structurale». Rapport interne Sonatrach.
- [14] Y. kouzmine, 2003 : « L'espace Saharien Algérien : « Dynamique démographiques et migratoires ». Maitrise de Géographie, Université de Franche-Comté.
- [15] A. Meriuma, 1996 : « Modélisation analytiques de l'estimation géométriques de la bulle d'injection », thèse de doctorat, Université Batna.
- [16] M. Aliev et Ait Laoussine, 1971 : « Structure géologique et perspectives en pétrole et en gaz de l'Atlas Algérien ». Rapport interne Sonatrach – Exploration. Alger.

[17] Z. Ait Ali, 1996 : « Etude sedimentologie du Combro-Ordovicien de Hassi Messaoud ».

Mémoire Ingéneering, Géol.Ist.USTHB

[18] Data Bank Sonatrach

[19] <https://www.futura-sciences.com/sciences/definitions/physique-pression-17466/>, (22:47 mai 2019)

[20] http://www.rennes.supelec.fr/ren/fi/elec/proj1a/airflow/definition_du_debit.htm, (23 :20 mai 2019)