



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche
Scientifique



Université Amar Telidji- Laghouat

FACULTE : TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT : GÉNIE DES PROCÉDÉS

MEMOIRE DE MASTER

Présenté par : BAHCENE Abdelhamid

LARABI Mohammed

DOMAINE : Sciences et Technologies

FILIERE : Hydrocarbures

OPTION : Génie Gazier

Thème

**Modélisation des fractures hydrauliques dans
les puits horizontaux et verticaux**

Jury de soutenance :

Nom et Prénom	Grade	Qualité
MERIGUI Khaled	MAA	Président
ABDELMOUIZ Ahmed	MCB	Examinateur
HADJADJ ASMA	MCB	Examinateur
YOUCEFI Mohamed Riad	MCB	Rapporteur

Année Universitaire : 2022-2023



DÉDICACE

Avec tout l'amour que je porter dans mon cœur, je dédie ce mémoire aux deux êtres qui sont les plus chers au monde :

À Mon très cher Père EL-HASSANE : Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours pour vous. Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour mon éducation et mon bien être. Ce travail et le fruit de tes sacrifices que tu as consentis pour mon éducation et ma formation le long de ces années.

À Ma tendre Mère MABROUKA : Tu représentes pour moi la source de tendresse et l'exemple de dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager. Tu as fait plus qu'une mère puisse faire pour que ses enfants suivent le bon chemin dans leur vie et leurs études.

À mes adorables frères et mes sœurs, chacun en son nom qui m'ont toujours soutenu et encouragé durant ces années d'études.

A mes grands-parents ABDELKADER, AHMED qui auraient voulu partager cet événement avec moi s'ils n'étaient pas décédés, A BAALAL que j'aurais aimé voir présent aujourd'hui, je demande à Dieu d'avoir pitié de leurs âmes pures et de les habiter dans son vaste paradis.

A mes grands-mères ZAINABA, FATIMA que Dieu prolonge leur vie.

A mes oncles et tantes et leurs enfants, chacun en son nom et à tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom BAHCENE et CHAIB en particulier mon oncle SADK et oncle Badro à qui je souhaite beaucoup de succès dans leur vie professionnelle et personnelle.

A tous ceux qui sont dans ma mémoire et qui ont non mentionné dans mon journal
À toutes les bougies qui ont supporté de se bruler pour éclairer les autres mes professeurs dans tous les niveaux académiques. À tous ceux qui ont participé à ma réussite

Enfin, à tous mes collègues d'hydrocarbure et tous mes amis que j'ai connu dans ma vie en particulier M. Said, Noureddine, Docteur, Hosam.MR, Youssef, Mustapha, Ibrahim, Abdel-Majid, Moussa avec qui J'ai partagé des bons moments et des bons souvenirs.

À mon binôme Mohamed LARABI.

ABD ELHAMID





DÉDICACE

J'ai le plaisir de dédier ce travail :

A ma chère mère, qui me donne toujours espoir dans la vie et qui ne cesse de prier pour moi.

A mon cher papa, pour ses encouragements et son soutien.

A tous mes frères et sœurs.

Et aussi à tous mes amis à qui je souhaite beaucoup de succès dans leur carrière et Personnel.

Et enfin à toutes les personnes impliquées dans l'élaboration de ce travail et j'ai supprimé la citation,

Vous trouverez dans ce travail l'expression de mon profond respect et de mon affection Plus honnête.

Mohammed.



Remerciements

Nous tenons à remercier tout premièrement Dieu le tout puissant pour la volonté, la santé et la patience, qu'il nous a donné durant toutes ces longues années d'études.

{الحمد لله الذي هدانا لهذا وما كنا لنهتدي لولا ان هدانا الله}

Aussi, nous tenons également à exprimer notre profonde gratitude à notre encadreur **Dr. YUCEFI Mohamed Riad** pour sa patience, le temps qu'il nous a consacré malgré ses occupations, son choix de ce thème qui est très important, notamment en ce qui concerne la quantité d'informations qui nous l'avons reçu. Grace à cette occasion de travailler sous sa direction, il nous a ouvert plusieurs horizons de recherches scientifiques et d'innovations à l'avenir.

Sans lui nous ne sommes convaincus que nous n'avions jamais pu terminer ce projet. Cordialement, nous remercions notre encadreur pour sa gentillesse, son partage de la connaissance, son soutien moral, son sourire, la confiance qu'il nous a accordé, et surtout ses judicieux conseils à nous pour devenir des cadres.

Je prie le Dieu de lui bénir et protéger. En espérant qu'il sera brillé toujours

Et nous remercions aussi **Dr. Asma HADJADJ**

Nos remerciements à tous les membres du jury qui ont accepté d'examiner notre travail et qui nous ont fait le grand honneur en acceptant de juger Notre modeste travail, en espérant qu'il soit digne de leurs intérêts.

Nous tenons à remercier vivement mes enseignants pour leurs efforts durant toutes nos années d'étude à l'université.

Enfin je remercie tous ceux qui nous ont aidés de près ou de loin pour accomplir ce travail

Table des Matières

<i>Table des Matières</i>	<i>i</i>
<i>List des Figures</i>	<i>iii</i>
<i>Liste des Tableaux</i>	<i>iv</i>
<i>Liste des Abréviations</i>	<i>v</i>
<i>Résumé</i>	<i>vi</i>
<i>Introduction Générale</i>	<i>1</i>
<i>Chapitre I Théorie de fracturation hydraulique</i>	<i>3</i>
<i>I.1. Introduction</i>	<i>4</i>
<i>I.2. Historique</i>	<i>4</i>
<i>I.3. Définition</i>	<i>5</i>
<i>I.4. Fonctionnement et procédure</i>	<i>6</i>
<i>I.4.1. Principe, Applications et Objectifs</i>	<i>6</i>
<i>I.4.2. Etapes de réalisation de l'opération</i>	<i>6</i>
<i>I.5. Fluides de fracturation et additifs</i>	<i>7</i>
<i>I.5.1. Rôle du fluide de fracturation :</i>	<i>8</i>
<i>I.5.2. Qualités requises du fluide de fracturation</i>	<i>8</i>
<i>I.5.3. Type de fluide de fracturation</i>	<i>8</i>
<i>I.5.3.1. Fluide à base d'eau</i>	<i>8</i>
<i>I.5.3.2. Fluide à base d'huile</i>	<i>8</i>
<i>I.5.3.3. Liquides émulsifiés</i>	<i>8</i>
<i>I.5.4. Composition de fluide de fracturation</i>	<i>9</i>
<i>I.5.5. Additifs aux fluides de fracturation</i>	<i>9</i>
<i>I.6. Fracturation des puits verticaux</i>	<i>10</i>
<i>I.7. Fracturation des puits horizontaux</i>	<i>11</i>
<i>I.8. Les paramètres les plus cruciaux pour la fracturation hydraulique</i>	<i>12</i>
<i>I.8.1. Les fluides utilisés dans la fracturation hydraulique</i>	<i>12</i>

1.8.2. Les additifs pour entretenir les fissures	14
1.8.3. Pression d'injection.....	15
1.8.4. Sélection des couches.....	15
1.9. Conclusion	16
Chapitre II Modélisation des fractures hydrauliques par la technique LGR.	17
II.1. Introduction	18
II.2. Définition de LGR.....	19
II.3. Application de la technique LGR pour la modélisation des fractures	19
II.3.1.1. Procédure de création de LGR.....	19
II.3.1.2. Les principaux mots-clés utilisés dans Eclipse pour la création d'une LGR.....	20
II.4. Conclusion.....	21
Chapitre III Modélisation des fractures hydrauliques dans les réservoirs à faible perméabilité	22
III.1. Création d'un modèle de réservoir	23
III.2. Modélisation des fractures par la méthode Local grid refinement.....	24
III.2.1. Analyse de sensibilité de la dimension de LGR.....	24
III.2.2. Effet de la demi-longueur de la fracture	25
III.2.3. Effet de largeur.....	28
III.3. Modélisation des fractures dans un puits vertical	29
III.4. Modélisation des fractures dans un puits horizontal	30
III.4.1. Méthodologie de la modélisation numérique	30
III.4.2. L'effet des fractures multiples.....	31
Conclusion générale.....	33
Bibliographie	34
Annexe A Cas de simulation	35
A.1 Exemple sur montage Eclipse LGR pour un puits vertical avec 3 fractures	35
A.2 Exemple sur le montage Eclipse LGR pour un puits horizontal avec 3 fractures	42

List des Figures

Figure I. 1: Schéma de la fracturation hydraulique	5
Figure.I. 2: Log de thermométrie Post-Mini Frac	7
Figure.I. 3: Fracture verticale autour d'un puits vertical	11
Figure.I. 4: Fracture hydraulique longitudinale (gauche) et transversale (droite) dans	11
Figure II. 1 :Exemple de LGR cartésien graduel	20
Figure III 1 : Les 3 couches géologiques	23
Figure III 2 :Efficacité de récupération du pétrole pour différentes dimension de LGR	25
Figure III 3 :Temps de simulation pour différentes dimension de LGR	25
Figure III 4 :Représentation de la fracture crée par la méthode LGR pour différente demi-longueur : (a) demi-longueur =75 ft ; (b) demi-longueur =200 ft ; (c) demi-longueur =300 ft ; (d) demi-longueur =410 ft	26
Figure III 5 :Volume cumulé du pétrole produit pour les quatre demi-longueur	27
Figure III 6 : Temps de simulation pour les quatre demi-longueur	27
Figure III 7: Représentation de la fracture crée par la méthode LGR pour différente largeur : (a) largeur =1 ft ; (b) largeur =2 ft	28
Figure III 8: Efficacité de récupération du pétrole pour différentes valeurs de de largeur	29
Figure III 9: Efficacité de récupération du pétrole d'un puits vertical puits fracturés et non fracturés	30
Figure III 10: Emplacement des fractures hydrauliques transversales du puits horizontal modélisé à l'aide de la méthode LGR.	31
Figure III 11: Simulation de la production pétrolière dans un puits horizontal	32

Liste des Tableaux

Tableau 1: Type de fluide de fracturation 9

Tableau 2: Représentation de la fracturation hydraulique en éclipse par la méthode LGR 21

Tableau 3: présente ces propriétés pour chaque couche géologique 23

Tableau 4: Analyses de sensibilité pour la détermination du LGR du puits 24

Liste des Abréviations

Nomenclature

k_f	Fracture permeability [mD]
k	Formation permeability [mD]
F_c	Conductivity fracture [mD-ft]
F_{CD}	Dimensionless fracture conductivity
W_f	Fracture width [ft]
\emptyset	porosity
ϕ_f	fracture porosity
μ	viscosity
P_d	dimensionless pressure
P_i	Initial pressure
P_{wf}	Bottom hole flowing pressure
B	fluid FVF [STB/day]
q	Flow rate
q_d	dimensionless flow rate
r_o	pressure equivalent radius of the grid block [ft]
r_w	Wellbore radius [ft]
x_f	Fracture half- length [ft]
k_x	Formation permeability in direction x [mD]
k_y	Formation permeability in direction y [mD]
h	Formation height [ft]
D_x	Dimensions of the grid block direction x
D_y	Dimensions of the grid block direction y
t	Production time [days]
t_{Dxf}	Dimensionless time in function of the fracture half-length
U	Rock surface energy [j/m ²]
E	Young's modulus [psi]
r_x	Radius of extending edge of the fracture
ν	Poisson's ratio

Abbreviations

<i>LGR</i>	Local grid refinement
<i>PI</i>	Productivity index
<i>BPH</i>	Bottom hole pressure
<i>FOPR</i>	Field oil production rate
<i>FOPT</i>	Field oil production total

Résumé :

La fracturation hydraulique est une technique de stimulation appliquée dans les réservoirs à faible perméabilité afin d'avoir des débits de production plus élevés. Ce travail présente l'étude de la modélisation des fractures hydraulique dans les puits verticaux et horizontaux à l'aide de la méthode LGR (Local Grid Refinement), qui vise à améliorer la précision de la modélisation des fractures et à améliorer la compréhension des processus hydrauliques dans les puits. Dans ce travail, le simulateur Eclipse est utilisé pour étudier et analyser l'effet de différents facteurs dans la prédiction du comportement de ces réservoirs. Les résultats de la simulation montrent que la méthode LGR peut capturer avec précision le comportement des fractures hydrauliques dans les puits verticaux et horizontaux. La méthode s'est également révélée efficace sur le plan informatique, permettant la simulation de réseaux de fractures hydrauliques à grande échelle. Dans l'ensemble, la thèse apporte une contribution précieuse au domaine de la modélisation des fractures hydrauliques, démontrant l'efficacité de la méthode LGR pour capturer le comportement complexe des fractures hydrauliques dans les puits verticaux et horizontaux.

Mots clés : Fracturation, LGR, Eclipse, Production des hydrocarbures, Simulation des réservoirs, Stimulation

ملخص:

الشق الهيدروليكي هو تقنية تحفيز مطبقة في الخزانات منخفضة النفاذية لتحقيق معدلات إنتاج أعلى. يقدم هذا العمل دراسة نموذج الكسر الهيدروليكي في الآبار الرأسية والأفقية باستخدام طريقة LGR (تحسين الشبكة المحلية)، والتي تهدف إلى تحسين دقة نموذج الكسر وتعزيز فهم العمليات الهيدروليكية في الآبار. في هذا العمل، تم استخدام محاكي Eclipse لدراسة وتحليل تأثير العوامل المختلفة في التنبؤ بسلوك هذه الخزانات. تظهر نتائج المحاكاة أن طريقة LGR يمكنها التقاط سلوك الكسور الهيدروليكية بدقة في الآبار الرأسية والأفقية. أثبتت الطريقة أيضًا فعاليتها الحسابية، مما أتاح محاكاة شبكات التكسير الهيدروليكي على نطاق واسع. بشكل عام، تقدم الأطروحة مساهمة قيمة في مجال نمذجة الكسر الهيدروليكي، مما يدل على فعالية طريقة LGR في التقاط السلوك المعقد للكسور الهيدروليكية في الآبار الرأسية والأفقية.

كلمات مفتاحية: محاكاة الخزان، الشق الهيدروليكي، تحفيز الخزان، إنتاج المحروقات

Abstract:

Hydraulic fracturing is a stimulation technique applied in low-permeability reservoirs to achieve higher production rates. This work presents the study of hydraulic fracture modeling in vertical and horizontal wells using the LGR (Local Grid Refinement) method, which aims to improve the accuracy of fracture modeling and enhance understanding of hydraulic processes in wells. In this work, the Eclipse simulator is used to study and analyze the effect of different factors in predicting the behavior of these reservoirs. Simulation results show that the LGR method can accurately capture the behavior of hydraulic fractures in vertical and horizontal wells. The method also proved computationally efficient, enabling the simulation of large-scale hydraulic fracture networks. Overall, the thesis makes a valuable contribution to the field of hydraulic fracture modeling, demonstrating the effectiveness of the LGR method in capturing the complex behavior of hydraulic fractures in vertical and horizontal wells.

Key words: Hydraulic fracturing, LGR, Eclipse, Hydrocarbon production, Reservoir simulation, Stimulation

Introduction Générale

Énoncé du problème

La fracturation hydraulique est l'un des processus importants qui contribuent à augmenter les taux de production des puits de pétrole et de gaz, et parfois à augmenter le coefficient de productivité des puits, et son importance est soulignée dans la production de pétrole conventionnel à partir de roches à faible perméabilité. Mais ce type d'opération a acquis une grande importance et une grande popularité dans la production d'hydrocarbures à partir de sources non conventionnelles, principalement l'huile et le gaz de schiste (ce que l'on appelle l'huile et le gaz de schiste), car l'industrie pétrolière a connu au cours des dernières années un développement de la production de pétrole et de gaz, à la suite du développement des techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique.

Par conséquent, de nombreux pays ont eu recours à ces technologies pour exploiter leurs ressources pétrolières et gazières, ce qui a fait de la fracturation hydraulique une place importante dans l'industrie pétrolière et gazière.

L'objectif principal de la fracturation hydraulique est d'augmenter le pourcentage de pétrole et de gaz extrait des roches à faible perméabilité en créant des fissures dans la roche et en les dilatant à l'aide d'eau, de produits chimiques et de haute pression. Cela se fait en forant un puits profondément dans la couche rocheuse cible et en injectant de l'eau et des produits chimiques spéciaux sous haute pression pour créer des fissures dans la roche et les dilater, permettant au pétrole et au gaz de s'écouler à travers ces fissures dans le puits.

La modélisation d'un modèle de simulation de fracturation hydraulique est une tâche complexe en raison du comportement non linéaire du liquide et de la formation des roches, de l'incertitude des caractéristiques de la formation et du changement des paramètres opérationnels du processus de fracturation hydraulique. Pour relever ces défis, les ingénieurs utilisent des méthodes numériques avancées, telles que l'analyse par éléments finis et la dynamique des fluides numérique, pour résoudre les équations régissant le modèle de simulation de fracturation hydraulique. Il intègre également des données provenant de mesures sur le terrain et d'expériences en laboratoire pour calibrer et vérifier le modèle.

Il existe plusieurs façons de représenter la fracturation hydraulique dans le modèle de simulation où, dans notre étude, nous nous appuyerons sur la méthode Local Grid Raffinement (LGR).

Objectif du mémoire

Le but de ce travail était de représenter la fracturation hydraulique par la méthode LGR. Les thèmes suivants ont été analysés :

- Mise en œuvre de la méthode LGR pour la modélisation des fractures dans un modèle de simulation Eclipse.
- Analyse des paramètres affectant le comportement des fractures hydrauliques.
- Modélisation des fractures dans les puits de production vertical et horizontal pour réservoirs stratifiés.

Organisation du mémoire

Ce mémoire se compose de 3 chapitres. On a commencé par une description de l'importance de la fracturation hydraulique et la présentation du cadre théorique de la fracturation hydraulique par définition et du processus de fracturation en se concentrant sur les fluides de fracturation, les types, les spécifications, les composants et les applications. L'étude est ensuite passée à l'introduction de la technique LGR et son application pour modéliser les fractures hydrauliques. Après cela, on a procédé vers le développement d'un modèle numérique pour la simulation numérique d'un puits vertical et les stratégies qui ont été réalisées ont été mises en œuvre pour échanger certains paramètres. En plus d'étudier le modèle numérique des résultats de la simulation numérique du puits horizontal. Enfin un résumé des conclusions complète avec des recommandations pour les travaux futur

Chapitre I

Théorie de fracturation hydraulique

I.1. Introduction

Les premières étapes exploratoires de l'industrie pétrolière reposaient sur la recherche de réservoirs de pétrole à haute perméabilité. Au cours des longues décennies de la vie de l'industrie pétrolière, des dizaines de milliers de réservoirs traditionnels de ce type ont été découverts à travers le monde. Cependant, un nombre important de ces réservoirs sont en voie de maturité, y compris ceux qui ont été épuisés, ce qui a incité l'industrie pétrolière à rechercher des technologies qui contribuent à la production de pétrole et de gaz à partir de réservoirs non conventionnels qui nécessitent des techniques spéciales pour exploiter leur potentiel.

Avec un grand nombre d'entreprises se dirigeant vers ce type de réservoirs, la technologie de fracturation hydraulique était peut-être l'une des plus importantes de ces technologies qui a reçu une large part d'attention.

La fracturation hydraulique n'est pratiquement rien de nouveau dans l'industrie pétrolière. Elles sont utilisées depuis les années quarante du siècle dernier pour augmenter le taux de production des puits de pétrole. Au fil des développements successifs, la fracturation hydraulique est devenue l'une des techniques de base utilisées dans la production de pétrole et de gaz ^[1].

I.2. Historique

La fracturation hydraulique est utilisée dans l'industrie pétrolière depuis le début des années 1950, pour augmenter la productivité des horizons pétrolifères, gazifères. En 1947, la Pan American Petroleum Corporation effectua la première opération de fracturation dans le champ gazifère de Hugoton à l'ouest de l'état du Kansas. Après avoir tenté une opération d'acidification pour remédier à la faible productivité du puits Klepper 01. La fracturation à permet une meilleure productivité.

À la fin des années 1970, d'importantes opérations de fracturation hydraulique ont été exécutées, où plus de 500 tonnes d'agents de soutènement ont été mises en place en un seul traitement. Mais, dans la majorité des anciens traitements, les limites technologiques associées aux performances de l'équipement et du fluide, faisaient que des quantités relativement petites d'agents de soutènement étaient mises en place.

Au milieu des années 1980, les premières études de fracturation ont révélé que l'accroissement de productivité était souvent beaucoup plus faible que prévu en raison de

performances inadéquates du fluide ou de l'équipement, ou encore d'une modélisation inexacte de la fracturation.

À partir du milieu des années 1980, la technologie des fluides et les performances de l'équipement se sont suffisamment améliorées pour permettre d'importants traitements de fracturation hydraulique (principalement dans les champs gaziers nord-américains). La concurrence entre opérateurs pour mettre en place avec succès le plus grand traitement de fracturation a culminé durant cette période. de sorte que la mise en place de volumes d'agents de soutènement dépassant le demi-million de livres en un seul traitement de fracturation est devenue courante, consacrant la fracturation comme un outil utile pour l'amélioration de la productivité des puits^[2].

I.3. Définition

Cette méthode est considérée comme l'un des derniers moyens d'augmenter la perméabilité des puits et donc leur productivité, et elle repose principalement sur l'injection dans le puits d'un liquide sous pression supérieure à la pression statique de la strate, ce qui entraîne une fissure dans la formation, de sorte que des fissures se forment dans la zone adjacente au puits, formant des canaux pour l'écoulement des fluides de la formation au puits.

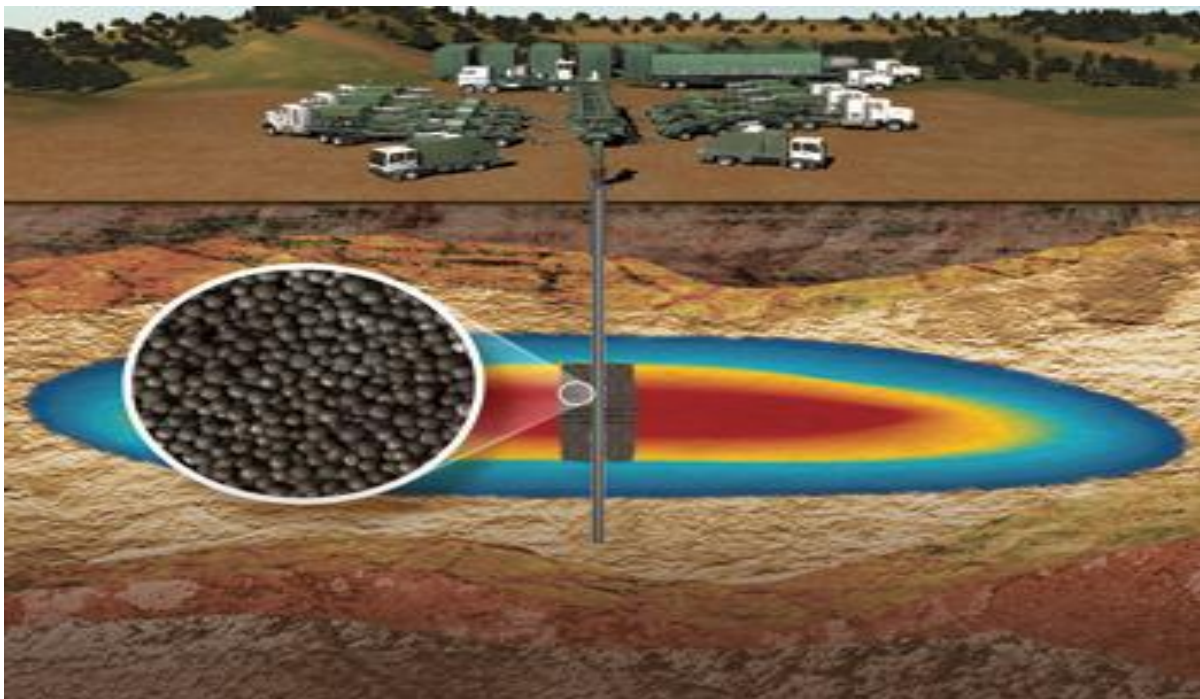


Figure I. 1: Schéma de la fracturation hydraulique

Après la formation de la fissure, le liquide continue d'être injecté à un certain débit pour la maintenir ouverte et l'empêcher de se refermer, ainsi que pour permettre aux granules solides qui maintiennent la fissure de se déposer, car elles restent à l'intérieur de la fissure après le liquide est retiré de la couche ^[3].

I.4. Fonctionnement et procédure

I.4.1. Principe, Applications et Objectifs

La Fracturation hydraulique est une opération qui consiste à créer après rupture de la roche un drain perméable s'étendant le plus loin possible dans la formation de manière à faciliter l'écoulement vers le fond du puits.

Ce procédé s'applique au cas où le débit d'un puits est insuffisant, non pas à cause d'un problème de colmatage local, mais parce que la perméabilité naturelle de la matrice est faible (quelques dizaines de milli darcys pour les gisements d'huile, encore moins pour les gisements de gaz).

Le principe de la fracturation hydraulique consiste à injecter un fluide plus ou moins visqueux avec une grande pression pour fracturer la roche réservoir ; ce dernier est accompagné souvent de solides (agents de soutènement) pour maintenir la fracture ouverte et permettre ainsi au fluide de circuler plus facilement entre le réservoir et le puits (puits producteur) ou entre le puits et le réservoir (puits injecteur).

Le traitement par fracturation hydraulique est appliqué généralement dans les réservoirs à faible perméabilité d'origine ou dans les formations fortement endommagées, où la production reste toujours faible. Il est donc normal de vouloir augmenter la productivité du réservoir, par la création d'une liaison "formation- puits". La fracturation hydraulique consiste donc, à créer artificiellement un drain à haute perméabilité s'étendant de part et d'autre du puits sur une certaine distance (X_f).

I.4.2. Etapes de réalisation de l'opération

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

a. Test d'injectivité:

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

- Vérifier si la formation absorbe le fluide (d'où le nom du Test d'injectivité).
- Déterminer le gradient de fracturation.

b. Data Frac (où : Mini frac) :

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

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

c. Logging de thermométrie :

Après quelques heures de la fin de la "Mini frac", une sonde est descendue dans le puits pour permettre l'enregistrement de la thermométrie ; afin de déterminer la hauteur de la fracturation au niveau du réservoir et plus précisément au niveau des perforations en évaluant la hauteur de la zone de refroidissement (*Figure.I.2*)

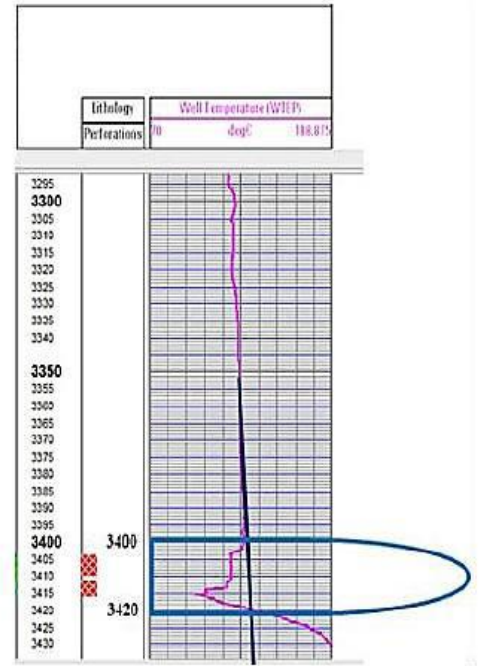


Figure. I. 2: Log de thermométrie Post-Mini Frac

d. Le Traitement lui-même (Main frac) :

Il se divise en trois étapes :

- Injection d'un "Pad" : c'est un fluide de fracturation généralement du gel réticulé non chargé en agent de soutènement, injecté en tête dans le but d'amorcer et de développer une fracture en lui donnant une largeur telle qu'elle permette le passage des billes.
- Injection du Slurry (gel réticulé + bauxite).
- La chasse du Slurry restant dans le tubing avec un gel linéaire facile à dégorger.

I.5. Fluides de fracturation et additifs

Les fluides de fracturation sont des fluides injectés sous fortes pressions dans une formation géologique, afin de fracturer la matrice non perméable dans le but de libérer les hydrocarbures (gaz, huile) qu'elles emprisonnent.

Le fluide de fracturation est choisi suivant plusieurs critères tel que sa disponibilité, sécurité facilitée à mélanger et utiliser, sa compatibilité avec la formation, possibilité de dégorgeement et leur coût [3].

I.5.1. Rôle du fluide de fracturation :

Les rôles de bases de fluide de fracturation sont :

- Initiation et développement de la fracture.
- Transport des agents de soutènements dans toute celle-ci

I.5.2. Qualités requises du fluide de fracturation

- Une viscosité suffisamment élevée, ce paramètre favorisant une grande largeur et une extension importante, assure un bon transport et placement des agents de soutènement.
- Être propre en tant que fluide de base (bonne compatibilité avec les fluides de formation, faible teneur en produits solubles).
- Doit être facilement pompé (faible perte de charge)
- Doit faciliter le dégorgeement
- Ne pas être dangereux
- Ne pas être polluant
- Être économiquement que possible

I.5.3. Type de fluide de fracturation

I.5.3.1. Fluide à base d'eau

Parmi les fluides de fracturation, on distingue ceux à base d'eau qui sont les fluides les plus utilisés dans la majorité des traitements des fracturations hydrauliques, ils présentent un avantage car ils sont économiquement disponibles et ne posent pas des problèmes de sécurité et ils sont aussi faciles à traiter et mélanger avec les additifs.

I.5.3.2. Fluide à base d'huile

Les fluides de fracturation à base d'huile sont formés à partir de brute, huile gélifiée émulsion, etc. Ils ont l'avantage de meilleure compatibilité avec le fluide de gisement, de l'absence des résidus solide et d'une bonne capacité de transport, plus d'une densité qui favorise le transport. Par ailleurs leurs préparations et contrôle de qualité demandent plus de prévention par rapport au fluide à base d'eau ainsi que leur coût qui est très élevé.

I.5.3.3. Liquides émulsifiés

Il s'agit d'une combinaison des deux types précédents et de l'ajout d'un émulsifiant. Les émulsions les plus largement utilisées sont celles qui sont formées à partir du liquide acide comme base avec un volume compris entre 50 et 90 % et de l'huile dans la concentration restante, c'est-à-dire que la partie dispersée de l'émulsion forme la concentration du liquide acide en fonction des propriétés de la couche et varie entre 5 et 15 %. Une émulsion d'huile et

d'eau est également utilisée, car elle forme le liquide de base, et sa concentration varie jusqu'à atteindre 90 %. L'émulsifiant doit être choisi de manière à ce que l'émulsion puisse être facilement rompue lorsque le processus de craquage hydraulique est terminé afin que nous puissions facilement la renvoyer du lit. Ces liquides se caractérisent par une bonne capacité à transporter les grains de sable vers la couche, ainsi qu'une petite quantité de liquide qui pénètre de la fissure à la couche en raison de la perte de percolation. Pour préparer des liquides de différents types, un groupe de matériaux aux fonctions spécifiques sont généralement utilisés, notamment : des matériaux pour augmenter la viscosité, des matériaux pour réduire les pertes par fuite, des matériaux pour réduire les frottements. Ainsi, pour les pertes de charge, des agents anti-gonflants, des émulsifiants, etc.

I.5.4. Composition de fluide de fracturation

Tableau 1: Type de fluide de fracturation

Fluide de Base	Type de fluide	Composition principale	Utilise pour
A base d'eau	Fluide linière	L'eau gélifiée, HEC, HPG	Courte fracture, faible température
	Fluide réticulé	Editeur absolu, Guer, HCE, HPG	Longue fracture, température élevée
A base d'huile	Fluide linière	Huile, huile gélifiée	Formation sensible à l'eau, courte fracture
	Fluide réticulé	Phosphate + Ester	Formation sensible à l'eau, longue fracture
	Emulsion externe de l'eau	Eau+ huile+ émulsifiant	Pour contrôler filtrat de fluide

I.5.5. Additifs aux fluides de fracturation

- Réducteur de filtrat** : Il augmente l'efficacité des fluides en réduisant le filtrat de fluide dans la formation se sont généralement des de faible masse moléculaire
- Réducteur de friction** : Pour réduire les pertes de charges et économiser l'énergie, on utilise des réducteurs de friction (polymères, tensio-actifs)
- Anti-moussant** : La masse peut créer un désamorçage au cours de la pénétration du gel et en raison de certains additifs (eau de mer tensio-actif) de la mousse peut se former, celle-ci doit être éliminée pour éviter le risque de désamorçage des pompes

- d. Réticulant Cross linker : Cet additif a pour but de créer des liaisons entre les chaînes polymériques.
- e. **Activateur** : Cet additif est ajouté à la sortie du blender (mélangeur), il permet par modification de PH d'accélérer le phénomène de réticulation.
- f. **Tensio-actifs** : Ils sont utilisés dans les fluides à base d'eau et dans l'acide pour faciliter le dégorgement de ces fluides et éviter ainsi de laisser une matrice trop fortement saturée à l'eau. Dans cette catégorie on inclut les agents désémulsifiants qui évite l'apparition d'émulsions qui peuvent se former entre l'eau du fluide de fracturation et l'huile de formation.
- g. **Stabilisateur d'argile (Clayfixe)** : L'injection à grand débit une grande quantité d'eau peut déstabiliser une matrice contenant de l'argile entraînant le gonflement ou la migration de plaque argileuse.
- h. **Bactéricide** : Dans certaines location isolées, l'eau utilisé pour la fabrication du gel peut être plus ou moins saumâtre, il est donc nécessaire de la purifier avant l'injection dans la formation pour se faire, on utilise des bactéricides dont le rôle de détruire tout compensant organique qui pourrait modifier les propriétés du gel ou engendrer un développement bactérien dans la formation.
- i. **Briseur du gel** : Une haute viscosité est nécessaire au moment de l'injection mais faciliter le dégorgement il faut que celui-ci perde sa viscosité après l'injection, on doit incorporer au gel un briseur qui permet de casser les chaînes polymériques, la concentration du briseur dépend de la température de fond et la durée du gel.
- j. **Autres additifs** : En fonction des cas rencontrés, il sera au besoin nécessaire d'utiliser les additifs suivants : les inhibiteurs de corrosion qui réduisent la formation de corrosion sur les tubes et les équipements de surface, stabilisateurs de viscosité à haute température, agents de contrôle du PH, les agents de diversion afin de réaliser une distribution uniforme du fluide dans l'intervalle de traitement (fracture multiple) ...etc

I.6. Fracturation des puits verticaux

Au fur et à mesure que la profondeur augmente, la contrainte de surcharge verticale augmente et elle devient de plus en plus la grande contrainte in-situ. Ainsi, la contrainte la plus faible est représentée par la contrainte horizontale minimale et les fractures induites seront perpendiculaires à cette contrainte, ou dans l'orientation verticale. Comme les fractures induites par voie hydraulique sont formées dans la direction perpendiculaire à la contrainte la plus faible (Voir Figure.I.3), la fracture résultante sera orientée dans la direction verticale ^[4].

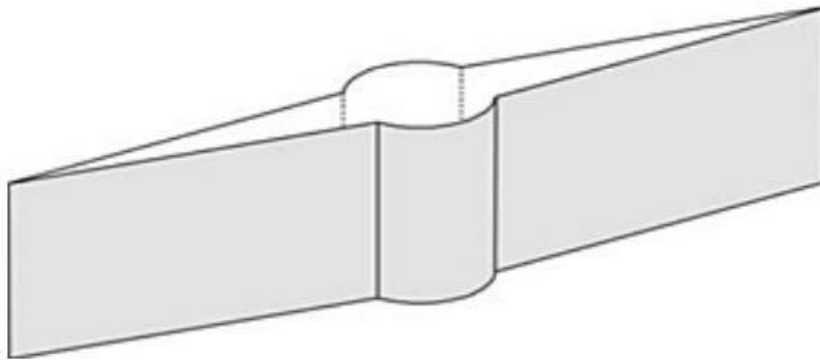


Figure.I. 3: Fracture verticale autour d'un puits vertical

I.7. Fracturation des puits horizontaux

Le type de la fracture créée dépend de la direction de l'azimut du puits. La géométrie des fractures initiées à partir de puits horizontaux dépendra des contraintes in-situ. Les roches réservoirs sont soumises à trois contraintes in-situ mutuellement orthogonales : la contrainte verticale (σ_v) ; la contrainte horizontale maximale (σ_H) ; et la contrainte horizontale minimale (σ_h). Deux types de fractures ont eu un intérêt considérable. Les fractures longitudinales : sont celles qui se propagent dans des plans parallèles aux axes de forage, elles se créent là où les puits horizontaux sont forés parallèlement à la contrainte horizontale maximale ou parallèlement au plan préféré de la fracture, (voir Figure.I.4 à gauche). Les fractures transversales : se propagent dans des plans orthogonaux aux axes de forage, elles se créent là où les puits horizontaux sont forés perpendiculairement à la contrainte horizontale maximale ou perpendiculairement au plan préféré de la fracture, (voir Figure.I.4 à droite) [5].

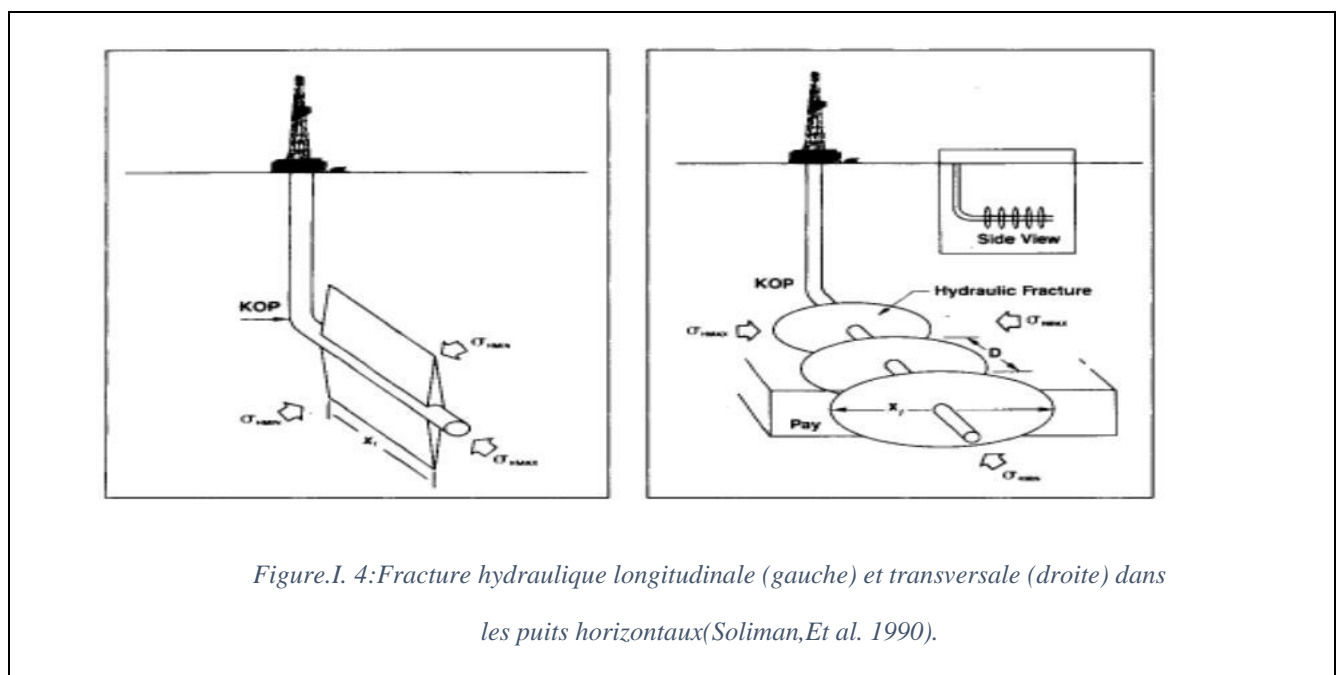


Figure.I. 4:Fracture hydraulique longitudinale (gauche) et transversale (droite) dans les puits horizontaux(Soliman,Et al. 1990).

I.8. Les paramètres les plus cruciaux pour la fracturation hydraulique

Cette méthode de traitement des couches productives dépend de nombreux facteurs qui ont une grande influence sur son efficacité. Divisez-les en deux groupes :

- a) Facteurs dépendant de la méthode utilisée dans le traitement.
- b) Facteurs dépendant des propriétés de la couche traitée

Le premier groupe comprend la quantité et la qualité des matériaux de craquage, à savoir Le liquide de craquage et les matériaux qui maintiennent les fissures, ainsi que la pression à laquelle se produit le craquage et la vitesse de pompage du fluide.

Le deuxième groupe comprend les propriétés physiques de la couche (perméabilité - dureté - degré de cohésion - la présence de quelques craquelures naturelles...etc). Et l'épaisseur de la zone traitée et la nature des fluides dans la couche.

Dans ce qui suit, nous étudions les facteurs qui ont une influence importante sur le processus de fissuration ^[6].

I.8.1. Les fluides utilisés dans la fracturation hydraulique

L'efficacité du traitement des couches issues du procédé de fracturation hydraulique dépend très largement de la nature des fluides utilisés et de leurs propriétés. Parmi les principales caractéristiques que vous devez avoir figurent les suivantes :

▪ **Viscosité** : Qui doit être choisi de manière à ce que le liquide ait une bonne capacité à suspendre des grains de sable à l'intérieur jusqu'à ce qu'il atteigne la fissure formée dans la couche, mais en même temps réalise le moins de perte de charge en raison du frottement entre le liquide et les parois des tuyaux à travers lesquels il est pompé dans le puits.

Il vous garantit que le liquide transporte les particules solides jusqu'à la fissure, où sa viscosité devrait être plus importante, mais cela entraîne une augmentation des pressions perdues à cause du frottement, de sorte qu'une grande partie de la pression générée par les dispositifs de pompage est consommée pour résister à ces frottements, et la partie restante (qui contribue le moins à la fracturation hydraulique Pour la couche, c'est-à-dire de ce point de vue, il faut utiliser des liquides à très faible viscosité. De plus, l'inconvénient d'une viscosité élevée est la difficulté à réextraire le liquide de la couche après l'achèvement du processus de fracturation, et cela peut être résolu en injectant des matériaux réducteurs viscosité.

Pour assurer le broyage et le transport des particules solides, deux types de fluides sont généralement utilisés. Au début, un liquide à faible viscosité est utilisé pour que nous

puissions faire des fissures facilement, puis un liquide à haute viscosité est utilisé pour transporter les granulés Sable fissuré.

▪ **filtration** : La perte par filtration joue un rôle important dans les dimensions des fissures obtenues. Plus la perte de filtration est faible, plus la profondeur de la fissure dans la couche est grande (plus le rayon de la zone de fissure est grand), au contraire, plus la perte de filtration est importante, plus la fissure est petite, l'influence de la perte de filtration sur les dimensions de la fissure sont bien supérieures à l'injection moyenne de liquide dans la couche ainsi que la viscosité.

Vérifier la relation entre les dimensions des fissures et les pertes par lixiviation tout en maintenant les autres facteurs constants (viscosité – moyenne - Pompage - la différence de pression entre le fluide utilisé et le fluide de la couche) il faut tenir compte de la quantité de fluide qui pénètre de la fissure dans la couche lors de l'injection, qui est proportionnelle au reflux et à la surface de contact entre la roche et le liquide, ainsi que la perte de filtration On peut obtenir le résultat suivant si on utilise un fluide avec une certaine perte Par infiltration et à partir du moment où la perte de fluide dans la couche se rapproche du débit de pompage.

Dans le puits, la largeur de l'entaille diminue et la poursuite du pompage devient irréversible. Au contraire, il présente de nombreux inconvénients, dont le plus important est que le processus de fracturation hydraulique dans ces conditions est similaire au processus d'immersion du film d'huile avec de l'eau.

Ainsi, des fluides avec très peu ou pas de pertes de filtration doivent être utilisés si possible, ou le fluide doit être pompé dans le puits à un débit élevé lorsque des fluides avec de grandes pertes de filtration sont utilisés.

Différents fluides sont utilisés dans le processus de fracturation hydraulique en termes de composition chimique ainsi que de propriétés, car cette méthode est appliquée à la fois aux puits de production et aux puits d'injection, et donc les fluides doivent être sélectionnés en fonction des conditions dans la strate. En ce qui concerne la nature des fluides qu'il contient. De ce point de vue, les fluides utilisés en fracturation hydraulique peuvent être divisés en trois groupes :

- Liquides à base d'huile.
- liquides à base d'eau.
- liquides émulsifiés

I.8.2. Les additifs pour entretenir les fissures

Le processus de préservation des fissures après le retour du fluide de craquage de la couche est très important pour la réussite de ce processus de traitement. Parmi les matériaux qui maintiennent l'incision ouverte et les plus couramment utilisés sont :

Des granulés de sable quartzeux, qui doivent être de dimensions homogènes et sphériques, ainsi que des granulés d'aluminium ou de verre ou un mélange de sable quartzeux et d'aluminium...etc. Ces granulés doivent répondre aux conditions suivantes :

- ✓ Être de haute résistance à la compression
- ✓ Il ne doit pas être affecté par le liquide de craquage ou les liquides présents dans la couche.
- ✓ Il doit avoir une bonne perméabilité lorsqu'il est comprimé par les parois de la fissure après la diminution de la pression dans la couche à la suite de la répression. Retirer le liquide après le traitement
- ✓ Il doit être facile à préparer et moins cher.

Quant aux dimensions de ces granulés dépendent de la perméabilité de la couche. Pour les couches avec une perméabilité inférieure à 100 mD, on utilise des granulés de dimensions allant de 0,5 à 0,8 mm. Quant aux couches à grande perméabilité, on utilise des granulés de dimensions allant de 1,5 à 0,8 mm. Afin d'assurer un débit important capacité à travers les fissures formées, plusieurs méthodes ont été appliquées pour obtenir une répartition homogène des particules solides à l'intérieur de la fissure

L'une de ces méthodes est l'utilisation de granulés solides avec des matériaux qui jouent le rôle d'éloignement des granulés les uns des autres, qui se dissolvent et sont retirés plus tard par les fluides s'écoulant de la couche vers le puits. Ainsi, des espaces libres subsistent entre les grains de sable à l'intérieur de la fissure, et donc la perméabilité des fissures augmente considérablement.

La concentration de grains de sable dans le fluide de craquage pour les transférer de la surface à la couche dépend de la capacité du liquide à les maintenir en suspension à l'intérieur jusqu'à ce qu'ils pénètrent dans la fissure, qui à son tour dépend de la viscosité du liquide et de la vitesse de son injection ou la vitesse d'avancement de ce mélange (liquide + sable). Par exemple, la concentration de sable peut atteindre jusqu'à 450 kg de sable pour 1 m³ de liquide d'une viscosité de 600 cp et injecté à raison de 10 litres par deuxième.

Dans certains cas, après l'achèvement du processus de fracturation hydraulique, des quantités importantes de sable sont observées au fond du puits, qui se déposent à partir du fluide de fracturation en raison de la disproportion entre les facteurs susmentionnés

(concentration de sable avec la capacité du fluide à transporter) ainsi que la perte d'une grande quantité de liquide dans la couche par les déchets Fuite lors de l'utilisation de liquides avec de grandes pertes de filtration, ce qui entraîne une diminution de la vitesse d'avancement du liquide dans la couche, ainsi qu'une augmentation de la concentration de sable dans le liquide, ce qui conduit à la mise en place d'une partie. Il se dépose au fond du puits ou dans la fissure près des parois du puits ^[7].

Une fois le processus de fissuration terminé et les grains de sable placés dans la fissure, la pression doit être progressivement réduite pour éviter de renvoyer du sable dans le puits

I.8.3. Pression d'injection

Si nous analysons la pression sur tout le chemin parcouru par le liquide depuis la surface jusqu'à ce qu'il pénètre dans la couche pendant le processus de craquage hydraulique, nous pouvons atteindre la relation entre la pression d'injection (pression de craquage en surface) et la pression à laquelle la couche est exposée à, que l'on appelle la pression de durcissement (la pression de fissuration prise au niveau de la couche soumise au traitement) qui est égale à la pression d'injection en surface, qui atteint le niveau de la couche avec une valeur inférieure du fait des pressions perdues par frottement entre le liquide et les parois des conduits d'injection, en plus de la pression de la colonne de liquide depuis le niveau de la couche jusqu'à la surface.

Pour que la couche se fissure et que des fissures se forment en son sein, la pression de traitement doit être supérieure à la pression critique des roches, c'est-à-dire que les fluides doivent être injectés avec une pression garantissant la condition susmentionnée (la pression d'injection est l'élément de base dans le traitement, qui détermine le type de dispositif d'injection qui doit être utilisé)

I.8.4. Sélection des couches

Les puits à traiter par fracturation hydraulique sont sélectionnés comme suit :

- Puits qui pénètrent dans un groupe de couches productives et ne contiennent pas d'interférences entre elles contenant de l'eau ou des gaz.
- Puits dont les tubages productifs sont en bon état de résistance et bien engraisés de l'extérieur.
- Des puits modernes (pas encore réalisés) dont on constate lors de leur pénétration dans les couches productives que leur perméabilité est faible.

- Puits qui donnent peu de rendement lors de la mise en production par rapport aux puits voisins, ou dans le cas où ils ne peuvent pas être mis en production par diverses autres méthodes.

I.9. Conclusion

La fracturation hydraulique est une technique utilisée pour augmenter la perméabilité d'un réservoir en créant des fractures dans la roche. Cela se fait en pompant du liquide, généralement de l'eau, à haute pression dans le puits de forage. Le liquide transporte des substances de support, telles que du sable ou des billes de céramique, qui se déposent ensuite dans les fractures. Les supports aident à maintenir les fractures ouvertes, ce qui permet d'augmenter le débit de fluide du réservoir vers le puits de forage.

La fracturation hydraulique est couramment utilisée dans les réservoirs à faible perméabilité, tels que les formations rocheuses. De tels réservoirs ont une perméabilité naturelle très faible, ce qui signifie que les liquides s'écoulent très lentement à travers les roches. La fracturation hydraulique peut augmenter la perméabilité de tels réservoirs en grands volumes, les rendant économiquement viables pour la production

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

Chapitre II

Modélisation des fractures hydrauliques par la technique LGR.

II.1. Introduction

Le modèle de simulation des fractures hydrauliques est un modèle mathématique utilisé pour simuler le l'effet de fracturation hydraulique sur la performance du réservoir. Le modèle de simulateur des fractures hydrauliques se compose de trois éléments principaux : le modèle de réservoir, le modèle de fracturation hydraulique et le modèle de puits.

Le modèle de réservoir décrit les propriétés de la formation rocheuse, telles que la porosité et la perméabilité, ainsi que la distribution du pétrole ou du gaz dans la formation. Le modèle de fracture hydraulique simule la création et la propagation des fractures dans la formation rocheuse. Le modèle de puits de forage décrit le comportement du fluide lorsqu'il s'écoule dans le puits de forage et dans la formation.

La modélisation du modèle de simulateur de fracturation hydraulique est une tâche complexe en raison du comportement non linéaire du fluide et de la formation rocheuse, de l'incertitude des propriétés de la formation et de la variabilité des paramètres opérationnels du processus de fracturation hydraulique. Pour relever ces défis, les ingénieurs utilisent des méthodes numériques avancées, telles que l'analyse par éléments finis et la dynamique des fluides numérique, pour résoudre les équations régissant le modèle de simulateur de fracturation hydraulique. Ils intègrent également des données provenant de mesures sur le terrain et d'expériences en laboratoire pour calibrer et valider le modèle.

Il existe plusieurs méthodes pour représenter les fracturations hydrauliques dans un modèle du simulateur Eclipse, à savoir :

- Raffinement local de la grille en anglais c'est Local Grid Refinement (LGR)
- Fractures conductrices (Eclipse 300)

Ce chapitre est consacré à expliquer la technique LGR et la procédure suivie pour son implémentation en Eclipse.

II.2. Définition de LGR

LGR est une technique utilisée dans Eclipse qui consiste à la division de blocs de grille grossiers en des cellules plus petites, afin d'obtenir une simulation plus détaillée dans les zones sensibles. Cette technique représente une fonctionnalité puissante intégrée au logiciel de simulation de réservoir Eclipse, qui permet le raffinement de la résolution de la grille dans des régions spécifiques d'intérêt à l'intérieur du modèle de réservoir.

En utilisant LGR, les ingénieurs peuvent obtenir un niveau de détail et de précision supérieur pour capturer les caractéristiques géologiques complexes et le comportement des écoulements de fluides. La fonctionnalité LGR permet de créer des grilles locales raffinées au sein d'une grille de fond plus grossière, en ciblant les zones nécessitant une résolution améliorée. Cela permet une représentation plus précise des hétérogénéités du réservoir, telles que les zones de **failles**, les **fractures** ou les **régions proches des puits**, ce qui se traduit par une amélioration des résultats de simulation et une meilleure compréhension du comportement du réservoir [8].

LGR dans Eclipse offre une flexibilité pour adapter la résolution de la grille en fonction de la complexité géologique et des objectifs de simulation, ce qui permet des prédictions plus fiables et une prise de décision éclairée dans la gestion des réservoirs.

II.3. Application de la technique LGR pour la modélisation des fractures

L'un des défis de la fracturation hydraulique est de s'assurer que le fluide de fracturation atteint toutes les zones de la formation rocheuse. Pour résoudre ce problème, certaines entreprises utilisent une technique appelée raffinement de grille locale, qui consiste à diviser le puits de forage en sections plus petites et à injecter le fluide de fracturation par étapes

Le raffinement du bloc local offre plusieurs avantages par rapport aux techniques traditionnelles de fracturation hydraulique. En injectant le fluide de fracturation par étapes, les entreprises peuvent s'assurer que le fluide atteint toutes les zones de la formation rocheuse, augmentant ainsi la quantité de gaz ou de pétrole pouvant être extraite. La fracture représentée par une épaisseur de l'ordre du centimètre, avec des valeurs de perméabilité et porosité.

II.3.1.1. Procédure de création de LGR

La création d'une LGR nécessite d'abord de spécifier une cellule ou une boîte de cellules identifiée par ses coordonnées de grille globales à remplacer par des cellules raffinées après la définition des cellules de grille raffinées pour le puits de forage et fracture. Le long du puits de forage, les grilles locales peuvent être essentiellement carrées ou s'affiner

progressivement vers le puits. La fracture doit être représentée par un raffinement progressif vers les blocs centraux. Seulement les blocs centraux minces représentent la fracture et la largeur du bloc doit recevoir une valeur suffisamment grande pour éviter les problèmes numériques. La figure II.1 illustre une représentation LGR graduelle qui pourrait être, par exemple, à la fois le puits et la fracture

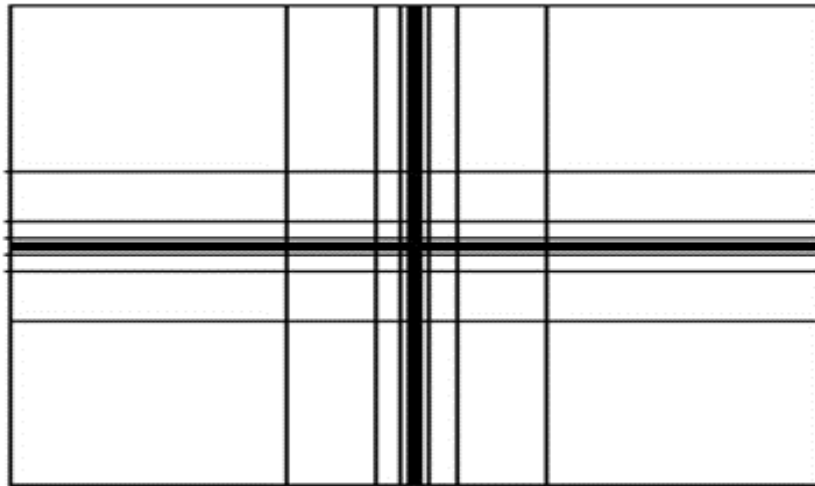


Figure II. 1 :Exemple de LGR cartésien graduel

L'utilisation de la méthode LGR permet d'obtenir une grande précision puisque la distribution de la pression et le mouvement des fluides sont introduits avec précision vers les puits de forage et les fractures. En outre, les facteurs affectant la performance de la fracturation peuvent être modélisés à l'intérieur de la fracture.

Le principal problème de cette technique est le temps de simulation pour les études réalisées sur les réservoirs homogènes, de grande taille avec la présence de plusieurs puits producteur et injecteurs. La simulation d'un tel cas, et si chaque puits présente une fracture hydraulique doit être représenté par le LGR, peut entraîner un trop grand nombre de blocs de grille raffinés et une simulation lente et inefficace.

II.3.1.2. Les principaux mots-clés utilisés dans Eclipse pour la création d'une LGR

Les principaux mots-clés utilisés dans Eclipse pour sont fournis dans le tableau 2 La première colonne de ce tableau représente la section dans laquelle le mot clé est utilisé dans le data file de Eclipse. La deuxième colonne représente le mot clé et les différents composants de ce chaque mot clé. La troisième colonne explique la fonction de chaque mot clé ^[9].

Tableau 2: Représentation de la fracturation hydraulique en éclipse par la méthode LGR

Section fichier de données	Mot-clé		Signification
RUNSPEC	LGR		Définit les options et les dimensions pour l'affinement pour l'affinement et le grossissement de la grille locale.
GRID	CARFIN	HXFIN, HYFIN, HZFIN / NXFIN, NYFIN, NZFIN	Est utilisé pour mettre en place une grille locale cartésienne raffinement. Il spécifie une cellule ou une boîte d'identifiée par ses coordonnées de grille globale à remplacer par les cellules affinées raffinées. Les dimensions de la grille affinée à l'intérieur de cette boîte sont spécifiées en tant que NX, NY, NZ.
		PERMX, PERMY, PERMZ, PORO	Spécifie une perméabilité directionnelle et des valeurs de la porosité au LGR
Schedule	WELSPECL		Définit un puits dans le LGR
	COMPDAL		Achèvement d'un puits dans le LGR

II.4. Conclusion

La méthode LGR est une méthode numérique qui peut être utilisée pour modéliser la fracturation hydraulique dans des puits verticaux et horizontaux. LGR est basée sur la méthode des éléments finis, une méthode numérique qui peut être utilisée pour résoudre des équations aux dérivées partielles.

La méthode LGR est capable de modéliser avec précision le comportement d'écoulement complexe des fractures hydrauliques, y compris l'interaction entre les fractures et les roches environnantes.

Chapitre III

Modélisation des fractures hydrauliques dans les réservoirs à faible perméabilité

III.1. Création d'un modèle de réservoir

Dans cette première étape, nous avons créé un modèle de réservoir. Le réservoir se compose de 19x36x80 cellules, $NX = 19$, $NY = 36$, $NZ = 80$. Ce nombre des cellules a été défini en utilisant le mot clé DIMENS. De plus nous avons fixé le nombre maximum de perforation dans chaque puits à 80 en utilisant le mot clé WELLDIMS. Les dimensions de la grille sont données par $DX=400$, $DY=400$, et $DZ=4$ pour toutes les cellules.

Le réservoir est constitué de 80 couches de cellules, réparties sur 3 couches géologiques, comme suit :

- Couche géologique 1 correspond aux couches de grille 1 – 30
- Couche géologique 2 correspond aux couches de grille 31 – 60
- Couche géologique 3 correspond aux couches de grille 61 – 80

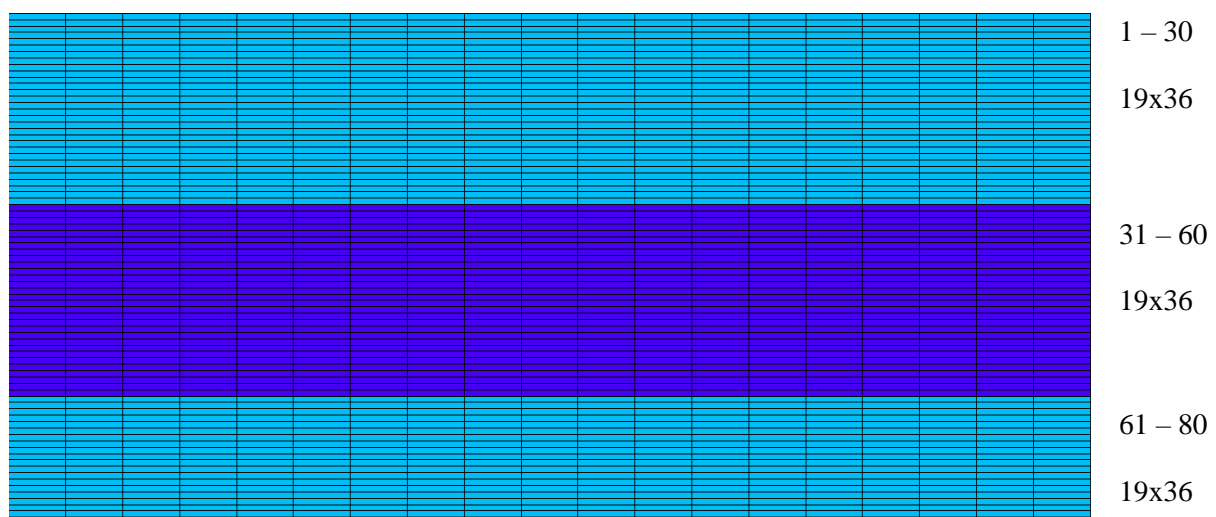


Figure III 1 : Les 3 couches géologiques

Les propriétés pétro-physiques de chaque couche géologique introduites par les mots clés PORO / PERM doivent être attribuées par couche géologique et maintenir les mêmes valeurs PERMX, PERMZ, PORO et NTG dans chaque couche géologique.

Tableau 3: présente ces propriétés pour chaque couche géologique

Couche 1	Couche 2	Couche 3
<ul style="list-style-type: none"> • PERMX: 50 mD • PERMY: 50 mD • PERMZ: 5 mD • PORO: 0.15 • NTG: 0.4 	<ul style="list-style-type: none"> • PERMX: 25 Md • PERMY: 25 mD • PERMZ: 2.5 mD • PORO: 0.12 • NTG: 0.3 	<ul style="list-style-type: none"> • PERMX: 50 mD • PERMY: 50 mD • PERMZ: 5 mD • PORO: 0.15 • NTG: 0.4

III.2. Modélisation des fractures par la méthode Local grid refinement

Comme nous avons mentionné dans le chapitre précédent, la méthode LGR est une technique d'Eclipse qui permet de diviser des blocs de grille grossière en cellules plus petites, afin d'obtenir une simulation plus détaillée dans les zones sensibles. Dans notre cas, ces zones sensibles représentent l'emplacement des fractures dans le réservoir.

Afin de modéliser les fractures et son effet sur la performance des réservoirs, des blocs de grille affinés ont été créés autour des puits et dans la zone fracturée en utilisant le mot clé LGR dans Eclipse. Le degré d'affinement le long des puits et dans la zone de fracture a été déterminé à l'aide d'analyses de sensibilité. L'affinement du puits est spécifié dans Eclipse comme N_x , N_y et N_z , ce qui signifie le niveau d'affinement dans les directions I, J et K respectivement.

III.2.1. Analyse de sensibilité de la dimension de LGR

Une analyse de sensibilité a été réalisée sur l'impact de dimension de LGR autour du puits producteur. L'affinement dans la direction K n'était pas nécessaire puisque les blocs de la grille étaient initialement suffisamment affinés dans cette direction. Les différentes dimensions utilisées dans les analyses de sensibilité sont indiquées dans le **tableau 4**.

Tableau 4: Analyses de sensibilité pour la détermination du LGR du puits

N_x	N_y	N_z
5	5	1
7	7	1
9	9	1
11	11	1

L'efficacité de récupération du pétrole et le temps de calcul durant la simulation ont été choisis comme les critères de sélection et d'évaluation du nombre de raffinements de la grille locale à utiliser pour la simulation des fractures.

Le raffinement optimal sera celui qui présente de faibles changements dans la production, par rapport à la grille la plus fine, tout en réduisant considérablement le temps de simulation. Les résultats de l'analyse de sensibilité de la dimension de LGR sont présentés dans les figures III .2 et III .3.

D'après ces figures, on peut constater que tous les raffinements ont montré peu de changement dans la production, comparé au LGR plus fin 5x5x1, mais cette dernière a fourni

un temps de simulation le plus efficace. Donc le raffinement 5x5x1 a été retenu pour le modèle de simulation des fractures dans cette thèse.

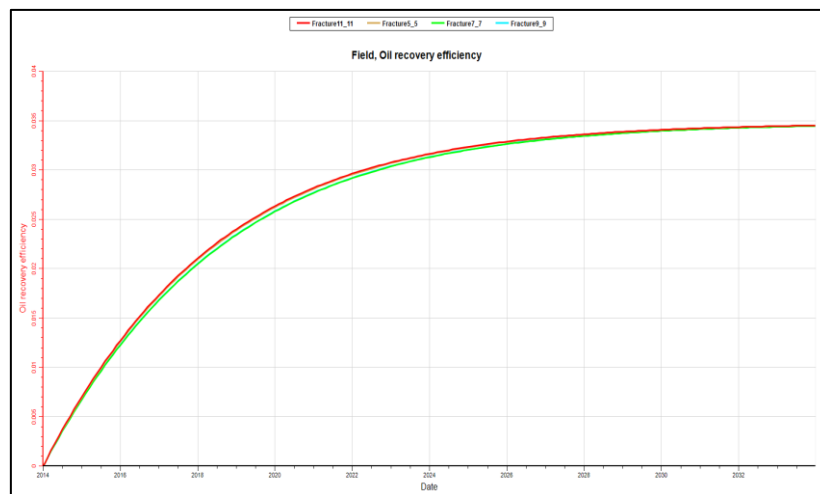


Figure III 2 :Efficacité de récupération du pétrole pour différentes dimension de LGR

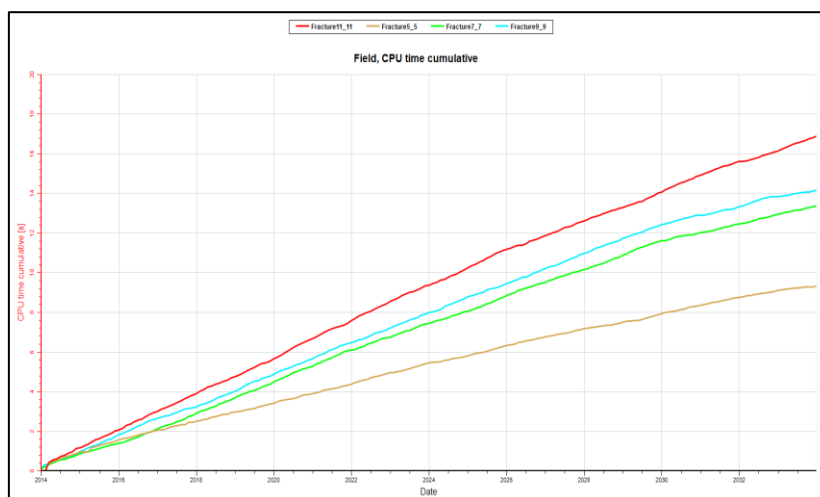


Figure III 3 :Temps de simulation pour différentes dimensions de LGR

III.2.2. Effet de la demi-longueur de la fracture

Dans cette section nous avons tester pour la méthode LGR, l'effet des changements dans la longueur de la fracture en tenant compte de la taille du bloc global est de 400X400 pieds.

La taille du bloc global est de 400X400 pieds, la demi-longueur de fracture (x_f) a généralement été exécutée pour 4 cas :

- 75 ft (la cellule globale est partiellement fracturée)
- 200 ft (la cellule globale est totalement fracturée)
- 300 ft (la cellule voisine est également partiellement fracturée)
- 410 ft (la cellule voisine est également partiellement fracturée)

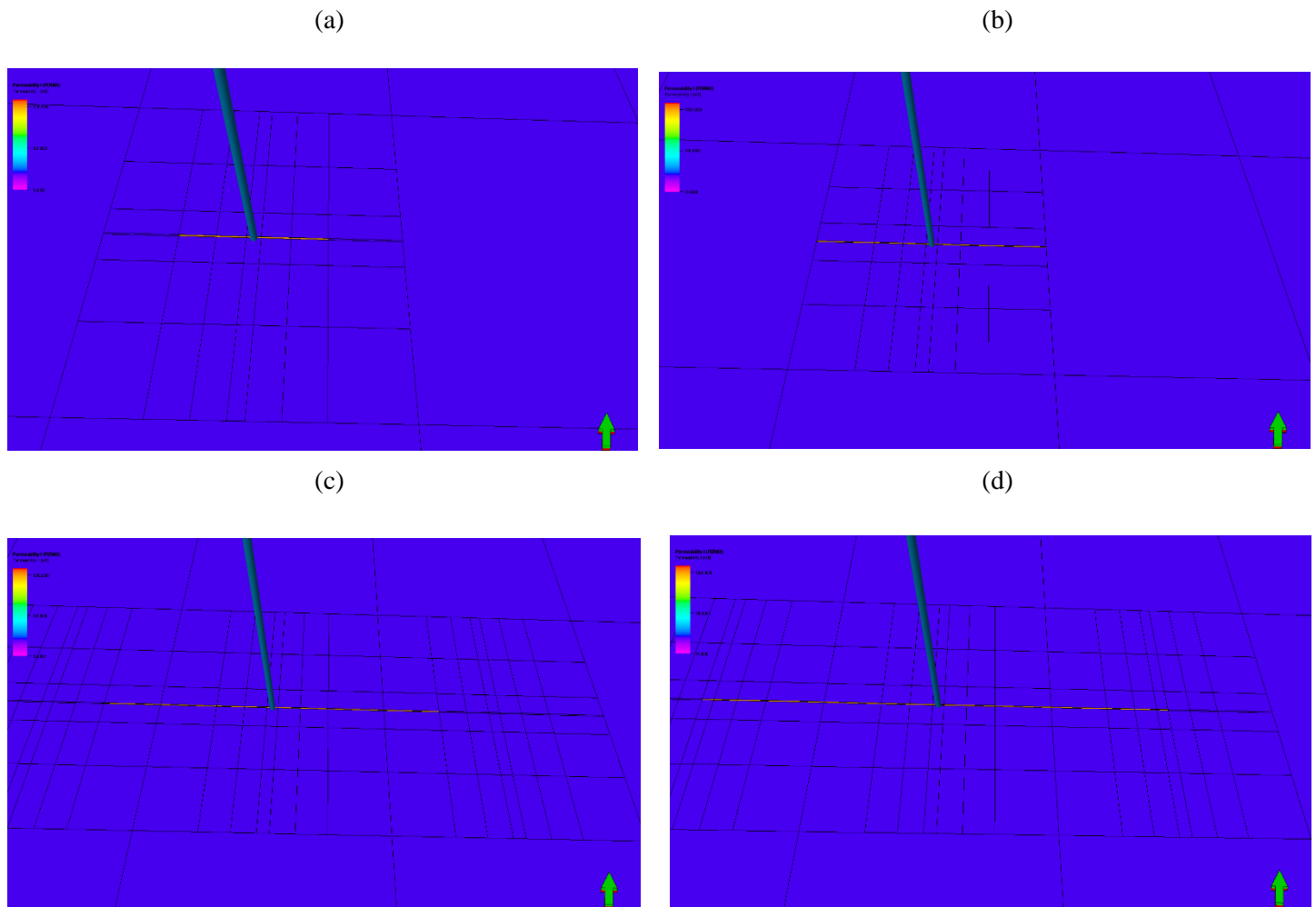


Figure III 4 :Représentation de la fracture créée par la méthode LGR pour différente demi-longueur : (a) demi-longueur =75 ft ; (b) demi-longueur =200 ft ; (c) demi-longueur =300 ft ; (d) demi-longueur =410 ft

La figure 4 présente les 4 fractures créées par la méthode LGR pour les quatre cas. L'ensemble des cellules raffinées en rouge caractérisées par une perméabilité élevée représente la fracture qui s'étend dans la direction x avec une demi-longueur de fracture de 75 ft, 200 ft, 300 ft et 410 ft dans la figure III .4a, figure III .4b, figure III .4c, et figure III .4d, respectivement. Les cellules en bleu représentent les cellules raffinées et non raffinées caractérisées par une faible perméabilité. Le cylindre au centre de chaque LGR représente le puits de production.

La demi-longueur optimale sera celle qui présente du meilleur volume cumulé de pétrole produit. Dans les cas où la simulation présente les mêmes résultats un deuxième facteur qui est le temps de simulation est pris en considération. Les figures III .5 et III .6 montrent les résultats de la simulation à travers volume cumulé du pétrole produit et le temps de simulation pour différentes demi-longueurs.

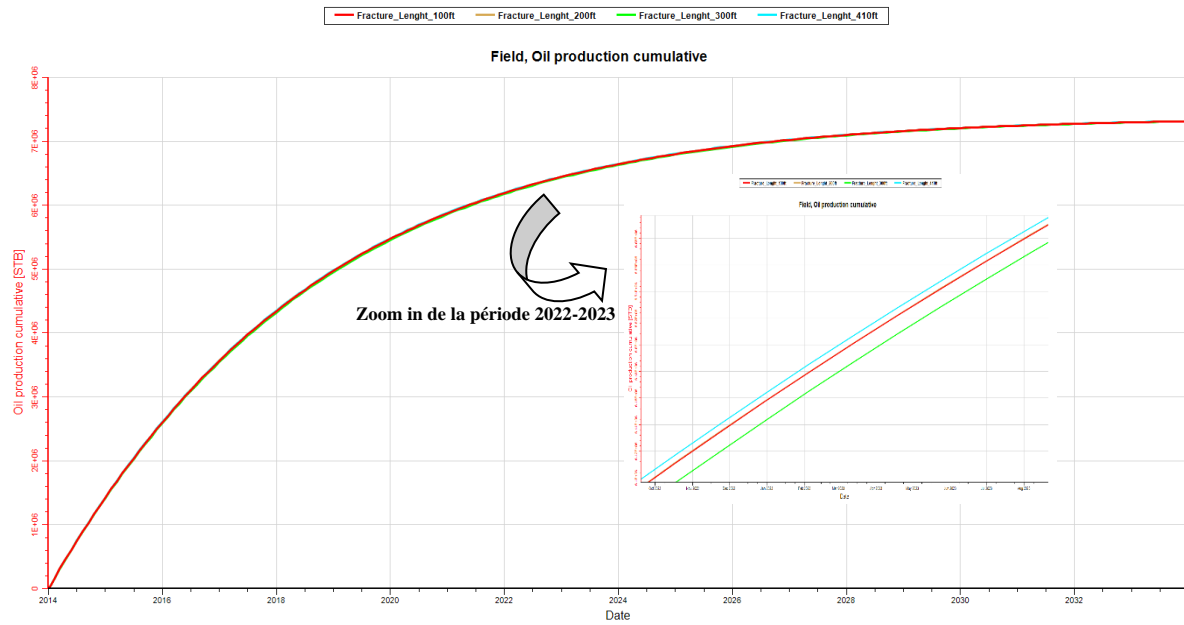


Figure III 5 :Volume cumulé du pétrole produit pour les quatre demi-longueur

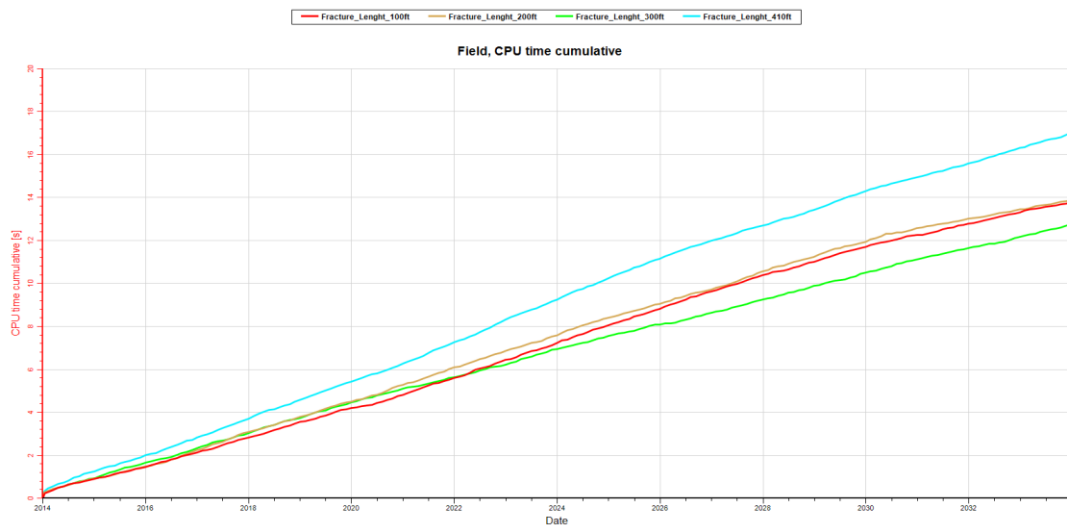


Figure III 6 : Temps de simulation pour les quatre demi-longueur

D'après ces figures nous pouvons dire que les quatre demi-longueurs de la fracture présentent une légère différence du volume cumulé du pétrole. Sur la base de ces résultats, on peut dire qu'une augmentation de la longueur de fracture ne donnera pas nécessairement un gain significatif de productivité du puits. En d'autres termes, les fractures longues donneraient une productivité plus élevée que les fractures courtes lorsque le nombre des fractures augmente.

III.2.3. Effet de largeur

Dans cette section on a réalisé une investigation de l'effet des changements de la largeur de la fracture. La taille de LGR est de 400 x 400 ft, et la largeur de la fraction (y_f) a généralement été exécutée pour deux cas : un cas de largeur de la fracture de 1 ft et un autre cas de la largeur de la fracture de 2 ft.

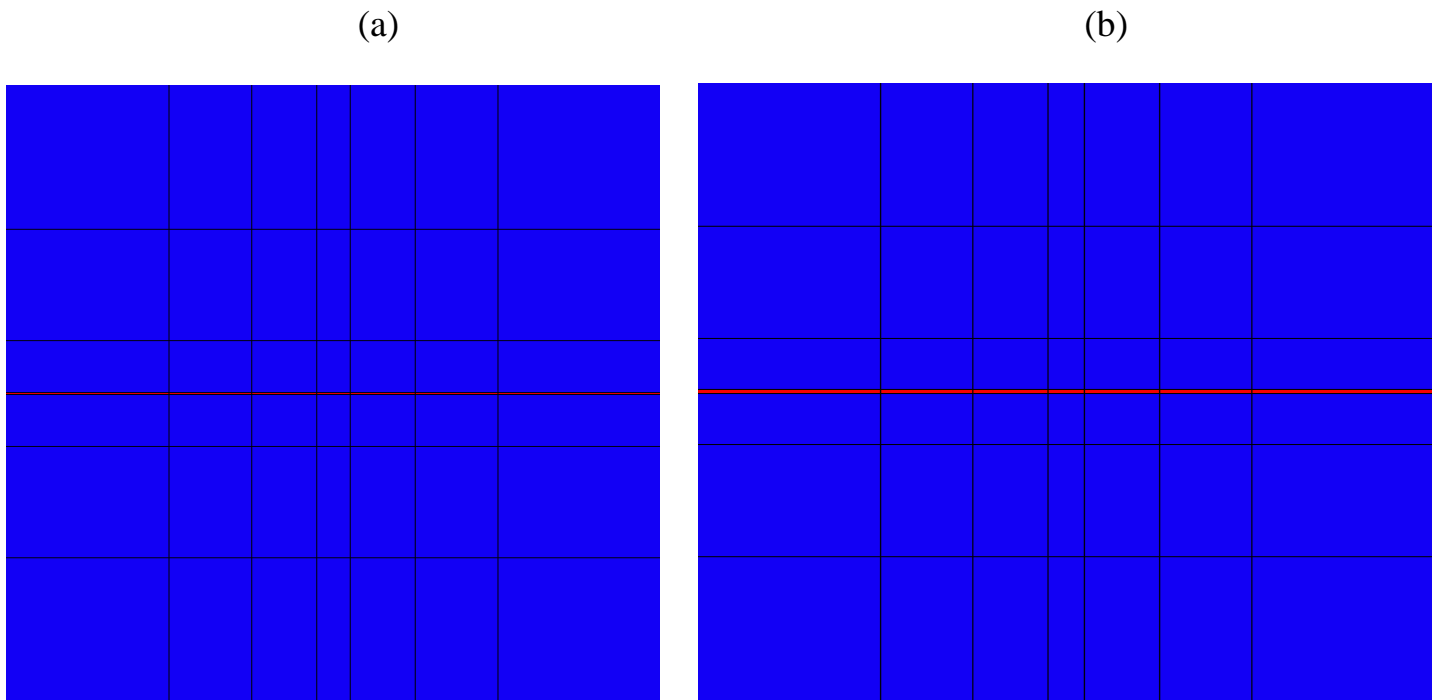


Figure III 7: Représentation de la fracture créée par la méthode LGR pour différente largeur :
(a) largeur = 1 ft ; (b) largeur = 2 ft

Il faut noter que on a choisi ces deux valeurs pour représenter la fracture hydraulique dans les blocs centraux, car il ne sera pas pratique d'affiner les cellules de la grille jusqu'à la largeur réelle de la fracture, vu que le rayon du puits de forage était de 0,5 pied et que la largeur de la fracture devait être supérieure à cette dimension. La figure III .7 présente le bloc de grille où la fracture s'étend dans la direction y avec une largeur de fracture de 1ft pour le cas (a), et une largeur de fracture de 1ft pour le cas (b).

Le figure III .8 représente les résultats de la simulation de taux de production du pétrole dans un puits vertical, pour un cas d'une fracture de largeur de 1ft et un autre avec une fracture de largeur de 2ft. Cette figure indique que la largeur de fracture a un impact significatif sur le facteur de récupération. En effet, les fractures plus larges ont généralement une conductivité plus élevée, ce qui signifie qu'elles offrent moins de résistance à l'écoulement des fluides.

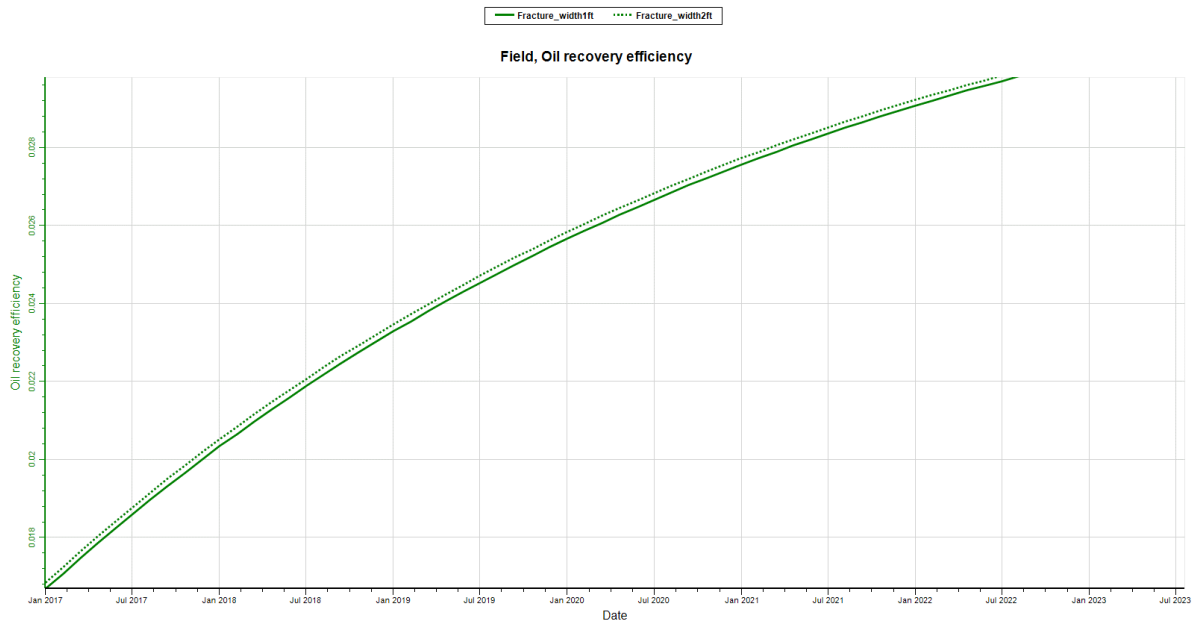


Figure III 8: Efficacité de récupération du pétrole pour différentes valeurs de de largeur

Cela facilite le mouvement des fluides du réservoir vers le puits de forage, ce qui améliore le facteur de récupération, car la largeur des fractures affecte directement la capacité d'écoulement des fractures elles-mêmes. Les fractures plus larges ont une plus grande section transversale disponible pour l'écoulement des fluides, ce qui permet des débits plus élevés et éventuellement des taux de récupération plus importants.

III.3. Modélisation des fractures dans un puits vertical

Après l'investigation de différents paramètres de la fracture en utilisant la méthode LGR, et afin de comprendre l'effet de la fracturation hydraulique nous avons appliqué dans cette section le modèle de la fracture LGR développé dans la section précédente à plusieurs scénarios.

Le premier scénario était un cas de base pour un puits verticale qui produit le pétrole à partir un réservoir de faible perméabilité dans où aucune fracture est induite. Les résultats de la simulation du scénario 1 ont été ensuite comparé à un deuxième scénario d'un puits vertical produit à partir un réservoir fracturé seulement dans la couche intermédiaire. Un troisième scénario a été simuler, est celui d'un puits vertical produit à partir un réservoir fracturé dans les trois couches. L'objectif principal de la comparaison entre les trois scénarios est d'analyser l'augmentation de la production d'un réservoir fracturé avec réservoir non fracturés de faible perméabilité.

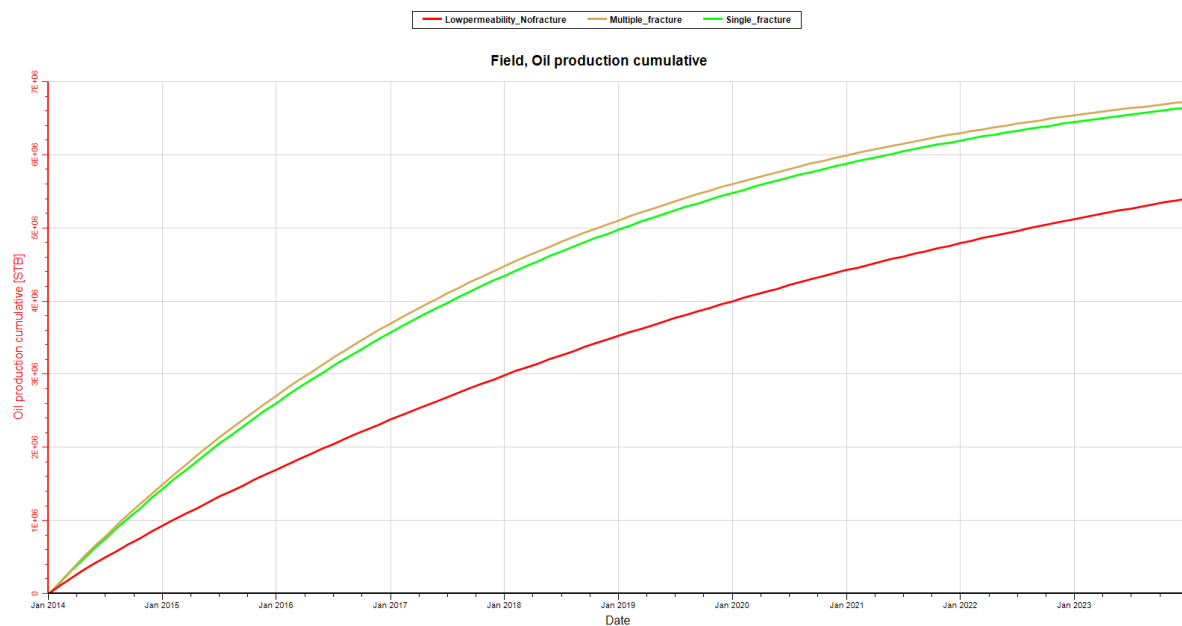


Figure III 9: Efficacité de récupération du pétrole d'un puits vertical puits fracturés et non fracturés

La figure III.9 montre les résultats de la simulation des trois scénarios, le volume total cumulé en fonction du temps. Les résultats montrent clairement que le volume du pétrole produit est considérablement faible pour les réservoirs qui ne présente aucune fracture, et que plus le nombre de fracture augmente plus le volume produit augmente, car l'augmentation de la perméabilité à proximité du puits de forage, augmente la connectivité entre les puits et le réservoir et améliore l'efficacité de l'écoulement des fluides. Ces résultats confirment la fiabilité du code Eclipse que nous avons établi dans la première section pour créer des fractures autour le puits de production en utilisant la méthode éclipse.

III.4. Modélisation des fractures dans un puits horizontal

III.4.1. Méthodologie de la modélisation numérique

La modélisation des fractures dans les puits horizontaux est similaire à la modélisation numérique des puits verticaux homogènes décrite précédemment. Le même modèle avec des données synthétiques du réservoir, de la géométrie des fractures et des propriétés des fluides.

Un puits horizontal a été placé dans la cellule 45 du modèle, comme la montre la figure III .10. Le cylindre qui pénètre dans les cellules horizontale (figure III .10a), ensuite déplace horizontalement représente (figure III .10b). Ce drain horizontal contient plusieurs perforations (les bulles) comme le montre cette figure. L'ensemble des cellules du bloc LGR en rouge représente la fracture hydraulique caractérisée par une perméabilité élevée, les autres cellules en rose sont caractérisées par une faible perméabilité.

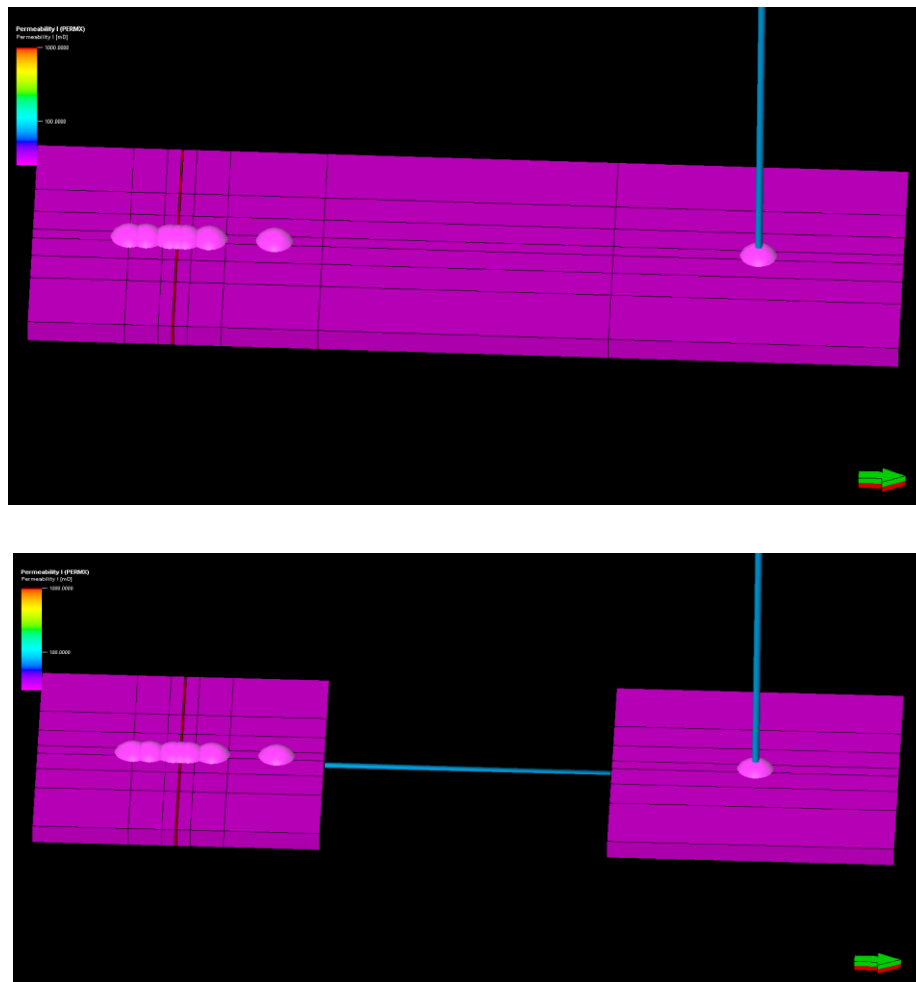


Figure III 10: Emplacement des fractures hydrauliques transversales du puits horizontal modélisé à l'aide de la méthode LGR.

III.4.2. L'effet des fractures multiples

Afin de créer de comparer l'effet du nombre des fractures dans le cas d'un puits horizontale, deux scénarios ont été simulé dans cette section. Le premier scénario représente un drain horizontal avec une seule fracture induite avec une demi-longueur de fracture de 200 ft, taille de LGR de 7x7 et une largeur d'équivalente supérieure au rayon du puits de 2 ft.

Dans le deuxième scénario trois fractures transversales, demi-longueur de fracture de 200 ft taille de LGR de 7x7 et une largeur d'équivalente supérieure au rayon du puits de 2 ft, ont été créées et modélisées. Le puits est en rouge au centre de l'image.

L'objectif de cette comparaison est de comprendre comment le nombre de fractures hydrauliques dans le drain horizontal peut influencer le facteur de récupération. La figure III.11 montre les résultats de simulation pour un puits horizontal avec une seule fracture et avec plusieurs fractures.

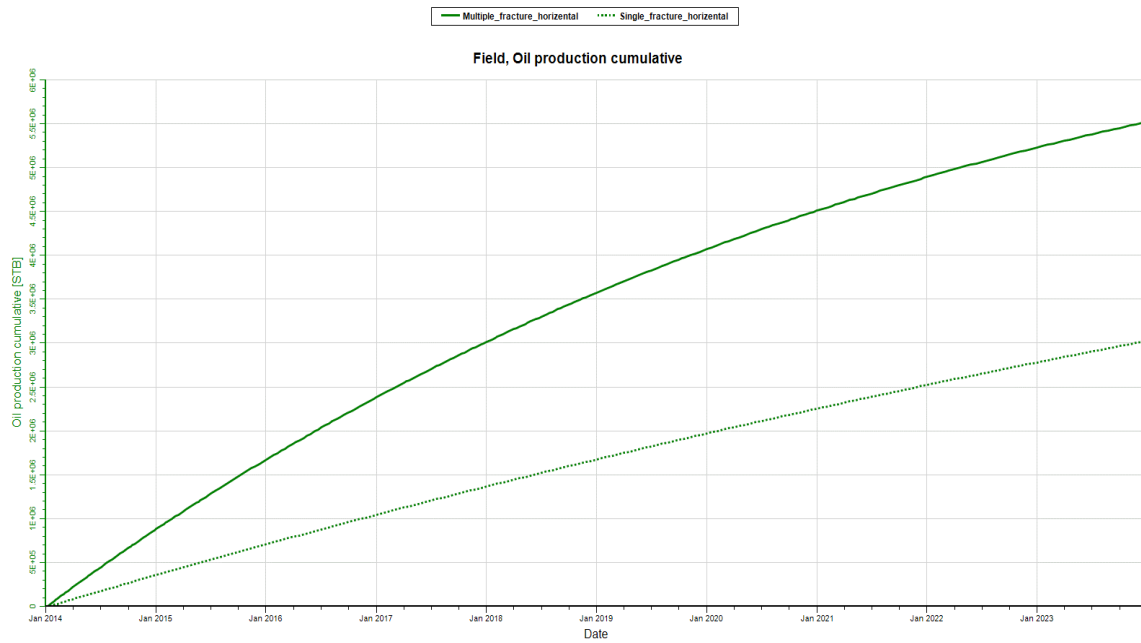


Figure III 11: Simulation de la production pétrolière dans un puits horizontal

A partir cette figure on peut observer la production cumulée de pétrole dans le cas où nous avons des fractures hydrauliques multiples est considérablement élevée. Nous pouvons constater que la situation optimale est très probablement le cas avec stimulations de 3 fractures. Les fractures multiples d'un puits horizontal relient différentes régions du réservoir qui pourraient autrement être isolées. Cela permet une meilleure communication entre les différentes sections du réservoir, ce qui améliore le drainage et la récupération.

Conclusion générale

De manière générale, les résultats de cette étude ont montré l'importance de considérer la longueur et la largeur des fractures hydrauliques dans les opérations de fracturation hydraulique. La méthode LGR peut être un outil utile pour étudier l'effet de différents paramètres de fracturation sur les taux de rendement en pétrole et peut aider à améliorer la conception des procédés de fracturation hydraulique pour maximiser la production.

Le nombre de fractures hydrauliques est un paramètre important dans les opérations de fracturation hydraulique, car il peut affecter de manière significative la production de pétrole ou de gaz à partir d'un réservoir. L'amélioration du nombre de fractures peut aider à maximiser la production de pétrole tout en réduisant le coût et l'impact environnemental de l'opération.

La modélisation de la fracture hydraulique présente plusieurs avantages :

- Optimisation de la production : la modélisation de la fracturation hydraulique peut aider les opérateurs à concevoir et à optimiser les traitements de fracturation hydraulique pour optimiser la production de pétrole et de gaz à partir d'un réservoir.
- Réduction des risques : la modélisation des fractures hydrauliques peut aider les opérateurs à réduire les risques liés aux traitements des fractures hydrauliques en identifiant les problèmes potentiels et en développant des stratégies d'atténuation.
- Augmenter l'efficacité : la modélisation de la fracturation hydraulique peut aider les opérateurs à améliorer l'efficacité des traitements de fracturation hydraulique en réduisant le temps et les ressources nécessaires pour les concevoir et les mettre en œuvre.

Bibliographie

[1]. Salamanca, Marina Sacramento. Modeling of fractured producer and injection in low permeability reservoir. MS thesis. Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk, 2013.

[2].Sultan Al-Harrasi (2010). Fracturing Equipment, Halliburton.

[3].By Eng. Mohammed Al Ahmad.Hydraulic Fracturing

[4]. IFP training, Basic hydraulic fracturing, 2015

[5]. Fjær, E., Holt, R.M, Horsrud, P., Raaen, A.M., Risnes, R.; “Petroleum Related Rock Mechanics –2nd Edition”, Elsevier, Netherland, 2008

[6]. Valkó, P., Economides, M.J.; “Hydraulic Fracture Mechanics”, Wiley, England, 1995.

[7]. <https://www.emufeed.com/ar/article/>

[8]. y, J.L., Holditch, S.A., Nierode, D.E. et al. (1989). Three-Dimensional Fracture Propagation Models. In Recent Advances in Hydraulic Fracturing, 12. Chap. 5, 95. Richardson, Texas: Monograph Series, SPE.

[9]. Salamanca, Marina Sacramento. Modeling of fractured producer and injection in low permeability reservoir. MS thesis. Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk, 2013.

Annexe A Cas de simulation

Les cas de simulation de réservoir Eclipse pour l'étude comparative sur les méthodes de simulation Les puits hydrauliquement fracturés sont situés sur la zone du projet :

A.1 Exemple sur montage Eclipse LGR pour un puits vertical avec 3 fractures

-- -- WELL SEGMENT SIMULATION MODEL Nov. 2022

- ZONE 1 K: 1 - 30

-- ZONE 2 K: 31 - 60

-- ZONE 3 K: 61 -80

=====

RUNSPEC

TITLE

3D LGR Fracture Model 7x7

-- Number of cells

-- NX NY NZ

-- -- -- --

DIMENS

19 36 80/

-- Phases

Oil

Water

-- Units

Field

-- Maximum well/connection/group values

-- #wells #cons/w #grps #wells/grp

-- -----

WELLDIMS

1 80 2 1 /

-- Maximum number of saturation (relative permeability) tables

Annexe

TABDIMS

2 /

-- Unified output files

-- To put all output data files in one file

UNIFOUT

-- Simulation start date

START

1 JAN 2014 /

=====

GRID

EQUALS

-- Keyword Value X1 X2 Y1 Y2 Z1 Z2

DX 400 1 19 1 36 1 80 /

DY 400 /

DZ 4 /

TOPS 8000 1 19 1 36 1 1 /

PERMX 50 1 19 1 36 1 30/

PERMY 50 /

PERMZ 5 /

PORO 0.15 /

NTG 0.4 /

PERMX 25 1 19 1 36 31 60/

PERMY 25 /

PERMZ 2.5 /

PORO 0.12 /

NTG 0.3 /

PERMX 50 1 19 1 36 61 80/

PERMY 50 /

Annexe

PERMZ 5 /

PORO 0.15 /

NTG 0.4 /

/

CARFIN

'LGR1' 10 10 18 18 1 80 7 7 80 1 /

HXFIN

100 50 40 20 40 50 100 /

HYFIN

94 72 33 2 33 72 94 /

NZFIN

80*1 /

EQUALS

--Name Value

PERMX 1000 1 7 4 4 45 45 /

PERMY 1000 /

PERMZ 1000 /

PORO 0.30 /

/

EQUALS

--Name Value

PERMX 1000 1 7 4 4 15 15 /

PERMY 1000 /

PERMZ 1000 /

PORO 0.30 /

/

EQUALS

--Name Value

PERMX 1000 1 7 4 4 75 75 /

PERMY 1000 /

PERMZ 1000 /

Annexe

PORO 0.30 /

/

ENDFIN

ENDFIN

ENDFIN

-- Output file with geometry and rock properties (.INIT)

INIT

=====

PROPS

-- Densities in lb/ft3

-- Oil Wat Gas

-- --- --- ---

DENSITY

49 63 0.01 /

-- PVT data for dead oil

-- P Bo Vis

-- ---- ---- ----

PVDO

300 1.25 1.0

800 1.20 1.1

6000 1.15 2.0/

-- PVT data for water

-- P Bw Cw Vis Viscosity

-- ---- ---- ---- ---- ----

PVTW

4500 1.02 3E-06 0.8 0.0 /

-- Rock compressibility

-- P Cr

-- ---- ----

ROCK

4500 4E-06 /

Annexe

-- Water and oil rel perms & capillary pressures

-- Sw Krw Kro Pc

-- -----

SWOF

-- table 1 for 50mD

0.15 0.0 0.9 4.0

0.45 0.2 0.3 0.8

0.68 0.4 0.1 0.2

0.8 0.55 0.0 0.1

1.0 1.0 0.0 0.0/

-- table 2 for 25mD

0.25 0.0 0.9 9.0

0.50 0.2 0.3 1.8

0.70 0.4 0.1 0.45

0.8 0.55 0.0 0.22

1.0 1.0 0.0 0.0/

=====
REGIONS

SATNUM

--To specify the relative permeability table to use for each layer

20520*2 20520*1 13680*2 /

=====
SOLUTION

-- Initial equilibration conditions

-- Datum Pi@datum WOC Pc@WOC

-- -----

EQUIL

8075 4500 8500 0 /

-- Output to Restart file for t=0 (.UNRST)

-- Restart file

-- for init cond

Annexe

-- -----

RPTRST

BASIC=2 /

SUMMARY

-- Field average pressure

FPR

-- Bottomhole pressure of all wells

WBHP

prod

inj /

-- Field Oil Production Rate

FOPR

-- Field Water Production Rate

FWPR

-- Field Oil Production Total

FOPT

-- Field Water Production Total

FWPT

-- Field Volume Production Rate

FVPR

-- Water cut in PROD

WWCT

prod /

-- CPU usage

TCPU

-- Create Excel readable Run Summary file (.RSM)

EXCEL

SCHEDULE

-- Output to Restart file for t>0 (.UNRST)

Annexe

```
-- Restart file
-- every step
-- -----

RPTRST

BASIC=2 /

-- Location of wellhead and pressure gauge
-- Well Well LGR Location BHP Pref.
-- name group name I J datum phase
-- -----

WELSPECL

    prod G1 LGR1 4 4 8075 OIL /

/

-- Completion interval
-- Well LGR Location Interval Status Well
-- name name I J K1 K2 O or S ID
-- -----

COMPDATL

    prod LGR1 4 4 1 80 open 1* 1* 0.5 /

/

-- Production control
-- Well Status Control Oil Wat Gas Liq Resv BHP
-- name mode rate rate rate rate rate limit
-- -----

WCONPROD

    prod open lrat 3* 10000 1* 2000/

/

-- Number and size (days) of timesteps

TSTEP

    15*200 /

END
```

A.2 Exemple sur le montage Eclipse LGR pour un puits horizontal avec 3fractures

-- Nov. 2023

=====

RUNSPEC

TITLE

Example on Eclipse LGR set-up for a horizontal well

-- Number of cells

-- NX NY NZ

-- -- -- --

DIMENS

19 36 80/

-- Phases

Oil

Water

-- Units

Field

-- Maximum well/connection/group values

-- #wells #cons/w #grps #wells/grp

-- -----

WELLDIMS

1 80 2 1 /

-- Maximum number of saturation (relative permeability) tables

TABDIMS

2 /

-- Unified output files

-- To put all output data files in one file

UNIFOUT

LGR

--maximum number maximum number MCOARS MAMALG MXLALG

--of LGRs of cells in each LGR

13 400 0 1 13 /

Annexe

-- Simulation start date

START

1 JAN 2014 /

GRID

EQUALS

-- Keyword Value X1 X2 Y1 Y2 Z1 Z2

DX 400 1 19 1 36 1 80 /

DY 400 /

DZ 4 /

TOPS 8000 1 19 1 36 1 1 /

PERMX 50 1 19 1 36 1 30/

PERMY 50 /

PERMZ 5 /

PORO 0.15 /

NTG 0.4 /

PERMX 25 1 19 1 36 31 60/

PERMY 25 /

PERMZ 2.5 /

PORO 0.12 /

NTG 0.3 /

PERMX 50 1 19 1 36 61 80/

PERMY 50 /

PERMZ 5 /

PORO 0.15 /

NTG 0.4 /

/

--Perforation N°1

Annexe

CARFIN

'LGR1' 10 10 18 18 45 45 7 1 1 1 /

HXFIN

100 50 40 20 40 50 100 /

HZFIN

4 /

ENDFIN

--Perforation N°2

CARFIN

'LGR2' 10 10 19 19 45 45 7 1 1 1 /

HXFIN

100 50 40 20 40 50 100 /

HZFIN

4 /

ENDFIN

--Fracture & Perforation N°3

CARFIN

'LGR3' 10 10 20 20 45 45 7 7 1 1 /

HXFIN

100 50 40 20 40 50 100 /

HYFIN

100 35 14 2 14 35 100 /

HZFIN

4 /

EQUALS

--Name Value

PERMX 1000 1 7 4 4 1 1 /

PERMY 1000 /

PERMZ 1000 /

PORO 0.30 /

/

Annexe

ENDFIN

--Perforation N°4

CARFIN

'LGR4' 10 10 21 21 45 45 7 1 1 1 /

HXFIN

100 50 40 20 40 50 100 /

HZFIN

4 /

ENDFIN

--Perforation N°5

CARFIN

'LGR5' 10 10 22 22 45 45 7 1 1 1 /

HXFIN

100 50 40 20 40 50 100 /

HZFIN

4 /

ENDFIN

--Perforation N°6

CARFIN

'LGR6' 10 10 23 23 45 45 7 1 1 1 /

HXFIN

100 50 40 20 40 50 100 /

HZFIN

4 /

ENDFIN

--Fracture & Perforation N°7

CARFIN

'LGR7' 10 10 24 24 45 45 7 7 1 1 /

HXFIN

100 50 40 20 40 50 100 /

HYFIN

Annexe

100 35 14 2 14 35 100/

HZFIN

4 /

--Perforation N°8

CARFIN

'LGR8' 10 10 25 25 45 45 7 1 1 1 /

HXFIN

100 50 40 20 40 50 100 /

HZFIN

4 /

ENDFIN

--Perforation N°9

CARFIN

'LGR9' 10 10 26 26 45 45 7 1 1 1 /

HXFIN

100 50 40 20 40 50 100 /

HZFIN

4 /

ENDFIN

--Perforation N°10

CARFIN

'LGR10' 10 10 27 27 45 45 7 1 1 1 /

HXFIN

100 50 40 20 40 50 100 /

HZFIN

4 /--Perforation N°11

CARFIN

'LGR11' 10 10 28 28 45 45 7 1 1 1 /

HXFIN

100 50 40 20 40 50 100 /

HZFIN

Annexe

4 /

--Fracture & Perforation N°12

CARFIN

'LGR12' 10 10 29 29 45 45 7 7 1 1 /

HXFIN

100 50 40 20 40 50 100 /

HYFIN

100 35 14 2 14 35 100 /

HZFIN

4 /

EQUALS

--Name Value

PERMX 1000 1 7 4 4 1 1 /

PERMY 1000 /

PERMZ 1000 /

PORO 0.30 /

/

ENDFIN

--Perforation N°13

CARFIN

'LGR13' 10 10 30 30 45 45 7 1 1 1 /

HXFIN

100 50 40 20 40 50 100 /

HZFIN

4 /

ENDFIN

AMALGAM

'LGR*' /

/

-- Output file with geometry and rock properties (.INIT)

INIT

Annexe

PROPS

-- Densities in lb/ft3

-- Oil Wat Gas

-- --- --- ---

DENSITY

49 63 0.01 /

-- PVT data for dead oil

-- P Bo Vis

-- ---- ---- ----

PVDO

300 1.25 1.0

800 1.20 1.1

6000 1.15 2.0/

-- PVT data for water

-- P Bw Cw Vis Viscosibility

-- ---- ---- ---- ---- -----

PVTW

4500 1.02 3E-06 0.8 0.0 /

-- Rock compressibility

-- P Cr

-- ---- ----

ROCK

4500 4E-06 /

-- Water and oil rel perms & capillary pressures

-- Sw Krw Kro Pc

-- ---- ---- --- ----

SWOF

-- table 1 for 50mD

0.15 0.0 0.9 4.0

0.45 0.2 0.3 0.8

Annexe

0.68 0.4 0.1 0.2

0.8 0.55 0.0 0.1

1.0 1.0 0.0 0.0/

-- table 2 for 25mD

0.25 0.0 0.9 9.0

0.50 0.2 0.3 1.8

0.70 0.4 0.1 0.45

0.8 0.55 0.0 0.22

1.0 1.0 0.0 0.0/

=====
REGIONS

SATNUM

--To specify the relative permeability table to use for each layer

20520*2 20520*1 13680*2 /

=====
SOLUTION

-- Initial equilibration conditions

-- Datum Pi@datum WOC Pc@WOC

-- -----

EQUIL

8075 4500 8500 0 /

-- Output to Restart file for t=0 (.UNRST)

-- Restart file

-- for init cond

-- -----

RPTRST

BASIC=2 /

=====
SUMMARY

-- Field average pressure

FPR

Annexe

-- Bottomhole pressure of all wells

WBHP

prod

inj /

-- Field Oil Production Rate

FOPR

-- Field Water Production Rate

FWPR

-- Field Oil Production Total

FOPT

-- Field Water Production Total

FWPT

-- Field Volume Production Rate

FVPR

-- Water cut in PROD

WWCT

prod /

-- CPU usage

TCPU

-- Create Excel readable Run Summary file (.RSM)

EXCEL

=====

SCHEDULE

-- Output to Restart file for t>0 (.UNRST)

-- Restart file

-- every step

-- -----

RPTRST

BASIC=2 /

-- Location of wellhead and pressure gauge

-- Well Well LGR Location BHP Pref.

Annexe

-- name group name I J datum phase

-- -----

WELSPECL

prod G1 LGR1 4 1 8075 OIL /

/

-- Completion interval

-- Well LGR Location Interval Status Well

-- name name I J K1 K2 O or S ID

-- -----

COMPDATL

prod LGR1 4 1 1 1 open 1* 1* 0.5 /

prod LGR2 4 1 1 1 open 1* 1* 0.5 /

prod LGR3 4 1 1 1 open 1* 1* 0.5 /

prod LGR3 4 2 1 1 open 1* 1* 0.5 /

prod LGR3 4 3 1 1 open 1* 1* 0.5 /

prod LGR3 4 4 1 1 open 1* 1* 0.5 /

prod LGR3 4 5 1 1 open 1* 1* 0.5 /

prod LGR3 4 6 1 1 open 1* 1* 0.5 /

prod LGR3 4 7 1 1 open 1* 1* 0.5 /

prod LGR4 4 1 1 1 open 1* 1* 0.5 /

prod LGR5 4 1 1 1 open 1* 1* 0.5 /

prod LGR6 4 1 1 1 open 1* 1* 0.5 /

prod LGR7 4 1 1 1 open 1* 1* 0.5 /

prod LGR7 4 2 1 1 open 1* 1* 0.5 /

prod LGR7 4 3 1 1 open 1* 1* 0.5 /

prod LGR7 4 4 1 1 open 1* 1* 0.5 /

prod LGR7 4 5 1 1 open 1* 1* 0.5 /

prod LGR7 4 6 1 1 open 1* 1* 0.5 /

prod LGR7 4 7 1 1 open 1* 1* 0.5 /

prod LGR8 4 1 1 1 open 1* 1* 0.5 /

prod LGR9 4 1 1 1 open 1* 1* 0.5 /

Annexe

```
prod LGR10 4 1 1 1 open 1* 1* 0.5 /
prod LGR11 4 1 1 1 open 1* 1* 0.5 /
prod LGR12 4 1 1 1 open 1* 1* 0.5 /
prod LGR12 4 2 1 1 open 1* 1* 0.5 /
prod LGR12 4 3 1 1 open 1* 1* 0.5 /
prod LGR12 4 4 1 1 open 1* 1* 0.5 /
prod LGR12 4 5 1 1 open 1* 1* 0.5 /
prod LGR12 4 6 1 1 open 1* 1* 0.5 /
prod LGR12 4 7 1 1 open 1* 1* 0.5 /
prod LGR13 4 1 1 1 open 1* 1* 0.5 /
```

/

-- Production control

-- Well Status Control Oil Wat Gas Liq Resv BHP

-- name mode rate rate rate rate rate limit

-- ---- -

WCONPROD

```
prod open lrat 3* 10000 1* 2000/
```

/

-- Number and size (days) of timesteps

TSTEP

```
15*200 /
```

END