

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche scientifique  
Université Kasdi Merbah, Ouargla



Faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelables et des sciences de la  
Terre et de l'Univers

**Département de production des hydrocarbures**

**MEMOIRE**

**Présenté pour obtenir le diplôme du Master**

**Option : Production Professionnelle**

Présenté par :

**KARROUZ Mohamed Islam, BELGACEM Sami et BELHIMEUR Ayoub**

-THEME-

**Optimisation des traitements de fracturation hydraulique dans  
les réservoirs à basse pression**

Soutenu le : 09 / 06 /2026 devant le jury composé de

|                |                |     |               |
|----------------|----------------|-----|---------------|
| Président :    | HADJADJ Sadok  | MCA | Univ. Ouargla |
| Encadrante :   | CHEIKH Sabrina | MCB | Univ. Ouargla |
| Examinatrice : | BAZZINE Zineb  | MCB | Univ. Ouargla |

**Année Universitaire : 2025-2026**

# Remerciements

*En premier lieu, nous rendons grâce à DIEU, notre Créateur, de nous avoir accordé la volonté et le courage nécessaires à l'élaboration de ce travail.*

*Nous adressons nos remerciements à notre encadrante, Mme CHEIKH Sabrina, qui a accepté de suivre cette étude avec rigueur, et dont les orientations, les conseils et les commentaires ont été précieux.*

*Nous tenons également à exprimer notre gratitude à l'ensemble des membres du jury, Mme BAZZINE Zineb et M. HADJADJ Sadok, qui nous ont fait l'honneur d'accepter de juger notre travail et de nous apporter leur caution scientifique.*

*Nos remerciements s'adressent aussi à tous nos professeurs, qui nous ont accompagnés et soutenus tout au long de ces années d'études, ainsi qu'à l'ensemble du département de production de l'Université Kasdi Merbah d'Ouargla.*

*Nous sommes infiniment reconnaissants envers nos parents, pour leurs prières, leurs sacrifices et leurs encouragements constants.*

*Enfin, nous témoignons toute notre reconnaissance à nos collègues de l'université, ainsi qu'à toutes les personnes qui, de près ou de loin, nous ont apporté leur aide, chacun selon ses moyens.*

# Dédicace

*À mes parents, pour leur amour inconditionnel et leur confiance  
sans faille ;*

*À mon père, pilier et guide, merci pour ta force et tes conseils.*

*À ma mère, source d'amour et de courage, merci pour ton soutien et  
ta bonté.*

*à mes petits frères Adam, Alaa et Taha, pour leur présence et leurs  
encouragements constants ; à mes amies Midou et Badrou, pour les  
moments de réconfort et les sourires partagés ; à mes collègues  
Sami, Ayoub, Youcef, Youcef Bahaa et Aymen, pour leur soutien,  
leurs conseils et l'esprit d'équipe qui ont rendu chaque étape plus  
facile. Merci à chacun d'entre vous d'avoir cru en moi, d'avoir  
supporté mes doutes et mes longues heures de travail, et d'avoir  
célébré avec moi chaque petite victoire. Ce projet est aussi le vôtre :  
il porte vos encouragements, votre patience et votre générosité. Avec  
toute ma gratitude et mon affection*

**Mohamed Islam**

## الإهداء

إلى عائلتي الحبيبة بدءاً من أمي الغالية واخوتي واخواتي خصوصاً اختي العزيزة  
ومن ربتني فاطمة الزهراء  
شكراً لدعمكم لي طوال مسيرتي الدراسية لأصير ما أنا عليه اليوم  
إلى خطيبتني نهاد لدعمها وتحفيزها لي طوال الفترة الجامعية فاللهم يسر أمورها  
كلها

إلى أصدقاء العمر زيدان وهاب إبراهيم أكرم عدلان  
وإلى من جمعتنا أيام الجامعة فأصبحوا جزءاً لا يتجزأ مني  
أيوب إسلام تاجو ميزاني زقليطة سعداوة....  
وأخيراً إلى روح أبي الطاهرة اهدي ثمة هذا الجهد المتواضع  
سامي

# Dédicace

*À mes parents, pilier de ma vie, merci pour votre patience, vos conseils et votre foi en mes capacités.*

*À mon père, dont la sagesse et l'exemple m'ont guidé.*

*À ma mère, dont l'amour et la patience ont rendu possible chaque effort.*

*À mes amis, compagnons de route, merci pour votre soutien, vos paroles réconfortantes et votre présence constante. Je vous dédie ce travail comme témoignage de ma reconnaissance et de mon affection.*

**Ayoub**

## Table des matières

|                              |      |
|------------------------------|------|
| Remerciements .....          | I    |
| Dédicace .....               | II   |
| Liste des figures .....      | VIII |
| Liste des tableaux .....     | IV   |
| Liste des symboles .....     | V    |
| Liste des abréviations ..... | XII  |
| Résumé: .....                | XIII |
| Introduction générale .....  | 1    |

### Chapitre I : Généralités sur les réservoirs à basse pression

|                                                                          |    |
|--------------------------------------------------------------------------|----|
| I.1. Introduction .....                                                  | 4  |
| I.2. Définition des réservoirs à basse pression .....                    | 5  |
| I.3. Caractéristiques pétrophysiques et dynamiques .....                 | 5  |
| I.3.1. Statiques .....                                                   | 5  |
| I.3.2. Dynamique : .....                                                 | 9  |
| I.4. Origines de la basse pression .....                                 | 10 |
| I.4.1. Impact sur la productivité .....                                  | 11 |
| I.5. Types de réservoirs à basse pression .....                          | 11 |
| I.6. Mécanismes de maintien de pression .....                            | 12 |
| I.7. Méthodes d'amélioration de la production .....                      | 13 |
| I.8. Fracturation hydraulique dans les réservoirs à basse pression ..... | 13 |
| I.9. Paramètres influençant la performance du réservoir .....            | 14 |
| I.10. Études et analyses de pression .....                               | 14 |
| I.11. Technologies modernes utilisées .....                              | 14 |
| I.12. Conclusion .....                                                   | 16 |

### Chapitre II : Fracturation hydraulique dans les réservoirs à basse pression

|                                                                    |    |
|--------------------------------------------------------------------|----|
| II.1. Introduction .....                                           | 18 |
| II.2. Principes physiques de la fracturation hydraulique .....     | 19 |
| II.3. Mécanismes de création et de propagation des fractures ..... | 20 |
| II.3. Fluides de fracturation .....                                | 21 |
| II.3.1. Propriétés d'un fluide de fracturation .....               | 22 |
| II.3.2. Types de fluide de fracturation .....                      | 23 |
| II.4. Agents de soutènement et transport .....                     | 24 |
| II.4.1. Transport des agents de soutènement .....                  | 24 |

|                                                                                                                    |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| II.5. Spécificités de la fracturation hydraulique dans les réservoirs à faible perméabilité / basse pression ..... | 25 |
| II.5.1. Influence sur la propagation de la fracture .....                                                          | 25 |
| II.5.2. Influence sur le transport des agents de soutènement .....                                                 | 25 |
| II.5.3. Phénomènes affectant l'efficacité du traitement .....                                                      | 25 |
| II.6. Pertes de fluide (Leak-off).....                                                                             | 26 |
| II.7. Mauvaise fermeture des fractures .....                                                                       | 27 |
| II.8. Proppant embedment et crushing .....                                                                         | 27 |
| II.9. Dommages de formation (endommagement) .....                                                                  | 28 |
| II.10. Faible efficacité post-fracturation .....                                                                   | 29 |
| II.11. Conclusion .....                                                                                            | 30 |
| <b>Chapitre III : Fracturation hydraulique dans le champ HMD-Cas du puits OMP-172</b>                              |    |
| III.1. Introduction.....                                                                                           | 32 |
| III.2. Historique du champ de HASSI MESSAOUD .....                                                                 | 33 |
| III.3 Zonation du champ de HASSI MESSAOUD .....                                                                    | 33 |
| III.4 Découpage spatial .....                                                                                      | 34 |
| III.4.1 Numérotation du champ nord .....                                                                           | 34 |
| III.4.2 Numérotation du champ sud .....                                                                            | 34 |
| III.5 Situation géographique du champ .....                                                                        | 35 |
| III.6 Cadre structural .....                                                                                       | 36 |
| III.7 Stratigraphie du champ de HASSI MESSAOUD .....                                                               | 37 |
| III.7.1 Socle cristallin .....                                                                                     | 38 |
| III.7.2 Infracambrien .....                                                                                        | 38 |
| III.7.3 Paléozoïque : .....                                                                                        | 38 |
| III.7.3.1 Cambrien .....                                                                                           | 39 |
| III.7.3.2 Ordovicien .....                                                                                         | 40 |
| III.8 Mésozoïque .....                                                                                             | 40 |
| III.8.1 Le Trias .....                                                                                             | 40 |
| III.8.2 Le Jurassique .....                                                                                        | 41 |
| III.8.3 Le Crétacé .....                                                                                           | 41 |
| III.9 Cénozoïque .....                                                                                             | 41 |
| III.10 Paléogéographie et milieux de dépôt du cambro-ordovicien .....                                              | 41 |
| III.11 Évolution géodynamique du champ de HASSI MESSAOUD .....                                                     | 42 |
| III.12 Données du puits et problématique .....                                                                     | 43 |
| III.12.1 Localisation du puits OMP-172 .....                                                                       | 43 |
| III.12.2 Informations sur la complétion du puits.....                                                              | 44 |
| III.12.3 Propriétés du réservoir .....                                                                             | 45 |

|                                                                                           |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| III.12.4 Tests de production .....                                                        | 48 |
| III.12.5 Propriétés des fluides .....                                                     | 48 |
| III.13 Équipement nécessaire à la stimulation du puits OMP-172.....                       | 50 |
| III.13.1 Disposition de l'installation du rig .....                                       | 52 |
| III.13.2 Matériaux .....                                                                  | 52 |
| III.14 Simulation principale de traitement au frac .....                                  | 60 |
| III.15 Operation, évaluation et analyse .....                                             | 64 |
| III.15.1 Données de fracturation (DataFRAC).....                                          | 64 |
| III.15.2 Traitement principal de fracturation.....                                        | 73 |
| <b>Chapitre IV : Optimisation de la fracturation hydraulique par la technologie HiWAY</b> |    |
| IV.1 Introduction :.....                                                                  | 80 |
| IV.2 Sélection du fluide de fracturation :.....                                           | 83 |
| IV.3 Choix du proppant : .....                                                            | 85 |
| IV.4 Ajustement des paramètres d'injection :.....                                         | 86 |
| IV.5.2 Optimisation des perforations: .....                                               | 88 |
| IV.6 Conclusion : .....                                                                   | 90 |
| Conclusion Générale .....                                                                 | 91 |
| Références bibliographiques .....                                                         | 91 |

## Liste des figures

|                                                                                                                             |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure I .1 : Illustration de mouillabilité [10].....                                                                       | 7  |
| Figure I .2 : Illustration de la tension superficielle. [11].....                                                           | 8  |
| Figure I .3 : Déclin de la pression du réservoir [13].....                                                                  | 10 |
| Figure I .4 : Schéma mécanismes de maintien de pression dans un réservoir [12].....                                         | 12 |
| Figure II.1 : Schéma de la fracturation hydraulique [17].....                                                               | 19 |
| Figure II.2 : Variation de pression le long de la fracture. [11].....                                                       | 21 |
| Figure II.3 : Composition volumétrique d'un fluide de fracturation [09] .....                                               | 22 |
| Figure II.4 : Influence du leak-off sur la propagation de la fracture. [18] .....                                           | 26 |
| Figure II.5 : Phénomènes d’embedment et de crushing des proppants et leur impact sur la production [19].....                | 28 |
| Figure II.6 : Invasion du fluide de fracturation et endommagement de la formation. [20] .....                               | 29 |
| Figure III.1 : Zonation du champ de Hassi Messaoud [21].....                                                                | 34 |
| Figure III.2 : Exemple de numérotation des puits [21] .....                                                                 | 35 |
| Figure III.3 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud [15].....                                                    | 37 |
| Figure III.4 : Coupe géologique Est-Ouest du champ de Hassi Messaoud [22] .....                                             | 37 |
| Figure III.5 : Coupe stratigraphique type du Cambro-ordovicien du champ de Hassi Messaoud [15] .....                        | 39 |
| Figure III. 6 : Log synthétique des environnements de dépôts de Hassi Messaoud [15].....                                    | 42 |
| Figure III.7 : Carte des isobathes à la discordance hercynienne montrant la tectonique du champ de Hassi Messaoud [21]..... | 43 |
| Figure III.8 : Localisation du puits OMP-172 [21] .....                                                                     | 44 |
| Figure III.9 : Fiche technique du puits OMP-172 [22] .....                                                                  | 44 |
| Figure III.10 : Graphique de diagnostic DST (pression et dérivée en fonction du temps) du puits OMP-172 [21] .....          | 47 |
| Figure III.11 : Diagraphie géomécanique du puits OMP-172 [21].....                                                          | 47 |
| Figure III.12 : Log pétrophysique du puits [21].....                                                                        | 48 |
| Figure III.13 : Historique des essais de production du puits OMP-172 [22] .....                                             | 48 |
| Figure III.14 : Liste des équipements requis pour les opérations de fracturation (puits OMP-172) [22].....                  | 51 |
| Figure III.15: Disposition conventionnelle du montage de surface (conventional rig-up layout) [21] .....                    | 52 |
| Figure III.16 : Échantillon de guar utilisé dans les tests [22].....                                                        | 53 |
| Figure III.17 : Proppant de bauxite de taille 20/40 utilisé dans les expériences [21] .....                                 | 53 |
| Figure III.18 : Fiche technique du proppant 20/40 HSP [21] .....                                                            | 54 |
| Figure III.19 : Fiche technique du proppant 16/30 HSP [22] .....                                                            | 55 |
| Figure III.20 : Échantillon de réticulateur borate utilisé [22] .....                                                       | 56 |
| Figure III.21 : Composants de pistons fabriqués [22].....                                                                   | 56 |

|                                                                                                |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure III.22: Schéma du système de mesure de la perméabilité du propant [22] .....            | 57 |
| Figure III.23 : Diagramme d'installation de mesure de perméabilité [21] .....                  | 58 |
| Figure III.24 : Manomètre utilisé (0 à 10 bars) [22] .....                                     | 58 |
| Figure III.25. Profil simulé de fracture hydraulique .....                                     | 63 |
| Figure III.26 : Intrigue du traitement principal .....                                         | 63 |
| Figure III.27 : Graphique de pression nette simulée .....                                      | 64 |
| Figure III.28 : Décomposition, injection d'acide et déplacement.....                           | 65 |
| Figure III.29 : Courbe de traitement de DataFRAC réelle .....                                  | 67 |
| Figure III.30 : Graphique de la fonction G de déclin de pression DataFRAC .....                | 68 |
| Figure III.31: Journal de température post-DataFRAC (Profils successifs) .....                 | 70 |
| Figure III.32: Graphique de correspondance de pression (Pressure Match DataFRAC) .....         | 71 |
| Figure III.33 : Géométrie des fractures calibrée post-DataFRAC .....                           | 72 |
| Figure III.34 : Graphique principal de l'exécution du traitement FRAC .....                    | 73 |
| Figure III.35: Traitement principal des fractures : Correspondance de pression .....           | 76 |
| Figure III.36: Géométrie principale du traitement de la fracturation .....                     | 76 |
| Figure IV.1 : Comparaison entre fracturation conventionnelle et technologie HiWAY [4].....     | 81 |
| Figure IV.2 : Géométrie et conductivité des fractures HiWAY [4] .....                          | 82 |
| Figure IV .3: Influence des propriétés rhéologiques sur la stabilité du fluide. ....           | 84 |
| Figure IV .2 : Programme de pompage HiWAY et évolution de la concentration des proppants ..... | 87 |
| Figure IV .5 : Comparaison des schémas de perforation conventionnels et HiWAY .....            | 88 |

## Liste des tableaux

|                                                                                                                  |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tableau I .1: Causes principales [16] .....                                                                      | 11 |
| Tableau II .1 : Fluide de fracturation et les conditions d'utilisation [13].....                                 | 23 |
| Tableau III.1 : Résumé de la complétion du puits OMP-172 [22].....                                               | 45 |
| Tableau III.2 : Interprétation pétrophysique [22].....                                                           | 45 |
| Tableau III.3 : Test de pression [22] .....                                                                      | 46 |
| Tableau III.4 : Résultats du DST (27/05/2019).....                                                               | 46 |
| Tableau III.5 : Formulation du fluide réticulé YF135HTD .....                                                    | 49 |
| Tableau III.6 : Composition du gel linéaire WF135 .....                                                          | 49 |
| Tableau III.7 : Programme de traitement initial théorique.....                                                   | 60 |
| Tableau III.8 : Résumé global de la scène théorique .....                                                        | 61 |
| Tableau III.9 : Synthèse des propriétés géométriques et performances de la fracture pour chaque perforation..... | 61 |
| Tableau III.10 : Phase de dégradation/injection - Planning mesuré.....                                           | 65 |
| Tableau III.11 : Résumé des pressions et frictions (Mini-Frac).....                                              | 65 |
| Tableau III.12 : Data FRAC - Planning de pompage réel mesuré .....                                               | 66 |
| Tableau III.13 :Résumé des données de fracturation.....                                                          | 67 |
| Tableau III.14 : Résultats de l'analyse du déclin de pression G-Function .....                                   | 68 |
| Tableau III.14 : Synthèse des paramètres opératoires de DataFRAC .....                                           | 72 |
| Tableau III.15: Planning initial de la pompe de conception du traitement principal de la fracturation .....      | 74 |
| Tableau III.16: Refonte du programme de pompage du traitement principal de la fracturation (après DataFRAC)..... | 74 |
| Tableau III.17: Le programme de pompage mesuré de l'exécution du traitement principal de fracturation.....       | 75 |
| Tableau III.18 : Tableau comparatif global et synthèse MainFRAC .....                                            | 77 |
| Tableau IV .1 : Résultats des tests QA/QC des fluides de fracturation .....                                      | 85 |
| Tableau IV .2 : Comparaison des types de proppants.....                                                          | 86 |

## Liste des symboles

- $\sigma$  : Contrainte
- $\theta$  : Angle de contact
- $\mu$  : Viscosité K : Perméabilité
- P : Pression
- Q : Débit
- PV : Volume poreux A : Surface
- h : Epaisseur
- $\emptyset$  : Porosité Liste des indices w : eau
- g : gaz
- o : huile
- eff : effectif
- c : capillaire
- nw : non mouillant
- **atm** : Atmosphère (Unité de pression)
- **bbl** : Baril (Unité de volume)
- **cm** : Centimètre (Unité de longueur)
- **cm<sup>3</sup> / cc** : Centimètre cube (Unité de volume)
- **cp** : Centipoise (Unité de viscosité)
- **ft<sup>3</sup>** : Pied cube (Unité de volume)
- **g** : Accélération de la gravité (Unité : m/s<sup>2</sup>)
- **gm/cm<sup>3</sup>** : Gramme par centimètre cube (Unité de masse volumique)
- **ppg** : Pound per gallon (Unité de densité)
- **psi** : Pound per square inch (Unité de pression)
- **PV** : Volume poreux
- **QA/QC** : Quality Assurance / Quality Control
- **sec** : Seconde (Unité de temps)

## Liste des abréviations

- **BEICIP** : Bureau d'Études Industrielles et de Coopération de l'Institut Français du Pétrole
- **DP** : Division Production
- **DST** : Drill Stem Test / Essai aux tiges
- **HiWAY** : High-Conductivity Flow-Channel Fracturing
- **HMD** : Hassi Messaoud
- **OMP** : Oued Mya Puits
- **SONATRACH** : Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures
- **WEC** : Well Evaluation Conference
- **WF** : Gel linéaire
- **YF** : Gel réticulé

## الملخص:

تمثل المكامن منخفضة الضغط تحديًا مهمًا في الصناعة البترولية بسبب انخفاض طاقتها الطبيعية وتراجع قدرتها الإنتاجية. وتعد تقنية التكسير الهيدروليكي من أكثر تقنيات التحفيز استخدامًا لتحسين إنتاجية الآبار من خلال إنشاء شقوق اصطناعية تسهل تدفق الهيدروكربونات.

يتناول هذا العمل دراسة خصائص المكامن منخفضة الضغط والمبادئ الأساسية للتكسير الهيدروليكي، مع التركيز على أهم المشاكل التشغيلية مثل فقدان السوائل، أضرار التكوين، مشاكل المواد الداعمة للشقوق وإغلاق الشقوق. كما تم دراسة عدة طرق لتحسين عمليات التكسير الهيدروليكي، تشمل اختيار سوائل التكسير والمواد الداعمة وضبط معايير الحقن واستخدام تقنيات متقدمة مثل WAY. Hi. بالإضافة إلى ذلك تم تقديم دراسة حالة لحقل حاسي مسعود لتقييم أداء المعالجات المطبقة. أظهرت النتائج أن تحسين المعايير التقنية والتشغيلية يؤدي إلى زيادة فعالية عمليات التكسير الهيدروليكي وتحسين إنتاجية الآبار في المكامن منخفضة الضغط.

**الكلمات المفتاحية:** التكسير الهيدروليكي، المكامن منخفضة الضغط، المواد الداعمة، فقدان السوائل، التحسين، حاسي مسعود.

## Résumé:

Les réservoirs à basse pression représentent un défi important dans l'industrie pétrolière en raison de leur faible énergie naturelle et de leurs limitations de production. La fracturation hydraulique constitue une technique efficace permettant d'améliorer la productivité des puits en créant des fractures artificielles facilitant l'écoulement des hydrocarbures.

Ce travail présente une étude des caractéristiques des réservoirs à basse pression ainsi que des principes fondamentaux de la fracturation hydraulique. Une attention particulière a été portée aux principales limitations opérationnelles telles que les pertes de fluide (Leak-off), les dommages de formation, les problèmes liés aux proppants et la fermeture des fractures.

Différentes approches d'optimisation ont été étudiées, notamment le choix des fluides de fracturation, la sélection des proppants, l'ajustement des paramètres d'injection et l'utilisation de technologies avancées comme HiWAY. Une étude de cas appliquée au champ de Hassi Messaoud a également été présentée afin d'évaluer les performances des traitements.

Les résultats montrent qu'une optimisation adéquate des paramètres techniques permet d'améliorer significativement l'efficacité des traitements de fracturation hydraulique dans les réservoirs à basse pression.

**Mots clés :** Fracturation hydraulique, basse pression, proppants, leak-off, optimisation, Hassi Messaoud.

## Abstract:

Low-pressure reservoirs represent a major challenge in the petroleum industry due to their limited natural energy and reduced production capability. Hydraulic fracturing is considered an effective stimulation technique that improves well productivity by creating artificial fractures to facilitate hydrocarbon flow. This work presents a study of low-pressure reservoir characteristics and the fundamental principles of hydraulic fracturing. Particular attention is given to operational limitations such as fluid leak-off, formation damage, proppant-related problems, and fracture closure. Different optimization approaches were investigated, including fluid selection, proppant selection, injection parameter adjustment, and the use of advanced technologies such as HiWAY. A case study related to the Hassi Messaoud field was also presented to evaluate treatment performance.

The results indicate that proper optimization of technical parameters can significantly improve the efficiency of hydraulic fracturing treatments in low-pressure reservoirs.

**Keywords:** Hydraulic fracturing, low-pressure reservoirs, proppants, leak-off, optimization, Hassi Messaoud.

# **INTRODUCTION GENERALE**

## **Introduction générale**

La production des hydrocarbures dépend fortement des caractéristiques du réservoir, notamment sa perméabilité et son niveau de pression. Dans de nombreux cas, certains réservoirs ne possèdent pas l'énergie naturelle suffisante pour assurer un écoulement efficace des fluides vers le puits, ce qui entraîne une diminution notable de la production. Cette situation est particulièrement observée dans les réservoirs à basse pression, qui représentent aujourd'hui un véritable défi pour l'industrie pétrolière. Face à ces contraintes, les techniques de stimulation des puits se sont développées afin d'améliorer les performances de production. Parmi ces techniques, la fracturation hydraulique occupe une place essentielle. Elle consiste à créer des fractures artificielles dans la formation afin de faciliter l'écoulement des hydrocarbures vers le puits. Cette méthode a prouvé son efficacité dans plusieurs types de réservoirs, notamment ceux à faible perméabilité. Cependant, l'application de la fracturation hydraulique dans les réservoirs à basse pression n'est pas sans difficultés. En effet, plusieurs problèmes peuvent apparaître lors de l'opération, tels que les pertes de fluide dans la formation, la fermeture rapide des fractures ou encore les dommages causés à la roche réservoir. Ces contraintes peuvent limiter l'efficacité du traitement et réduire les gains de production attendus. Dans ce contexte, il devient nécessaire de réfléchir à des solutions permettant d'optimiser les traitements de fracturation hydraulique dans ce type de réservoirs. Cette optimisation repose sur plusieurs éléments, notamment le choix des fluides de fracturation, la sélection des agents de soutènement, ainsi que le contrôle des paramètres d'injection. Une bonne compréhension de ces facteurs permet d'améliorer la réussite des opérations et d'assurer une meilleure rentabilité. L'objectif de ce travail est donc d'analyser les spécificités des réservoirs à basse pression, d'identifier les principales difficultés liées aux opérations de fracturation hydraulique, et de proposer des approches d'optimisation adaptées.

Pour cela, ce mémoire est organisé en quatre chapitres. Le premier chapitre présente les caractéristiques des réservoirs à basse pression et leurs impacts sur la production. Le deuxième chapitre traite des principes fondamentaux de la fracturation hydraulique. Le troisième chapitre est consacré aux problèmes opérationnels rencontrés lors des traitements. Enfin, le quatrième chapitre propose différentes méthodes d'optimisation visant à améliorer l'efficacité de la fracturation hydraulique.

# **Chapitre I : Généralités sur les réservoirs à basse pression**

**I.1. Introduction :**

Les réservoirs pétroliers à basse pression représentent un défi majeur dans l'exploitation moderne des hydrocarbures. Avec le temps et l'exploitation intensive, la pression diminue progressivement, réduisant la capacité naturelle du réservoir à produire. Cette situation nécessite une compréhension approfondie des propriétés pétrophysiques et dynamiques afin de proposer des solutions adaptées.

## I.2. Définition des réservoirs à basse pression :

Un réservoir à basse pression est caractérisé par une énergie insuffisante pour assurer un écoulement naturel efficace des fluides. Cette condition apparaît soit naturellement soit suite à une déplétion progressive liée à la production.

## I.3. Caractéristiques pétrophysiques et dynamiques :

Il existe deux types de caractéristiques pétrophysiques (statique et dynamique) [5].

### I.3.1. Statiques :

#### a) Porosité :

La porosité d'une roche est une mesure de la capacité de stockage (volume des pores) capable de retenir des fluides. Quantitativement, la porosité est le rapport entre le volume des pores et le volume total (bulk volume). Cette propriété importante de la roche est déterminée mathématiquement par la relation généralisée suivante :

$$\emptyset = \text{volume des pores} / \text{volume totale} \quad (I.1)$$

Alors que les sédiments étaient déposés et que les roches se formaient au cours des époques géologiques passées, certains espaces vides qui se sont développés sont devenus isolés des autres espaces vides en raison d'une cimentation excessive.

La porosité peut être classée selon le mode d'origine comme originale induite.

La porosité originale est celle développée lors de la déposition du matériau, tandis que la porosité induite est celle développée par un processus géologique ultérieur à la déposition de la roche. Les roches ayant une porosité d'origine sont plus uniformes dans leurs caractéristiques que celles dans lesquelles une grande partie de la porosité est incluse. Pour la mesure quantitative directe de la porosité, il faut se fier aux échantillons de formation obtenus par carottage. Étant donné que la porosité effective est la valeur de porosité qui intéresse l'ingénieur pétrolier, une attention particulière doit être accordée aux méthodes utilisées pour déterminer la porosité. Une application importante de la porosité effective est son utilisation pour déterminer le volume original d'hydrocarbures en place. Considérez un réservoir avec une superficie de A acres et une épaisseur moyenne de h pieds. Le volume total en vrac du réservoir peut être déterminé à partir des expressions suivantes [5] :

$$\text{volume en Vrac} = 43.560 \times A \times h ; \text{ft}^3 \quad (I ; 2)$$

Où :

$$\text{volume en Vrac} = 7.758 \times A \times h ; \text{bbl} \quad (I ; 3)$$

A : la section étendue, acres, h : épaisseur moyenne.

Le volume des pores du réservoir PV peut alors être déterminé en combinant les Équations ( I ;2) et ( I ;3) avec ( I ;1). Exprimer le volume des pores du réservoir en pieds cubes donne [5] :

$$PV = 43.560 \times A \times h \times \emptyset \quad ( I ;4)$$

Exprimer le volume des pores du réservoir en barils donne [5] :

$$PV = 7.758 \times A \times h \times \emptyset \quad ( I ;5)$$

### **b) Saturation :**

La saturation est définie comme fraction, ou pourcentage, du volume des pores occupé par un fluide particulier (huile, gaz ou eau). Cette propriété est exprimée ; mathématiquement par la relation suivante :

$$\text{Saturation de fluide} = \frac{\text{volume total de fluid}}{\text{volume des pores}} \quad ( I ;6)$$

Appliquer le concept mathématique ci-dessus de saturation à chaque fluide de réservoir donne :

Où

$$S_o = \frac{\text{volume d'huile}}{\text{volume des pores}} \quad ( I ;7)$$

$$S_g = \frac{\text{volume de gaz}}{\text{volume des pores}} \quad ( I ;8)$$

$$S_w = \frac{\text{volume d'eau}}{\text{volume des pores}} \quad ( I ;9)$$

Où

$S_o$  : Saturation d'huile ;  $S_g$  : saturation de gaz ;  $S_w$  : Saturation d'eau.

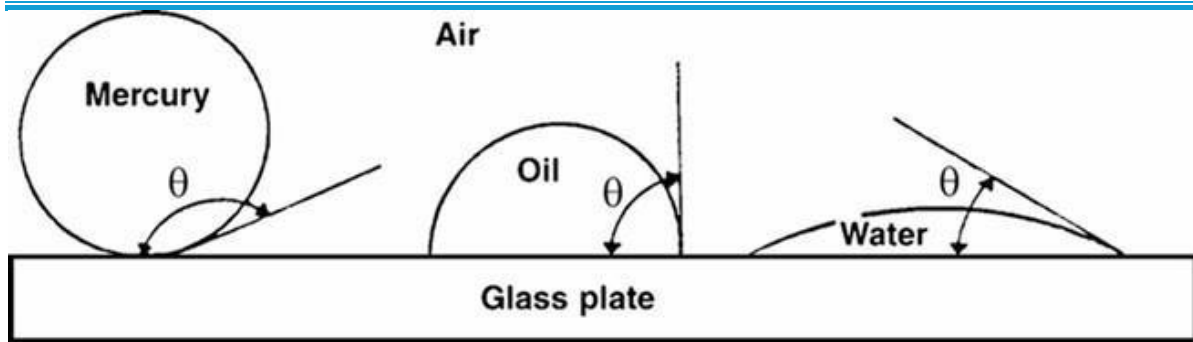
Ainsi, toutes les valeurs de saturation sont basées sur le volume des pores et non sur le volume brut du réservoir.

La saturation de chaque phase individuelle varie entre zéro et 100 % [5]. Par définition, la somme des saturations est de 100%, donc

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad ( I ;10)$$

### **c) Mouillabilité :**

La mouillabilité est définie comme la tendance d'un fluide à se répandre ou à adhérer à une surface solide en présence d'autres fluides non miscibles. Le concept de mouillabilité est illustré dans la figure I ;3 :



**Figure I.1 :** Illustration de mouillabilité [10]

De petites gouttes de trois liquides—mercure, huile et eau—sont placées sur une plaque de verre propre. Les trois gouttes sont ensuite observées d'un côté comme illustré dans la Figure I ;1. Il est noté que le mercure conserve une forme sphérique, la gouttelette d'huile développe une forme approximativement hémisphérique, mais l'eau tend à se répandre sur la surface du verre.

L'aptitude d'un liquide à s'étendre sur la surface d'un solide reflète les propriétés de mouillage du liquide par rapport au solide. Cette capacité à se propager peut-être plus aisément décrite en évaluant l'angle de contact à l'interface liquide-solide. On appelle l'angle de contact  $\theta$  cet angle qui est constamment évalué à travers le liquide jusqu'au solide.

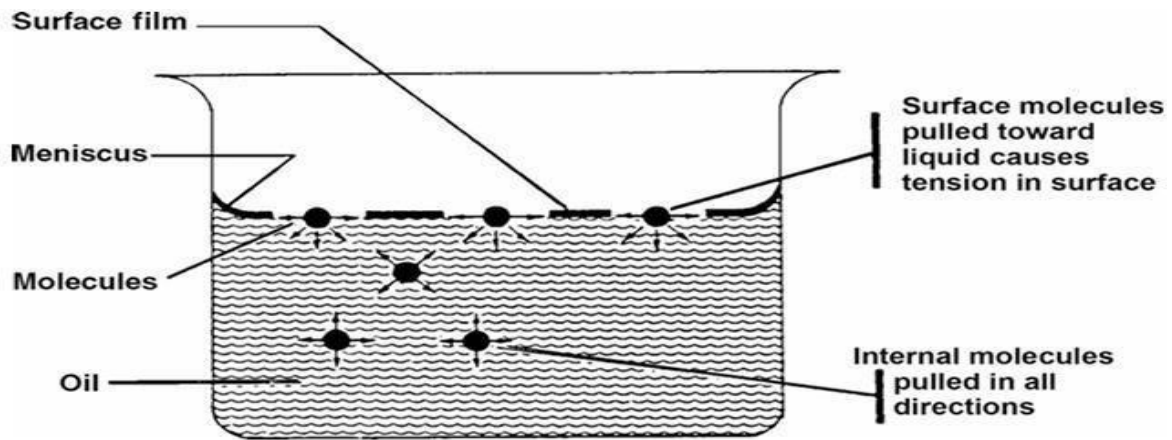
Un angle de contact de  $180^\circ$  indiquerait une non-adhésion complète, tandis qu'un angle de contact de zéro indiquerait une adhésion complète. Bien que l'expression "mouillabilité intermédiaire" ait été définie de diverses manières, les angles de contact entre  $60^\circ$  et  $90^\circ$  sont généralement considérés comme résistants aux liquides.

La mouillabilité des roches réservoirs aux fluides est importante en ce sens que la distribution des fluides dans les milieux poreux est une fonction de la mouillabilité. En raison des forces attractives, la phase mouillante tend à occuper les plus petits pores de la roche et la phase non mouillante occupe les canaux plus ouverts [5].

#### **(i) Tension de surface et Tension interfaciale :**

Lorsqu'on traite des systèmes multiphasés, il est nécessaire de prendre en compte l'effet des forces à l'interface lorsque deux fluides non miscibles sont en contact. Lorsque ces deux fluides sont un liquide et un gaz, le terme tension de surface est utilisé pour décrire les forces agissant à l'interface. Lorsque l'interface se trouve entre deux liquides, les forces agissantes sont appelées tension interfaciale [5].

Les surfaces des liquides sont généralement recouvertes de ce qui agit comme un mince film. Bien que ce film apparent possède peu de résistance, il agit néanmoins comme une fine membrane et résiste à être brisé.



**Figure I.2 :** Illustration de la tension superficielle. [11]

La tension de surface ou interfaciale a les unités de force par unité de longueur, par exemple, dynes/cm, et est généralement notée par le symbole  $\sigma$  [6].

## ii) Pression capillaire :

Les forces capillaires dans un réservoir pétrolier résultent de l'effet combiné des tensions de surface et interfaciales de la roche et des fluides, de la taille et de la géométrie des pores, ainsi que des caractéristiques de mouillage du système. Toute surface courbe entre deux fluides non miscibles a tendance à se contracter en une surface aussi petite que possible par unité de volume. Lorsque deux fluides non miscibles sont en contact, une discontinuité de pression existe entre les deux, qui dépend de la courbure de l'interface séparant les fluides. Nous appelons cette différence de pression la pression capillaire et elle est désignée par  $p_c$ . Le déplacement d'un fluide par un autre dans les pores d'un milieu poreux est soit favorisé, soit contrarié par les forces de surface de la pression capillaire. En conséquence, afin de maintenir un milieu poreux partiellement saturé de fluide non mouillant tout en exposant également le milieu au fluide mouillant, il est nécessaire de maintenir la pression du fluide non mouillant à une valeur supérieure à celle du fluide mouillant [5].

En désignant la pression dans le fluide mouillant par  $p_w$  et celle dans le fluide non mouillant par  $p_{nw}$ , la pression capillaire peut être exprimée comme suit :

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad (I ; 11)$$

L'équation de la pression capillaire peut être exprimée en termes de tension de surface et de tension interfaciale :

$$P_c = 2 \times \sigma \times g \times w (\cos \theta) \quad (I ; 12)$$

$$h = \frac{2 \times \sigma \times g \times w (\cos \theta)}{r \times g (\rho_w - \rho_g)} \quad (I ; 13)$$

Où

$\sigma_{gw}$  : tension de surface gaz-eau, dynes/cm.

$\rho_w$  : densité de l'eau, gm/cm<sup>3</sup>.

$r$  : rayon capillaire, cm.

$\theta$  : angle de contact.

$h$  : la hauteur capillaire, cm.

$g$  : accélération due à la gravité, cm/sec<sup>2</sup>.

### I.3.2. Dynamique :

#### a. Perméabilité :

La perméabilité est une propriété du milieu poreux qui mesure la capacité et l'aptitude de la formation à transmettre des fluides. La perméabilité de la roche,  $k$ , est une propriété très importante car elle contrôle le mouvement directionnel et le débit des fluides du réservoir dans la formation. Cette caractérisation des roches a été d'abord définie mathématiquement par Henry Darcy en 1856. En fait, l'équation qui définit la perméabilité en termes de quantités mesurables est appelée la loi de Darcy.

Darcy a développé une équation d'écoulement des fluides qui est depuis devenue l'un des outils mathématiques standards de l'ingénieur pétrolier. Si un écoulement linéaire horizontal d'un fluide incompressible est établi à travers un échantillon de carotte de longueur  $L$  et de section transversale de surface  $A$ , alors l'équation régissant l'écoulement du fluide est définie comme

$$Q = \frac{K}{\mu} \frac{dP}{dL} \quad (I ; 14)$$

Où

$Q$  : vitesse apparente d'écoulement du fluide, cm/sec.  $K$  : constante de proportionnalité, ou perméabilité, de Darcy.

$\mu$  : viscosité de fluide, cp.

$dP/dL$  : Gradient de pression dans la direction de l'écoulement, atm/cm.

La vitesse  $v$ , dans l'Équation ( I ; 14) n'est pas la vitesse réelle du fluide en écoulement mais est la vitesse apparente déterminée en divisant le débit par la section transversale à travers laquelle le fluide s'écoule. En substituant la relation  $q/A$ , à la place de dans l'Équation

$$Q = \frac{-K \times A \, dP}{\mu dL} \quad (I ; 15)$$

Où

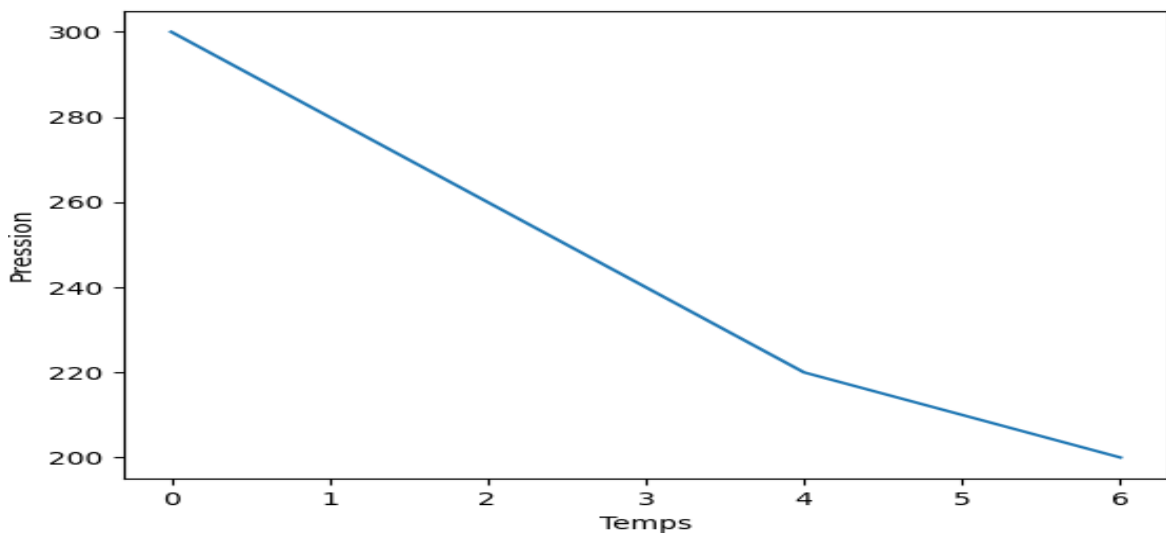
Q : débit à travers le milieu poreux, cm<sup>3</sup>/sec.

A : section transversale à travers laquelle s'écoule le fluide, cm<sup>2</sup>.

$$Q = \frac{K \times A (P_1 - P_2)}{\mu \times L} \quad (I ; 16)$$

L'équation ( I ;16) est l'équation de débit linéaire conventionnelle utilisée dans les calculs d'écoulement des fluides.

La perméabilité Absolue était supposée que l'ensemble du milieu poreux est entièrement saturé avec une seule phase, c'est-à-dire une saturation de 100%. Dans un réservoir d'hydrocarbures, cependant les roches sont généralement saturées de deux fluides ou plus. Par conséquent, le concept de perméabilité absolue doit être modifié pour décrire le comportement d'écoulement des fluides lorsque plus d'un fluide est présent dans le réservoir. La perméabilité mesurée est appelée perméabilité effective. Les perméabilités effectives sont normalement mesurées directement en laboratoire sur de petits échantillons de carottes [5].



**Figure I.3 :** Déclin de la pression du réservoir [13]

Cette figure montre la diminution progressive de la pression au cours du temps.

#### I.4. Origines de la basse pression :

La déplétion liée à la production est la principale cause de la baisse de pression. D'autres facteurs incluent l'absence de mécanismes de soutien, les propriétés du fluide et les conditions géologiques.

Tableau I.1: Causes principales [16]

| Cause            | Description         |
|------------------|---------------------|
| Déplétion        | Production continue |
| Absence aquifère | Pas de soutien      |
| Isolement        | Recharge faible     |
| Fluide           | Faible expansion    |

**I.4.1. Impact sur la productivité :**

La basse pression entraîne une réduction du débit, une augmentation des pertes de charge et une diminution du facteur de récupération.

**I.5. Types de réservoirs à basse pression :**

Les réservoirs à basse pression peuvent être classés selon leurs caractéristiques géologiques et leur comportement dynamique. Chaque type présente des défis spécifiques liés à la circulation des fluides et à la récupération des hydrocarbures.

**a) Réservoirs naturellement déplétés :**

Ces réservoirs ont perdu progressivement leur énergie naturelle à cause de la production continue des hydrocarbures pendant une longue période. La pression interne devient insuffisante pour assurer un écoulement naturel efficace des fluides vers le puits.

**b) Réservoirs compacts (Tight reservoirs) :**

Ce sont des formations caractérisées par une très faible perméabilité et porosité. Les hydrocarbures sont difficiles à produire sans techniques de stimulation comme la fracturation hydraulique.

**c) Réservoirs naturellement fracturés :**

Ces réservoirs contiennent des fractures naturelles qui favorisent parfois l'écoulement des fluides. Cependant, la baisse de pression peut réduire considérablement leur productivité.

**d) Réservoirs non conventionnels :**

Ils comprennent les schistes (Shale gas/oil) et les formations très compactes nécessitant des technologies avancées pour l'exploitation.

**I.6. Mécanismes de maintien de pression :**

Les mécanismes de maintien de pression jouent un rôle important dans la prolongation de la durée de production d'un réservoir.

**a) Aquifère actif :**

L'eau provenant d'un aquifère adjacent pousse les hydrocarbures vers les puits producteurs, contribuant ainsi au maintien de la pression.

**b) Gas cap drive :**

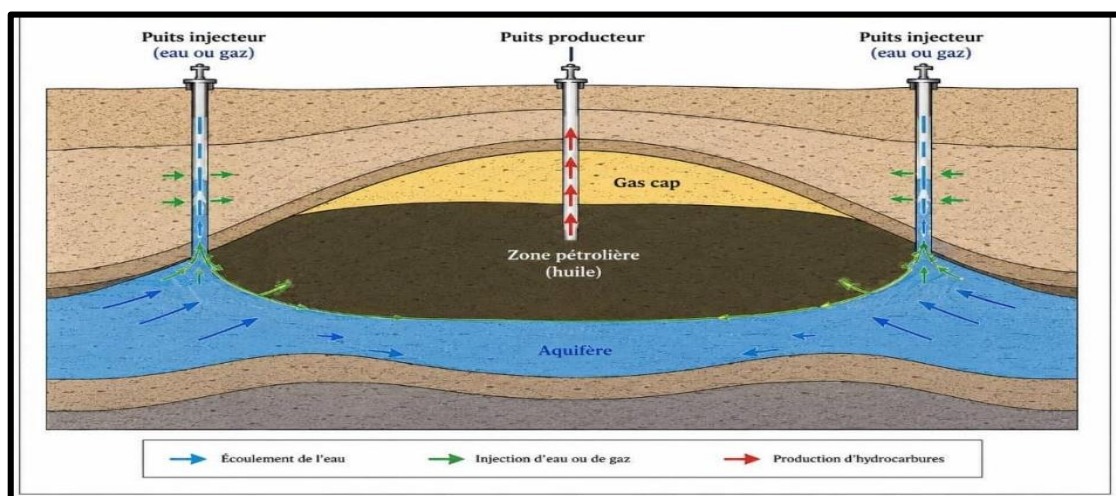
La présence d'un chapeau de gaz au-dessus du pétrole permet une expansion du gaz lors de la production, ce qui aide à maintenir la pression.

**c) Injection d'eau :**

Technique artificielle consistant à injecter de l'eau dans le réservoir afin de compenser la perte de pression et améliorer le déplacement du pétrole.

**d) Injection de gaz :**

Le gaz injecté augmente l'énergie du réservoir et améliore la récupération des hydrocarbures.



**Figure I.4 :** Schéma mécanismes de maintien de pression dans un réservoir [12]

**I.7. Méthodes d'amélioration de la production :**

Lorsque la pression du réservoir devient faible, différentes techniques sont utilisées pour améliorer la productivité.

**a) Acidification :**

Injection d'acides pour dissoudre certaines formations rocheuses et améliorer la perméabilité autour du puits.

**b) Fracturation hydraulique :**

Technique consistant à injecter un fluide sous haute pression afin de créer des fractures dans la roche et faciliter l'écoulement des hydrocarbures.

**c) Artificial Lift :**

Utilisation de pompes mécaniques ou électriques pour remonter les fluides vers la surface lorsque l'énergie naturelle devient insuffisante.

**d) Injection de gaz :**

Permet de réduire la viscosité du pétrole et d'augmenter la pression interne du réservoir.

**I.8. Fracturation hydraulique dans les réservoirs à basse pression :**

La fracturation hydraulique est l'une des techniques les plus efficaces pour stimuler les réservoirs à basse pression.

**a) Définition :**

La fracturation hydraulique est une méthode de stimulation qui consiste à injecter un fluide à haute pression afin de créer des fissures dans la formation rocheuse.

**b) Objectif :**

L'objectif principal est d'augmenter la perméabilité de la roche et améliorer le débit de production.

**c) Principe de fonctionnement :**

Le fluide injecté provoque la création de fractures. Ensuite, un agent de soutènement (proppant) est injecté pour maintenir les fractures ouvertes.

**d) Avantages :**

- Augmentation de la production
- Amélioration de la perméabilité
- Exploitation des réservoirs compacts
- Augmentation du facteur de récupération

**e) Limites :**

- Coût élevé
- Risques environnementaux
- Forte consommation d'eau
- Complexité opérationnelle

**I.9. Paramètres influençant la performance du réservoir :**

Plusieurs paramètres influencent directement la productivité d'un réservoir :

- **Température** : La température affecte la viscosité des fluides et leur mobilité dans la roche.
- **Pression** : La diminution de la pression entraîne une baisse du débit de production.
- **Viscosité** : Les fluides très visqueux circulent difficilement dans le milieu poreux.
- **Perméabilité** : Une faible perméabilité réduit la capacité de circulation des fluides.
- **Saturation** : La répartition des fluides dans les pores influence fortement la récupération des hydrocarbures.

**I.10. Études et analyses de pression :**

Les tests de pression permettent d'évaluer les caractéristiques dynamiques du réservoir.

- **Pressure transient analysis** : analyse des variations de pression afin de déterminer les propriétés du réservoir.
- **Build-up test** : test réalisé après l'arrêt de production pour étudier la remontée de pression.
- **Drawdown test** : test effectué pendant la production pour analyser la chute de pression et estimer la perméabilité.

Ces analyses permettent de mieux comprendre le comportement du réservoir et d'optimiser les opérations de production.

**I.11. Technologies modernes utilisées :**

Les nouvelles technologies améliorent considérablement la gestion des réservoirs pétroliers.

- **Simulation numérique** : utilisation de logiciels de simulation pour prédire le comportement du réservoir.
- **Intelligence artificielle** : intelligence artificielle aide à analyser les données de production et optimiser les opérations.
- **Monitoring en temps réel** : surveillance continue des paramètres du réservoir grâce aux capteurs intelligents.

- **Smart wells** : les puits intelligents permettent un contrôle automatique de la production et une meilleure gestion des fluides.

**I.12. Conclusion :**

Les réservoirs à basse pression constituent un défi important dans l'industrie pétrolière en raison de la diminution progressive de leur énergie naturelle et de leur faible capacité de production. La compréhension des propriétés pétrophysiques et dynamiques telles que la porosité, la saturation, la perméabilité et la pression capillaire permet une meilleure analyse du comportement des fluides dans le milieu poreux.

L'étude des mécanismes de maintien de pression et des paramètres influençant la performance du réservoir montre l'importance des techniques de stimulation pour améliorer la récupération des hydrocarbures. Parmi ces techniques, la fracturation hydraulique représente une solution efficace pour augmenter la perméabilité et optimiser la productivité des puits dans les réservoirs à basse pression.

Enfin, l'intégration des technologies modernes comme la simulation numérique, l'intelligence artificielle et les puits intelligents contribue aujourd'hui à une gestion plus efficace des réservoirs pétroliers et à l'amélioration des performances de production.

## **Chapitre II : Fracturation hydraulique dans les réservoirs à basse pression**

## **Chapitre II    Fracturation hydraulique dans les réservoirs à basse pression**

---

### **II.1. Introduction :**

Dans les réservoirs à basse pression, le manque d'énergie naturelle limite fortement la production d'hydrocarbures. La fracturation hydraulique apparaît alors comme une solution essentielle pour accroître la perméabilité apparente et améliorer la connectivité entre le puits et le réservoir. Ce chapitre présente les principes physiques, les mécanismes de fracturation, ainsi que le rôle des fluides, de l'hydraulique et des agents de soutènement dans ce contexte particulier.

## Chapitre II Fracturation hydraulique dans les réservoirs à basse pression

### II.2. Principes physiques de la fracturation hydraulique :

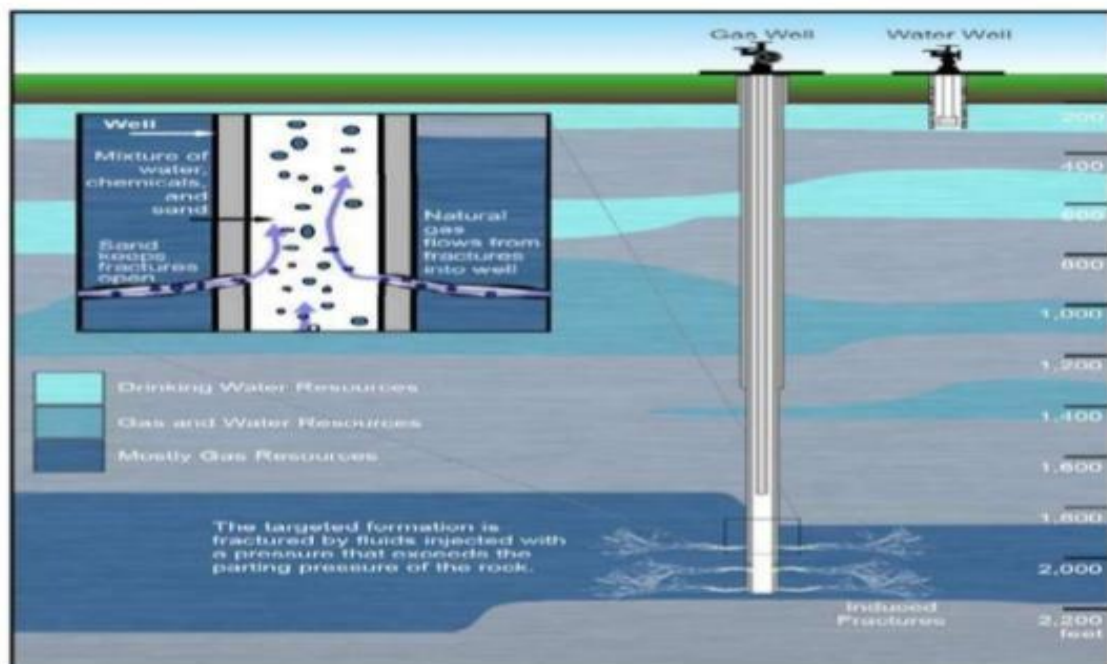
La fracturation hydraulique repose sur l'injection d'un fluide sous haute pression dans la formation géologique afin de vaincre les contraintes in situ, notamment la contrainte principale minimale. Lorsque la pression d'injection dépasse cette contrainte, la roche se fissure, créant une fracture qui se propage ensuite à l'intérieur du réservoir [1].

La condition d'amorçage de la fracture peut être exprimée par la relation suivante :

$$P_{\text{injection}} > \sigma_{\text{min}}$$

Où  $\sigma_{\text{min}}$  représente la contrainte principale minimale de l'entraînement. Ce critère est fondamental en mécanique des roches et constitue la base de la conception des traitements de fracturation hydraulique [2].

La propagation de la fracture dépend des propriétés mécaniques de la roche, notamment du module de Young et du coefficient de Poisson, ainsi que du comportement hydraulique du fluide injecté. La pression exercée par ce fluide initie la fracture, la maintient ouverte et assure sa propagation dans le réservoir [3].



**Figure II.1 :** Schéma de la fracturation hydraulique [17]

Cette Figure II.1 illustre le principe de la fracturation hydraulique, où un fluide est injecté dans le puits sous haute pression pour créer une fracture dans la formation. La fracture se propage perpendiculairement à la contrainte principale minimale ( $\sigma_{\text{min}}$ ), tandis que les agents de soutènement sont transportés par le fluide pour maintenir l'ouverture de la fracture une fois l'injection terminée.

## **Chapitre II    Fracturation hydraulique dans les réservoirs à basse pression**

Cette représentation met en évidence le rôle combiné des contraintes mécaniques et de l'action hydraulique dans la création et la propagation des fractures. Elle montre également que l'efficacité du traitement dépend directement de la capacité du fluide à transmettre la pression et à maintenir la fracture ouverte.

D'un point de vue hydraulique, l'écoulement du fluide à l'intérieur de la fracture est déterminant. La répartition de la pression le long de la fracture influence directement sa géométrie (longueur et largeur), ainsi que son efficacité en termes de drainage du réservoir [1].

Dans les réservoirs à basse pression, ces phénomènes deviennent encore plus critiques. Le faible gradient de pression limite naturellement l'écoulement des fluides selon la loi de Darcy, ce qui a un impact significatif.

Réduit la productivité des puits. La fracturation hydraulique permet alors de compenser cette limitation en augmentant la perméabilité apparente et en créant des voies préférentielles pour l'écoulement des hydrocarbures [2].

### **II.3. Mécanismes de création et de propagation des fractures :**

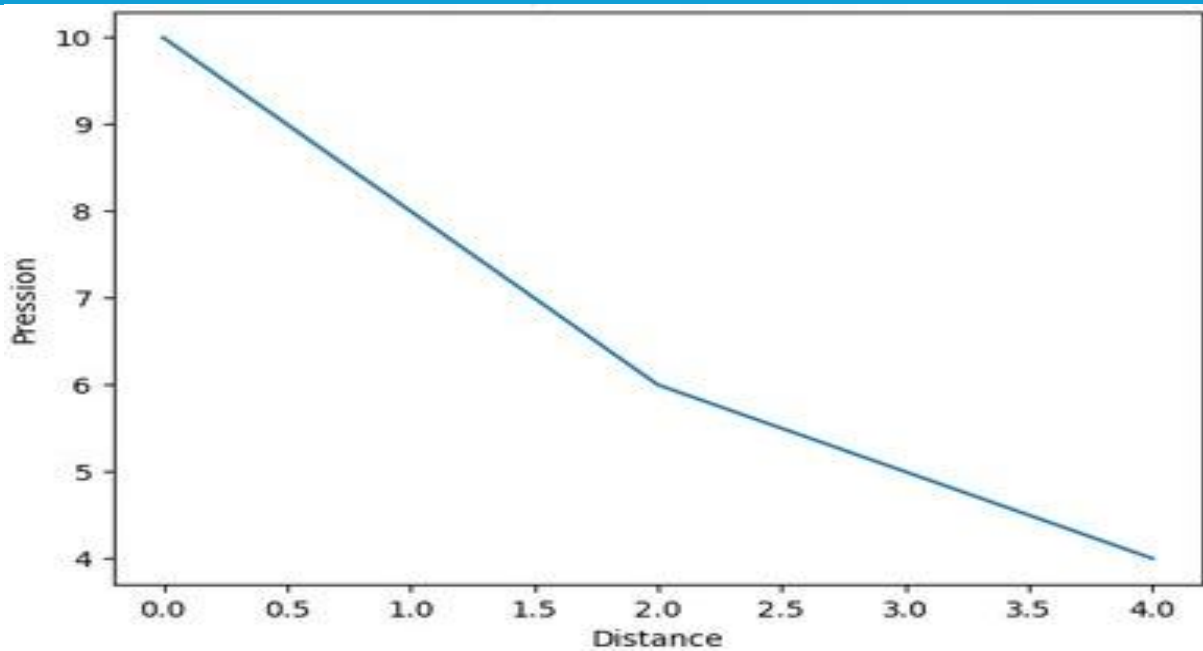
La création et la propagation des fractures hydrauliques sont régies par l'état des contraintes in situ ainsi que par les propriétés mécaniques de la roche. En général, une fracture se développe perpendiculairement à la contrainte principale minimale ( $\sigma_{min}$ ), car c'est dans cette direction que la résistance de la formation est la plus faible [1].

La propagation de la fracture dépend également de la pression du fluide injecté et de sa capacité à se propager à l'intérieur de la fracture. Lorsque la pression dépasse localement les limites de confinement, la fracture s'étend progressivement dans la formation [2].

La largeur de la fracture peut être approximée par la relation suivante :

$$w \propto \frac{P - \sigma_{min}}{E} \quad (II.1)$$

Où E Le module de Young de la roche est noté E. Cette relation met en évidence l'influence directe des propriétés mécaniques et de la pression sur l'ouverture de la fracture [3].



**Figure II.2 :** Variation de pression le long de la fracture [11].

Cette Figure II.2 représente la distribution de la pression du fluide le long de la fracture. On observe que la pression est maximale à proximité du puits, puis diminue progressivement avec la distance en raison des pertes de charge et de la dissipation d'énergie [1].

La diminution progressive de la pression limite l'étendue de la fracture et influence sa géométrie. Cette variation joue un rôle clé dans le contrôle de la longueur de la fracture et dans la distribution des agents de soutènement en son sein [2].

D'un point de vue hydraulique, l'écoulement du fluide dans la fracture est fortement influencé par les pertes de charge ainsi que par la viscosité du fluide. Une viscosité élevée favorise le maintien de la pression et améliore la propagation de la fracture, tandis qu'une faible viscosité peut entraîner une dissipation d'énergie rapide [3].

Dans les réservoirs à basse pression, ces phénomènes sont encore plus critiques. La faible pression initiale réduit la capacité du fluide à propager efficacement la fracture, ce qui peut limiter son extension. Par conséquent, une bonne maîtrise des paramètres hydrauliques est essentielle pour assurer une propagation optimale [1].

### II.3. Fluides de fracturation :

Le fluide de fracturation est un composant essentiel du traitement de fracturation hydraulique. Ses principales fonctions sont d'ouvrir la fracture et de transporter l'agent de soutènement sur toute sa longueur. Par conséquent, les propriétés visqueuses du fluide sont généralement considérées comme primordiales.

## Chapitre II Fracturation hydraulique dans les réservoirs à basse pression

Cependant, pour être efficaces, les traitements de fracturation hydraulique exigent des fluides des propriétés spécifiques. Outre une viscosité adaptée dans la fracture, ils doivent se décomposer et se nettoyer rapidement après le traitement, assurer une bonne maîtrise des pertes de fluide, présenter une faible pression de frottement lors du pompage et être aussi écologiques, économiques et pratiques que possible.

Ces fluides comprennent généralement des gels, des réducteurs de friction, des agents de réticulation, des agents de rupture et des tensioactifs ; ces additifs sont sélectionnés pour leur capacité à améliorer les résultats de l'opération de stimulation et la productivité du puits [15].

- Le fluide hydraulique est composé de 99,5 % de base avec environ 0,5 % d'additifs.

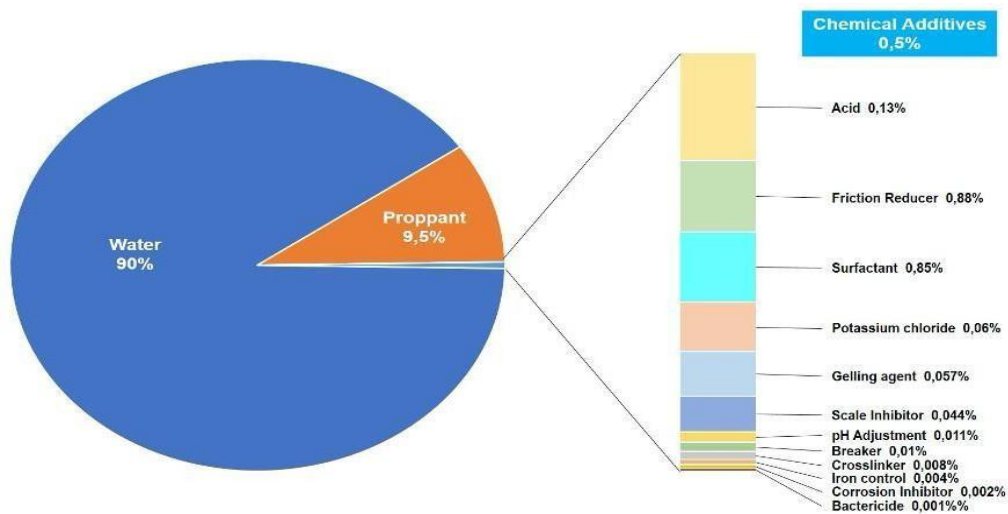


Figure II.3 : Composition volumétrique d'un fluide de fracturation [9]

### II.3.1. Propriétés d'un fluide de fracturation :

Le fluide de fracturation idéal devrait :

- Être capable de transporter l'agent de soutènement dans la fracture
- Être compatible avec la roche et le fluide de la formation.
- Générer une chute de pression suffisante le long de la fracture pour créer une fracture large.
- Minimiser les pertes de pression par frottement lors de l'injection
- Être formulé à l'aide d'additifs chimiques approuvés par la réglementation environnementale locale.
- Présenter une rupture contrôlée vers un fluide à faible viscosité pour le nettoyage après le traitement
- Soyez rentable [17].

## Chapitre II Fracturation hydraulique dans les réservoirs à basse pression

### II.3.2. Types de fluide de fracturation :

Les types de fluides de fracturation disponibles sont les suivants :

**Tableau II.1** : Fluide de fracturation et les conditions d'utilisation [13]

| Fluide de base | Type de fluide | Composition principale                            | Utilisé pour                                                           |
|----------------|----------------|---------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|
| <b>Eau</b>     | Linéaire       | Guar, HPG, HEC, CMHPG                             | Fracture courte, basse température                                     |
|                | Réticulé       | Agent de réticulation + Guar, HPG, CMHPG ou CMHEC | Fracture longue, haute température                                     |
|                | Micellaire     | Électrolyte, tensioactif                          | Fractures de longueur moyenne, température modérée                     |
| <b>Mousse</b>  | Eau basé       | Mousseur + N <sub>2</sub> ou CO <sub>2</sub>      | Formations de basse pression                                           |
|                | à base d'acide | Mousseur + N <sub>2</sub>                         | Basse pression, carbonate<br>Entraînement                              |
|                | Alcool basé    | Méthanol + agent moussant + N <sub>2</sub>        | Basse pression, sensible à l'eau<br>Entraînement                       |
| <b>Huile</b>   | Linéaire       | Agent gélifiant                                   | Fracture courte, sensible à l'eau<br>Entraînement                      |
|                | réticulé       | Agent gélifiant + réticulant                      | Fracture longue, sensible à l'eau<br>Entraînement                      |
|                | Eau émulsion   | Eau + Huile + Émulsifiant                         | Fractures de longueur moyenne, bonne<br>contrôle des pertes de fluides |
| <b>Acide</b>   | Linéaire       | Guar ou HPG                                       | Fractures courtes, carbonate<br>Entraînement                           |
|                | Réticulé       | Agent de réticulation + Guar ou HPG               | Des fractures plus longues et plus larges, formations carbonatées      |
|                | Huile émulsion | Acide + Huile + Émulsifiant                       | Fractures de longueur moyenne, bonne formations carbonatées            |

## **Chapitre II    Fracturation hydraulique dans les réservoirs à basse pression**

### **II.4. Agents de soutènement et transport :**

Les agents de soutènement jouent un rôle fondamental dans le succès des opérations de fracturation hydraulique. Ils sont injectés avec le fluide de fracturation afin de maintenir les fractures ouvertes après l'arrêt de l'injection, assurant ainsi une conductivité durable de la fracture [2].

Le choix du matériau de soutènement dépend de plusieurs critères, notamment sa résistance mécanique, sa granulométrie, sa densité et sa capacité à résister aux contraintes de fermeture. Les matériaux les plus couramment utilisés sont le sable naturel, les céramiques synthétiques et les matériaux de soutènement enrobés de résine [1].

La conductivité de la fracture, paramètre clé pour la production, peut être exprimée par la relation suivante :

$$C_f = k_f \times w \quad (II.2)$$

Où  $k_f$  est la perméabilité de la fracture et son ouverture sont liées entre elles. Cette relation montre que l'efficacité du traitement dépend directement de la capacité du proppant à maintenir une ouverture suffisante sous contrainte [2][3].

#### **II.4.1. Transport des agents de soutènement :**

Le transport des agents de soutènement dans la fracture représente un défi majeur, notamment dans les réservoirs à basse pression. Ce transport dépend fortement des propriétés du fluide (viscosité, densité), de la vitesse d'écoulement et des caractéristiques des particules [4].

Lorsque la vitesse du fluide est insuffisante, les agents de soutènement ont tendance à se déposer prématurément, ce qui entraîne une mauvaise répartition dans la fracture et réduit leur efficacité. À l'inverse, une vitesse élevée favorise une meilleure suspension et un transport plus homogène [3].

Du point de vue hydraulique, le transport des agents de soutènement est régi par l'équilibre entre la gravité et la viscosité du fluide. Une viscosité élevée maintient les particules en suspension plus longtemps, améliorant ainsi leur répartition dans la fracture [1][4].

Dans les réservoirs à basse pression, le transport des agents de soutènement devient encore plus critique. Le faible gradient de pression réduit la vitesse d'écoulement du fluide, ce qui favorise le dépôt précoce de particules. Ceci peut entraîner une fracturation partielle et une baisse significative de la productivité [4].

## **Chapitre II    Fracturation hydraulique dans les réservoirs à basse pression**

---

De plus, l'encastrement (l'enfoncement du proppant dans la roche) et le broyage (le broyage des grains) peuvent modifier les propriétés du proppant sous contrainte, réduisant ainsi la conductivité de la fracture [2].

Le choix approprié du proppant ainsi qu'un bon contrôle des paramètres d'injection sont donc essentiels pour garantir l'efficacité du traitement, notamment dans des conditions de basse pression [1].

### **II.5. Spécificités de la fracturation hydraulique dans les réservoirs à faible perméabilité / basse pression:**

Les réservoirs basse pression présentent des conditions particulières qui influencent directement l'efficacité des traitements de fracturation hydraulique. Le faible niveau de pression initial réduit l'énergie disponible pour l'écoulement du fluide, ce qui affecte la propagation de la fracture, le transport du proppant et la productivité globale du puits [1][4].

#### **II.5.1. Influence sur la propagation de la fracture :**

Dans ces réservoirs, la propagation des fractures peut être limitée par la dissipation rapide de la pression le long de la fracture. Ceci peut entraîner des fractures de longueur réduite ou d'ouverture insuffisante, diminuant ainsi leur efficacité [2].

#### **II.5.2. Influence sur le transport des agents de soutènement :**

Le transport des agents de soutènement dépend fortement de la vitesse du fluide. En contexte de basse pression, la réduction du gradient de pression peut limiter cette vitesse, ce qui peut affecter la distribution des particules au sein de la fracture [3][4].

#### **II.5.3. Phénomènes affectant l'efficacité du traitement :**

Plusieurs phénomènes peuvent se produire lors des opérations de fracturation hydraulique dans les réservoirs à basse pression, notamment :

- Pertes de fluides vers la formation (fuites).
- La fermeture progressive des fractures après l'arrêt de l'injection.
- La distribution non homogène des agents de soutènement.

Ces phénomènes influencent l'efficacité globale du traitement et seront analysés en détail dans le chapitre suivant [1].

### II.6. Pertes de fluide (Leak-off):

Le phénomène de leak-off correspond à l'infiltration du fluide de fracturation dans la formation environnante sous l'effet du gradient de pression entre la fracture et la matrice rocheuse [2].

Selon les principes de l'écoulement en milieu poreux, ce phénomène est fortement influencé par la perméabilité de la formation, la viscosité du fluide ainsi que les propriétés de filtration du fluide de fracturation [6].

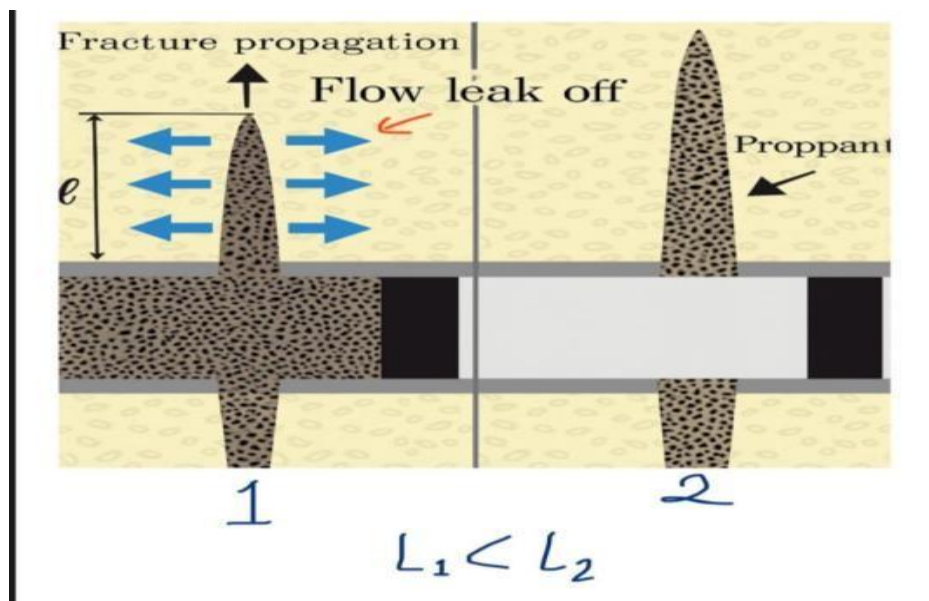
Dans ce contexte, les fluides à faible viscosité présentent généralement un taux de leak-off plus élevé en raison de leur capacité à pénétrer plus facilement dans la matrice poreuse, contrairement aux fluides gélifiés qui limitent cette infiltration [5].

Du point de vue de l'endommagement de formation, le leak-off peut entraîner :

- une invasion de particules fines,
- une modification de la saturation,
- un colmatage des pores.

Ces phénomènes réduisent la perméabilité effective de la formation, aggravant ainsi les pertes de productivité [7].

Dans les réservoirs à basse pression, ce phénomène est amplifié par la différence de pression entre le fluide injecté et la formation, ce qui favorise une infiltration rapide et réduit la pression disponible pour la propagation de la fracture [1].



**Figure II.4 :** Influence du leak-off sur la propagation de la fracture [18].

Cette Figure II.4 illustre l'impact du phénomène de leak-off sur la propagation des fractures hydrauliques. Elle présente deux cas distincts :

## **Chapitre II    Fracturation hydraulique dans les réservoirs à basse pression**

- Cas (1) : Une partie importante du fluide de fracturation s'infiltré dans la formation (leak-off élevé). Cela entraîne une diminution de la pression disponible à l'intérieur de la fracture, ce qui limite sa propagation. Par conséquent, la longueur de la fracture est réduite (L1).
- Cas (2) : Les pertes de fluide sont plus faibles (leak-off réduit), ce qui permet de maintenir une pression plus élevée dans la fracture. Cela favorise une meilleure propagation et conduit à une fracture plus longue (L2).

Cette comparaison met en évidence que le leak-off constitue un facteur critique dans le contrôle de la géométrie des fractures. Une augmentation des pertes de fluide réduit l'efficacité du traitement en limitant l'extension de la fracture et en diminuant sa capacité à drainer le réservoir.

Ainsi, la maîtrise du phénomène de leak-off est essentielle pour garantir une propagation optimale des fractures et améliorer l'efficacité globale de la fracturation hydraulique.

### **II.7. Mauvaise fermeture des fractures :**

La fermeture des fractures est contrôlée par les contraintes géomécaniques de la formation. Après l'arrêt de l'injection, la pression interne de la fracture diminue, ce qui entraîne une augmentation de la contrainte effective appliquée sur les parois de la fracture [3].

Selon les principes de la mécanique des roches, la contrainte effective peut être exprimée comme suit :

$$\sigma_{\text{eff}} = \sigma - P \quad (\text{II .3})$$

Où P est la pression du fluide dans la fracture.

Dans les réservoirs à basse pression, la chute rapide de P entraîne une augmentation rapide de  $\sigma_{\text{eff}}$ , ce qui accélère la fermeture des fractures [3][6].

Si les proppants ne sont pas correctement placés, cette fermeture peut conduire à une perte totale de conductivité de la fracture.

### **II.8. Proppant embedment et crushing :**

L'embedment des proppants correspond à leur enfoncement dans la surface de la roche sous l'effet des contraintes. Ce phénomène dépend fortement des propriétés mécaniques de la formation, notamment sa dureté et son module de Young [3].

Dans les formations tendres (soft formations), ce phénomène est particulièrement important et peut réduire significativement l'ouverture effective de la fracture.

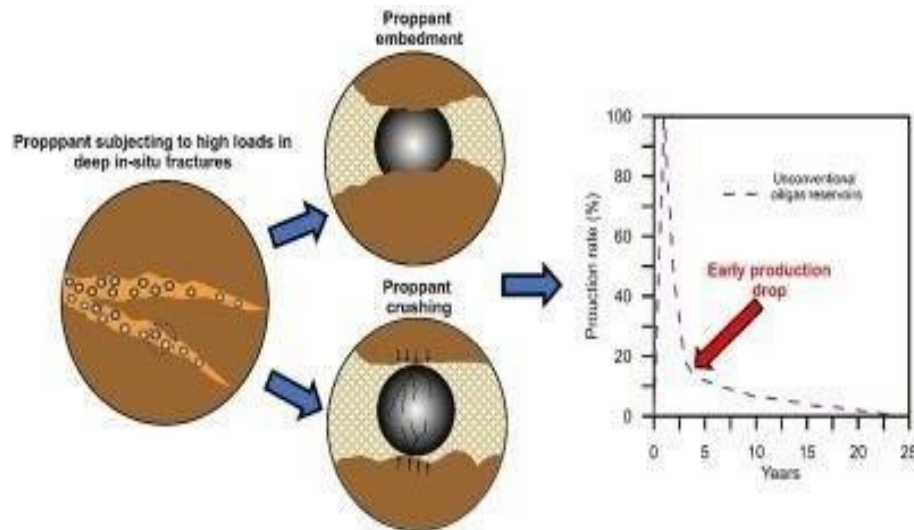
Le crushing, quant à lui, correspond à la rupture des grains de proppant sous contrainte. Il dépend de la résistance mécanique du matériau utilisé (sable vs céramique) [2].

## Chapitre II Fracturation hydraulique dans les réservoirs à basse pression

Du point de vue hydraulique, ces deux phénomènes entraînent :

- Une réduction de la perméabilité de la fracture,
- Une augmentation des pertes de charge,
- Une diminution de la conductivité.

Ces effets sont aggravés dans les réservoirs à basse pression, où la faible capacité de drainage rend la conductivité encore plus critique [1][6].



**Figure II.5 :** Phénomènes d’embedment et de crushing des proppants et leur impact sur la production [19]

### II.9. Dommages de formation (endommagement):

Les dommages de formation représentent un ensemble de mécanismes qui altèrent les propriétés pétrophysiques du réservoir suite aux opérations de stimulation [7].

Selon les études sur l’endommagement, ces phénomènes peuvent être classés en:

Dommages physiques:

- colmatage des pores
- migration des fines

Dommages chimiques:

- réactions fluide-roche
- précipitation.

Dommages liés aux fluides:

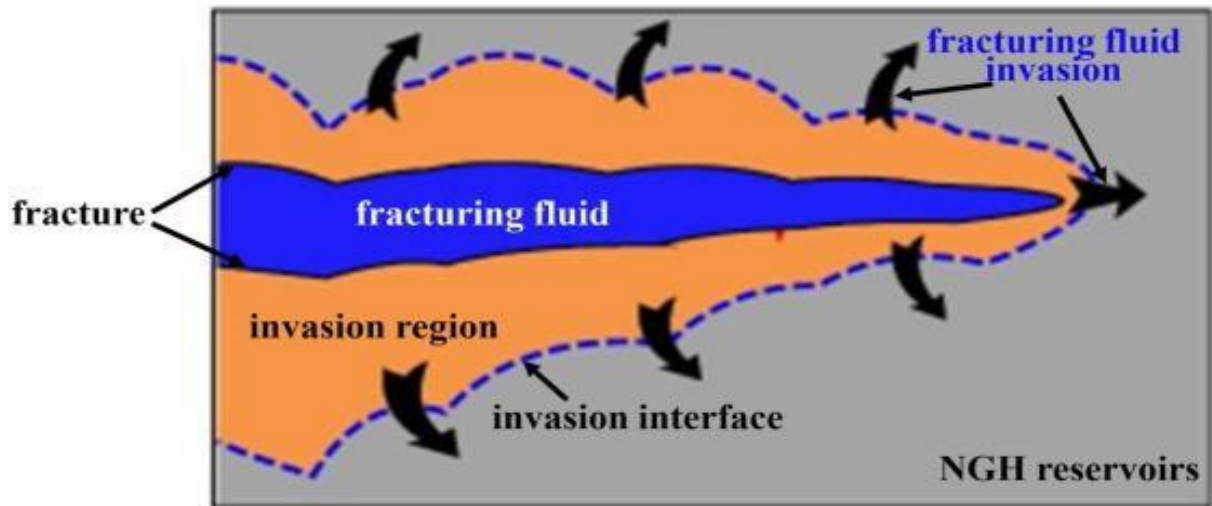
- incompatibilité
- invasion excessive

Les fluides de fracturation jouent un rôle central dans ces mécanismes. Une mauvaise formulation peut entraîner une dégradation de la perméabilité et limiter l’efficacité du traitement [5].

## Chapitre II Fracturation hydraulique dans les réservoirs à basse pression

Dans les réservoirs à basse pression, ces dommages ont un impact encore plus important en raison de la faible énergie disponible pour nettoyer la zone endommagée.

Le phénomène d'invasion du fluide dans la formation est illustré dans la figure suivante :



**Figure II.6 :** Invasion du fluide de fracturation et endommagement de la formation [20].

Cette Figure II.6 montre l'invasion du fluide de fracturation dans la matrice rocheuse autour de la fracture. Cette infiltration crée une zone endommagée caractérisée par une modification des propriétés pétrophysiques, notamment une réduction de la perméabilité.

L'invasion du fluide peut entraîner le colmatage des pores et une altération de la structure de la formation. Dans les réservoirs à basse pression, ce phénomène est particulièrement critique, car la capacité de nettoyage de la formation est limitée, ce qui accentue les dommages et réduit la productivité.

### II.10. Faible efficacité post-fracturation :

L'efficacité d'un traitement de fracturation hydraulique dépend de la capacité du système à maintenir une fracture conductrice et connectée au réservoir.

Cependant, l'interaction des phénomènes précédents (leak-off, mauvaise fermeture, endommagement, problèmes de proppants) conduit souvent à une performance inférieure aux attentes [2][6].

Dans les réservoirs à basse pression, ces effets sont cumulés, ce qui rend l'optimisation des traitements indispensable.

### **II.11. Conclusion :**

Les réservoirs à basse pression imposent des contraintes supplémentaires et des limitations opérationnelles majeures aux opérations de fracturation hydraulique [1][2]. Bien que cette technique soit efficace pour améliorer la productivité des puits, son succès dépend d'une compréhension globale d'interactions complexes. En effet, des phénomènes tels que les pertes de fluide, la fermeture prématurée des fractures, les problèmes de transport des proppants et les dommages de formation sont souvent amplifiés dans ces conditions de basse pression, risquant de réduire significativement l'efficacité du traitement.

L'analyse de ces mécanismes montre qu'une maîtrise approfondie de ces limitations est une étape indispensable pour adapter les paramètres de traitement et optimiser la conception des opérations. Le chapitre suivant sera ainsi consacré à l'étude détaillée de ces problèmes opérationnels, ainsi qu'aux méthodes d'optimisation permettant de surmonter ces contraintes et d'améliorer les performances des traitements.

**Chapitre III :**  
**Fracturation hydraulique**  
**dans le champ HMD-Cas**  
**du puits OMP-172**

### **III.1. Introduction**

Ce chapitre présente une étude et une évaluation de la fracturation hydraulique utilisant le méthanol. Cette technique, relativement récente dans l'industrie pétrolière et gazière, est employée pour améliorer la récupération des hydrocarbures à partir des formations de schiste. Elle consiste à injecter sous haute pression un mélange d'eau, de sable et de méthanol dans la formation rocheuse, afin de créer des fractures qui facilitent l'écoulement des hydrocarbures vers la surface.

L'utilisation du méthanol présente plusieurs avantages, notamment la réduction de la quantité d'eau requise pour l'opération. En outre, le méthanol est généralement moins coûteux que certains additifs chimiques utilisés traditionnellement dans la fracturation hydraulique, comme la gomme de guar.

### **III.2. Historique du champ de HASSI MESSAOUD :**

Le gisement de Hassi-Messaoud fut découvert par deux compagnies distinctes ; CFPA au niveau de la partie Nord du champ (OM, ON) ; la SN.Répal au niveau sud du champ. En 1946, La SN.Répal avait commencé sa recherche à travers le Sahara Algérien, trois années plus tard, débutait la prospection géophysique par une reconnaissance gravimétrique. En 1951, premier tir sismique dans la région d'Ouargla. Cette reconnaissance du pourtour des bassins sahariens permettra à la SN.Répal et son associé la CFPA, de déposer leur première demande de permis de recherche.

Le champ de Hassi Messaoud a été découvert le 16 Janvier 1956 par la SN. Répal dont le premier forage (MD1) est amorcé et implanté à la suite d'une campagne sismique réfraction. Le 15 Janvier de la même année, ce forage permet de découvrir les grès du cambrien productif d'huile à 3338m de profondeur.

En Mai 1957, à 7 Km au Nord-Ouest de MD1, la CFPA confirma l'existence d'un gisement par le forage OM1.

De 1959 à 1964, 153 puits ont été mis en exploitation. Après la nationalisation des hydrocarbures le 24 février 1971, le nombre des forages n'a pas cessé de se multiplier, pour atteindre en 1977 une moyenne de 34 puits par an.

Le gisement a d'abord connu une phase de développement des « zones de production » par forages verticaux jusqu'à 2000, et une phase de développement des zones structuralement complexes ainsi que des réservoirs de faibles propriétés matricielles (R2 supérieur) par forages non conventionnels, depuis 1997.

La production s'est accompagnée de several problèmes, notamment de dépôts de sels d'asphaltènes, ainsi que de percées de gaz et d'eau d'injection. Les installations de surface consistent en deux complexes industriels permettant de traiter la totalité des fluides produits et des fluides d'injection.

(1 C.F.P.A : Compagnie Française des Pétroles Algérie, TOTAL actuellement) | (2 G.O.R : Gas/oil ratio)

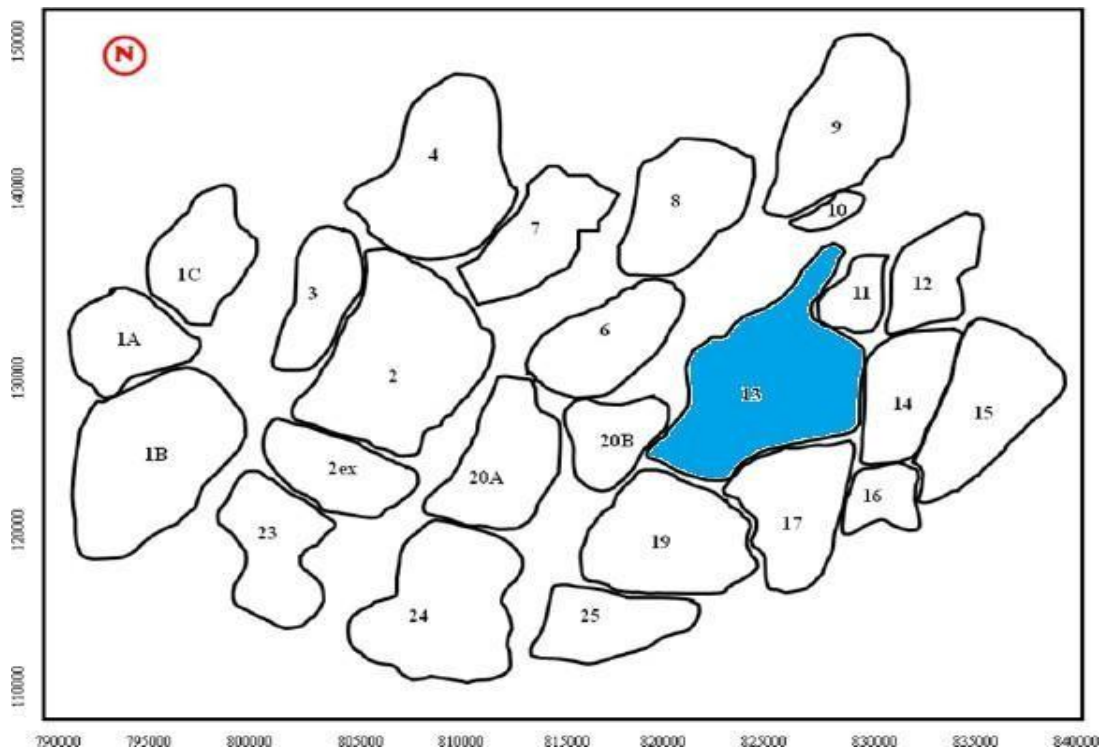
### **III.3 Zonation du champ de HASSI MESSAOUD :**

L'évolution des pressions des fluides en fonction de la production a permis de subdiviser le gisement de Hassi Messaoud en 25 zones productrices séparées par des hors zones. Une zone de production est définie comme un ensemble de puits qui communiquent entre eux.

Cette définition est en réalité à revoir car le développement du champ et les essais d'injection ont montré que la communication entre les puits appartenant à une même zone n'était pas

### Chapitre III    Fracturation hydraulique dans le champ HMD-Cas du puits OMP-172

toujours évidente du fait de l'hétérogénéité du réservoir et/ ou de compartimentages structuraux dus à des blocs faillés (Zeghouani, 2010). Par ailleurs, si on compare le découpage en zone de production et les accidents structuraux on note que ces limites correspondent le plus souvent aux failles étanches de direction NE-SW. Les limites mal définies correspondent aux failles non étanches de direction NW-SE à E-W. On peut donc attribuer à ces zones une définition purement géologique en les considérant comme des blocs structuraux séparés entre eux par les accidents tectoniques. Le contour géologique de ces zones est constamment révisé au regard des nouvelles données obtenues (implantation de nouveaux puits).



**Figure III.1 :** Zonation du champ de Hassi Messaoud

#### III.4 Découpage spatial :

##### III.4.1 Numérotation du champ nord :

C'est une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique.

Exemple : Omn43

- O : majuscule – permis de Ouargla
- m : minuscule – carreau de 1600 km<sup>2</sup>
- n : minuscule – carré de 100 km<sup>2</sup>
- 4 : abscisse et 3 : ordonnée

##### III.4.2 Numérotation du champ sud :

### Chapitre III Fracturation hydraulique dans le champ HMD-Cas du puits OMP-172

Elle est principalement chronologique complétée par une numérotation géographique basée sur des abscisses et des ordonnées d'intervalle égal à 1,250 km et harmonisée avec les coordonnées Lambert.

Exemple : m.d10 (33) – (15).

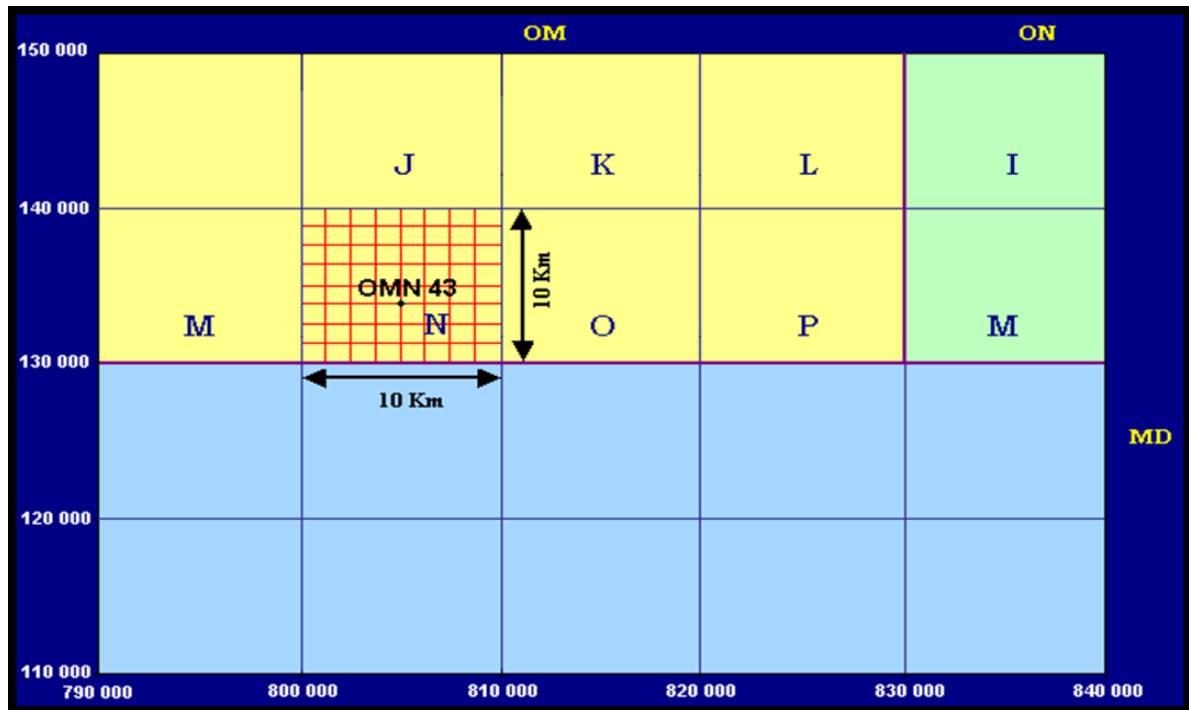


Figure III.2 : Exemple de numérotation des puits

#### III.5 Situation géographique du champ :

Le champ de Hassi Messaoud est situé à 700 km au Sud-Est d'Alger, à 350 km de la frontière tunisienne et à 80 km à l'Est de Ouargla. Il a une superficie de 2000 km<sup>2</sup>, à une altitude de 142 m. Le climat y est désertique avec des températures allant de 0°C à 47°C en moyenne. En automne et au printemps, la région est soumise à de fréquents vents de sable avec une vitesse pouvant atteindre les 100 km/h, de direction dominante NNE.

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme étant le plus grand gisement pétrolifère de la province triasique algérienne. De part sa superficie et ses réserves, il s'étend sur près de 2200 Km<sup>2</sup> de superficie. Il est limité au :

- NW par le gisement de Ouargla, Guellaba, Benkahla et Haoud Berkaoui.
- SW par le gisement d'el Gassi, Zotti et El Agreb.
- SE par le gisement de Rhoude-El-Baguel et Mesdar.
- Est par le gisement de Ghadamés.

Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est :

- 790 000 @ 840 000 Est.
- 110 000 @ 150 000 Nord.

### **III.6 Cadre structural :**

Le champ de Hassi Messaoud se présente comme un vaste anticlinal, dont la forte érosion et le cisaillement par un système de failles d'orientation Nord-Nord-Ouest Sud-Sud-Est font apparaître une géométrie en Horst et Grabens. Ces failles sont détectées soit par décalage structural des formations ou encore lors de la répétition des séries sédimentaires.

Le Paléozoïque représenté seulement par le Cambro-ordovicien est recouvert en discordance par une épaisse couverture Mésozoïque-cénozoïque avec à la base, une sédimentation salifère d'âge triasique très puissante assurant l'étanchéité et le piégeage des hydrocarbures au sein de la formation.

L'absence des séries supérieures du Paléozoïque correspondrait à un non-dépôt lié à une longue période d'émersion plutôt qu'à une forte érosion.

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. À plus grande échelle, il est encadré :

- Au sud par le horst d'Amguid.
- Au Nord par les structures Djemaa de Touggourt.
- À l'est par la dépression de Ghadames.
- À l'ouest par le bassin d'oued Mya.

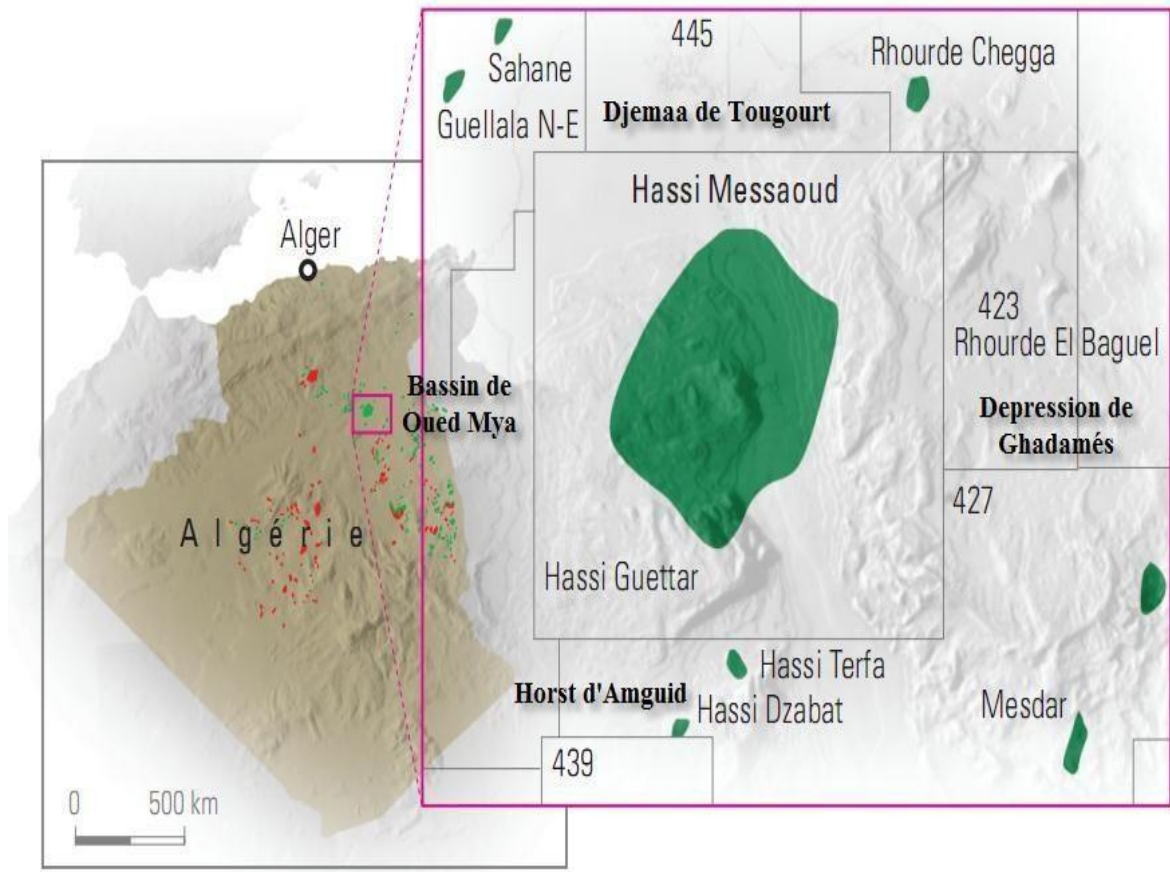


Figure III.3 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud [15]

### III.7 Stratigraphie du champ de HASSI MESSAOU :

Le champ de Hassi Messaoud se présente comme un vaste môle sur lequel une bonne partie de la série stratigraphique Paléozoïque est absente, supprimant ainsi tout témoin de l'histoire géologique pendant 230 millions d'années.

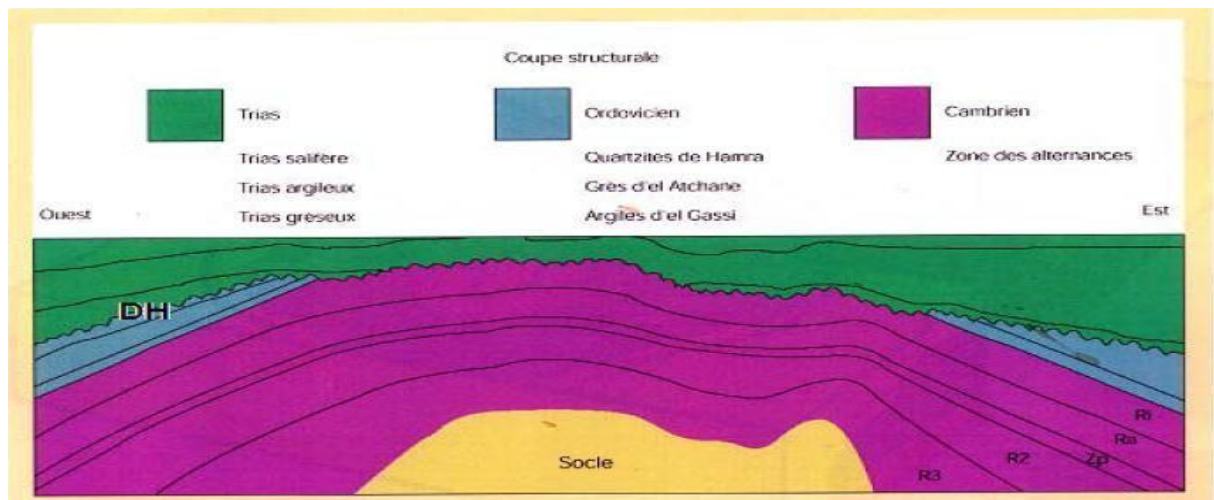


Figure III.4 : Coupe géologique Est-Ouest du champ de Hassi Messaoud

### **Chapitre III    Fracturation hydraulique dans le champ HMD-Cas du puits OMP-172**

---

Ce sont des dépôts du Paléozoïque, reposant sur un socle granitique, qui ont été érodés. De ce fait, les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur le Cambro-ordovicien. En allant vers la périphérie du champ, la série devient plus complète. De la base au sommet de cette série, on distingue :

#### **III.7.1 Le socle cristallin :**

Il fut observé au niveau des puits Md2 à 3658m, et Om81 à 3533m, il a été décrit comme un granite porphyroïde de couleur rose et altéré au sommet.

#### **III.7.2 Infracambrien :**

C'est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée par le forage Omg47 à une profondeur de 4092m, Il est constitué de grès argileux rouges.

#### **III.7.3 Paléozoïque :**

Sur le socle, les formations Paléozoïques reposent en discordance ; c'est la discordance panafricaine. On distingue :

|            |                      |                    | Lithologie | Epaisseurs<br>(mètres) | Discordances |              |
|------------|----------------------|--------------------|------------|------------------------|--------------|--------------|
| Tertiaire  | Mio-pliocène         |                    |            | 150                    | Pyrénéenne   |              |
|            | Eocène               |                    |            | 0-150                  |              |              |
| Crétacé    | Sénonien             | Carbonaté          |            | 100                    |              | 440          |
|            |                      | Anhydritique       |            | 220                    |              |              |
|            |                      | Salifère           |            | 120                    |              |              |
|            |                      | Turonien           |            |                        |              |              |
|            | Cénomanién           |                    |            | 120                    |              |              |
|            | Albien               |                    |            | 300                    |              |              |
|            | Aptien               |                    |            | 25                     | Autrichienne |              |
|            | Barrémien            |                    |            | 280                    |              |              |
|            | Néocomien            |                    |            | 200                    |              |              |
| Jurassique | Malm                 |                    |            | 220                    | Hercynienne  |              |
|            | Dogger               |                    |            | 250                    |              |              |
|            | Lias                 | Anhydritique       |            | 200                    |              | 810          |
|            |                      | Salifère HB        |            | 50                     |              |              |
|            |                      |                    |            | 30                     |              |              |
|            |                      | S1 + S2            |            | 450                    |              |              |
|            |                      | S3                 |            | 80                     |              |              |
| Trias      |                      | Argileux S4        |            | 0-100                  |              | 0-300        |
|            |                      | Argileux           |            | 0-20                   |              |              |
|            |                      | T2 + T1            |            | 0-120                  |              |              |
|            |                      | Roches éruptives   |            | 0-180                  |              |              |
|            |                      | Série inférieure   |            | 0-50                   |              |              |
| Ordovicien |                      | Grès d'Ouargla     |            | 50                     |              | 200          |
|            |                      | Quartzites Hamra   |            | 75                     |              |              |
|            |                      | Grès d'El Atchane  |            | 20                     |              |              |
|            |                      | Argiles d'El Gassi |            | 85                     |              |              |
| Cambrien   | Zone des alternances |                    |            | 25                     | 500          | Panafricaine |
|            | R1                   | Ri                 |            | 50                     |              |              |
|            |                      | Ra                 |            | 120                    |              |              |
|            | R2                   |                    |            | 300                    |              |              |
|            | R3                   |                    |            |                        |              |              |
|            | Socle                |                    |            |                        |              |              |

**Figure III.5 :** Coupe stratigraphique type du Cambro-ordovicien du champ de Hassi Messaoud [15]

### III.7.3.1 Cambrien :

Essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de silstone argileux, micacés. Épaisseur moyenne de 590 m. Il constitue le principal réservoir de

Hassi Messaoud et a été subdivisé en quatre grands ensembles distincts (LHOMER 1966) selon des critères pétrographiques, pétrophysiques et diagaphiques. On distingue de bas en haut :

- Lithozone R3 : Épaisseur moyenne de 370 m. Repose sur l'infraCambrien ou sur le socle. Composé de grès feldspathiques et micacés. Faibles propriétés matricielles, aucun intérêt pétrolier actuel.
- Lithozone R2 : Épaisseur moyenne de 100 mètres. Composé de grès moyens à grossiers micacés, mal classés. Exploitable en position haute.
- Lithozone Ra : Épaisseur moyenne de 125 mètres. Composé de grès à grès quartzites. Subdivisé en : Ra inférieur (drains D1, ID, D2 - grossiers), Zone médiane fine (drain D3, fin avec Tigillites), et Zone grossière supérieure (D4).
- Lithozone Ri (Cambro-ordovicien) : Épaisseur moyenne de 42 m. Zone de passage composée de grès quartzitiques fins.

### **III.7.3.2 Ordovicien :**

Pour le champ de Hassi Messaoud, on distingue de la base au sommet quatre unités lithologiques:

- Zone des alternances : Épaisseur moyenne de 20 mètres. Alternance d'argiles silteuses noires et de grès quartzites fins.
- Argile d'El Gassi : Épaisseur moyenne d'environ 50 mètres. Argile schisteuse indurée verte à noire, milieu marin.
- Les Grès d'El Atchane : Épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres. Grès fins à très fins gris-beige.
- Les Quartzites de Hamra : Épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres. Grès quartzites fins, siliceux gris clair.

## **III.8 Mésozoïque :**

### **III.8.1 Le Trias :**

Ensemble très varié résultant d'une transgression laguno-marine, subdivisé en 4 unités :

- Trias éruptif : Épaisseur entre 0 et 92 mètres. Coulées volcaniques interstratifiées.
- Trias argilo-gréseux : Épaisseur moyenne de 35 m. Divisé en Grès supérieurs et Grès inférieurs.
- Trias argileux : Épaisseur moyenne de 113 m. Argiles dolomitiques ou silteuses avec sel.

## **Chapitre III    Fracturation hydraulique dans le champ HMD-Cas du puits OMP-172**

---

- Trias salifère : Épaisseur de 340 m. Rôle de couverture (TS3: 202m, TS2: 189m, TS1: 46m).

### **III.8.2 Le Jurassique :**

Épaisseur moyenne de 844 mètres. Ensemble argilo-gréseux à intercalations de calcaires au sommet (Malm), Dogger et Lias à la base. Le Lias comprend les niveaux LD3, LS2, LD2, LS1, LD1. Le Dogger se divise en Dogger lagunaire et argileux.

### **III.8.3 Le Crétacé :**

Épaisseur moyenne de 1620 mètres. Constitué de 7 étages : Néocomien (182m), Barrémien (280m), Aptien (25m), Albien (350m, nappe aquifère), Cénomanién (145m), Turonien (70-120m), Sénonien (230m, divisé en Sénonien lagunaire et carbonaté).

### **III.9 Cénozoïque :**

Épaisseur moyenne de 360 mètres. Constitué de calcaire dolomitique à l'Éocène, et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène.

### **III.10 Paléogéographie et milieux de dépôt du cambro-ordovicien :**

Au début du Cambrien s'installent des conditions fluviatiles. À l'ordovicien les conditions changent progressivement vers un milieu marin. Les lithozones R2 et R3 correspondent à un épisode fluviatile en tresse, tandis que le Ra est un milieu mixte tidal/estuarien et le Ri est franchement marin.

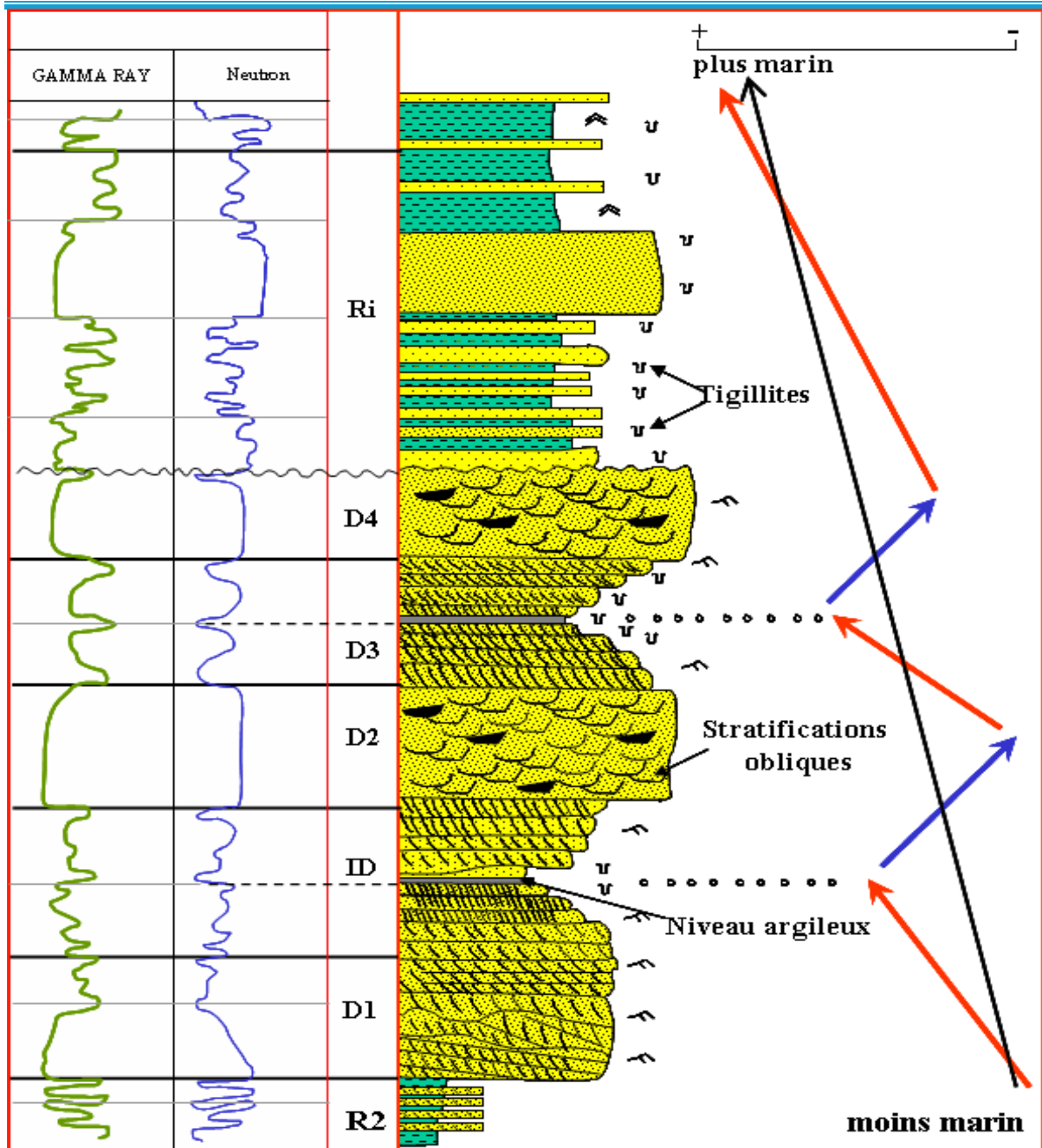


Figure III. 6 : Log synthétique des environnements de dépôts de Hassi Messaoud.

### III.11 Évolution géodynamique du champ de HASSI MESSAOUD :

Vaste dôme anticlinal aplati NE-SW. Les accidents se divisent en failles subméridiennes NNE-SSW et NW-SE créant une géométrie en Horst et Graben, et des cassures sans rejets induisant la fracturation du réservoir.

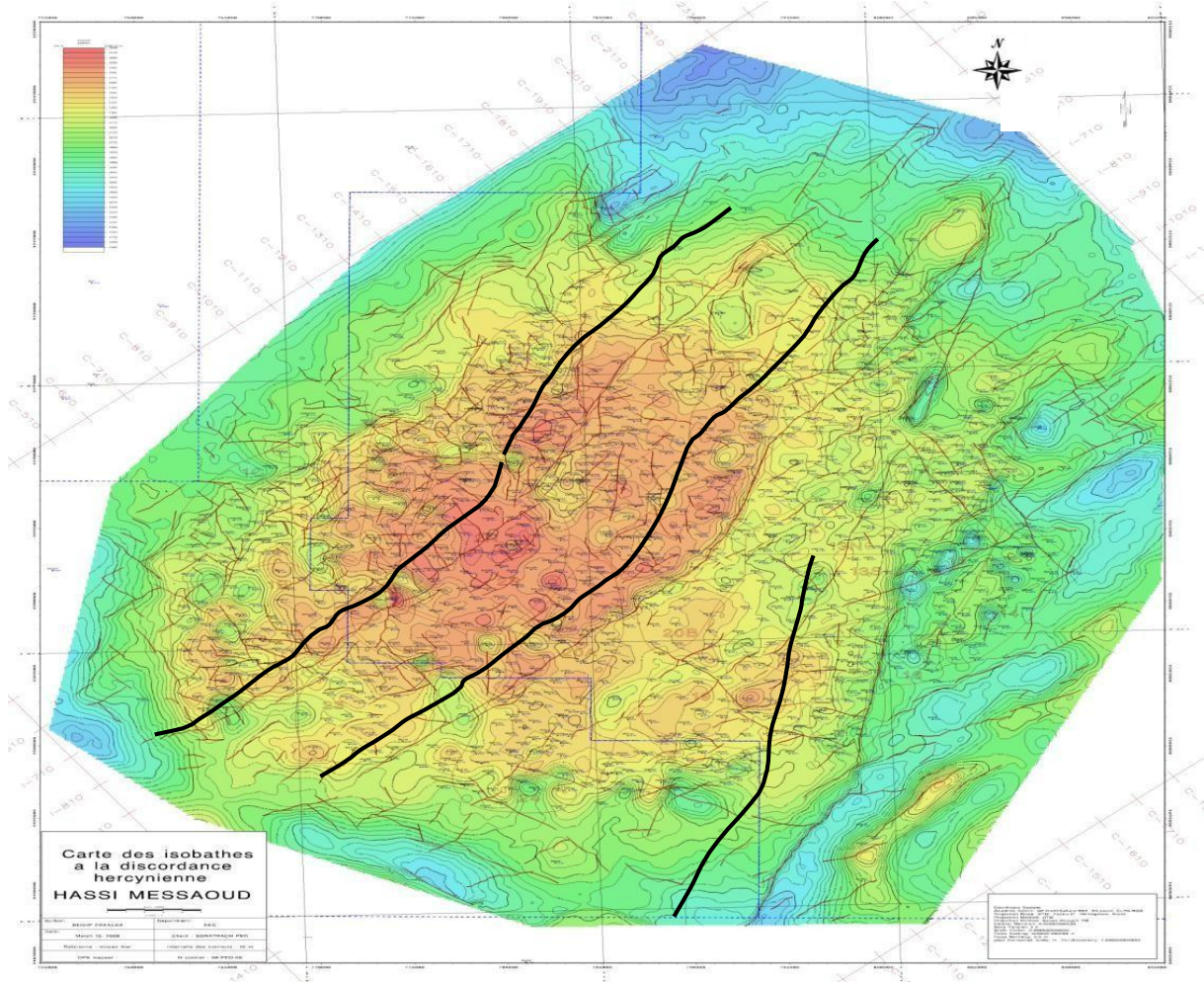


Figure III.7 : Carte des isobathes à la discordance hercynienne montrant la tectonique du champ de Hassi Messaoud [21]

### III.12 Données du puits et problématique

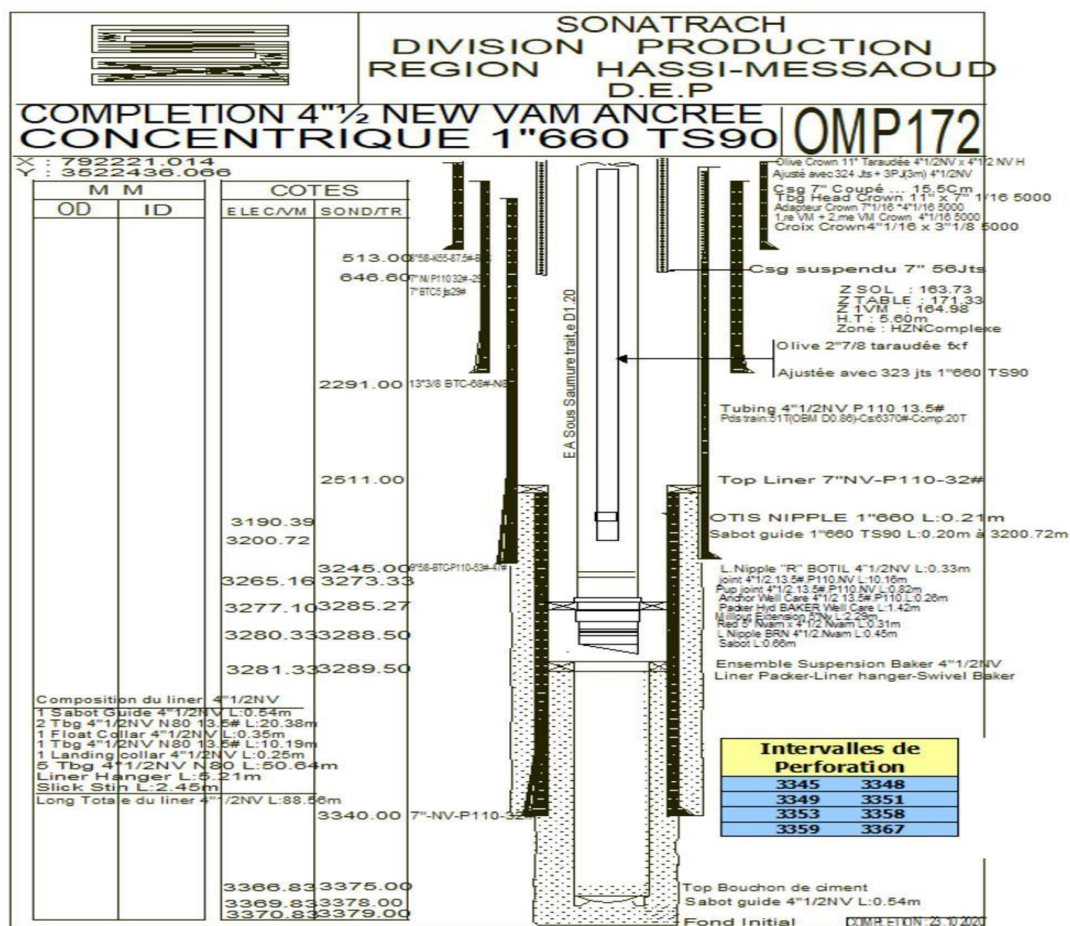
OMP-172 est un puits producteur de pétrole à gas-lift vertical, foré en 2019 et complété avec LCP. Le DST initial a montré un débit d'huile de 3,6 m<sup>3</sup>/h avec une pression de réservoir de 190 kg/cm<sup>2</sup> (2702 psi), un bon indice de productivité IP (0,235 m<sup>3</sup>/h/bar) et un skin positif (+2,84), indiquant des dommages proches du réservoir.

Après plusieurs baisses de production et une fermeture en juin 2020, une opération de snubbing a installé un CCE de 1"660 pour le gas lift. Le puits OMP-172 a été sélectionné pour une fracturation hydraulique afin d'améliorer sa performance d'afflux.

#### III.12.1 Localisation du puits OMP-172

OMP-172 est situé au nord-est du champ de Hassi Messaoud.

### III.12.2 Informations sur la complétion du puits



44

## Chapitre III Fracturation hydraulique dans le champ HMD-Cas du puits OMP-172

**Tableau III.1 :** Résumé de la complétion du puits OMP-172 .

| Spécification           | Valeur / Détail                                                               |
|-------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|
| Fin du forage           | Mars 2019                                                                     |
| Profondeur initiale (m) | 3379                                                                          |
| Déviaton                | Vertical                                                                      |
| Boîtier 7"              | 7" NV 32# P110 (Doublure) - Sabot: 3340 m - Yi: 12 460 psi - Coll: 10 780 psi |
| Tubulure                | 4" 1/2 NV13.5 #/ft P110 à 3288,5 m - Yi: 12 410 psi - Coll: 10 690 psi        |
| Liner 4 1/2             | 4"1/2 LCP NV 13.5# N80 TOL: 3289.5 m - Yi: 9,020 psi - Coll: 8,540 psi        |
| Packer                  | Packer Baker « Hyd Well Care » à 3285,3 m - DP: 10 000 psi                    |
| Perforations (m)        | 3345–3348   3349–3351   3353–3358   3359–3367                                 |

### III.12.3 Propriétés du réservoir

#### III.12.3.1 Informations générales sur le réservoir

**Tableau III.2 :** Interprétation pétrophysique

| OMP172_LUMP |      |      |        |           |         |                         |                     |                             |
|-------------|------|------|--------|-----------|---------|-------------------------|---------------------|-----------------------------|
| Zones       | Flag | Top  | Bottom | Gross (m) | Net (m) | Av_Shale Volume (m3/m3) | Av_Porosity (m3/m3) | Av_Water Saturation (m3/m3) |
| R2          | ROCK | 3342 | 3379   | 37        | 36.868  | 0.476                   | 0.066               | 0.137                       |
| R2          | RES  | 3342 | 3379   | 37        | 14.63   | 0.322                   | 0.095               | 0.079                       |
| R2          | PAY  | 3342 | 3379   | 37        | 14.021  | 0.321                   | 0.098               | 0.071                       |

D'un point de vue géologique, la majorité des niveaux drainés ont été érodés, et seul le Cambrian R2 subsiste. Le réservoir R2ab est saturé en huile avec une porosité moyenne de 9,8 %, une saturation en eau moyenne de 7,1 %, une épaisseur nette productive de 14 m et une teneur en argiles de 32 %.

Le drain R2ab est connu pour sa teneur en argiles relativement élevée par rapport aux

### Chapitre III Fracturation hydraulique dans le champ HMD-Cas du puits OMP-172

autres niveaux du Cambrien. Cette forte teneur en argiles affecte la communication entre les zones à forte porosité, ce qui entraîne une faible perméabilité.

Le log de résistivité indique que les meilleures valeurs de résistivité se situent dans la partie sommitale du log entre 3343 et 3360 m. Ensuite, on observe une baisse de la résistivité du log de 3360 m jusqu'au fond, ce qui met en évidence une séparation nette des valeurs de résistivité le long du réservoir.

Il est à noter que la formation géologique R2ab est caractérisée par une forte teneur en argiles, ce qui peut réduire les valeurs de résistivité. En termes de propriétés moyennes, la porosité et la perméabilité du R2ab sont faibles par rapport aux puits voisins, probablement en raison de la forte teneur en schistes. Le contact huile-eau (WOC théorique, à 65 % de saturation en eau) est fixé à 3432 m (-3261 m TVDSS).

**Tableau III.3 : Test de pression**

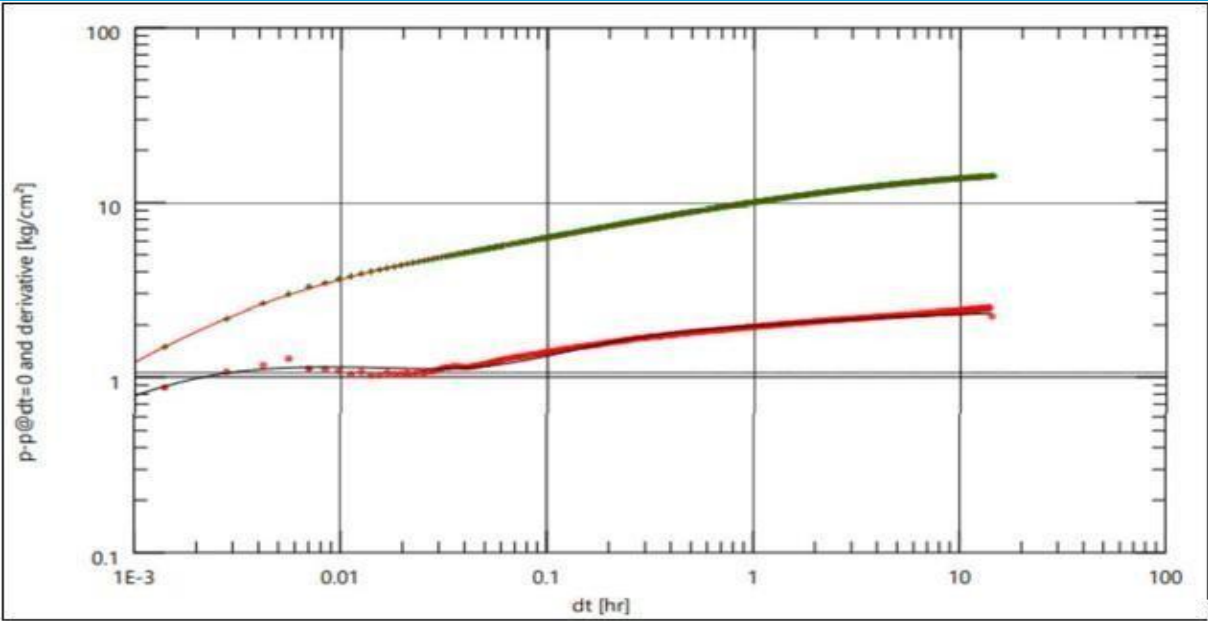
| Test     | Date       | PG<br>(kg/cm <sup>2</sup> ) | PFD<br>(kg/cm <sup>2</sup> ) | PT<br>(kg/cm <sup>2</sup> ) | Debit<br>(m/h) |      | IP   | HKP | HKL | HKL<br>(Hw *<br>Kyz) | Skin | Duse | Remarque                                                   |
|----------|------------|-----------------------------|------------------------------|-----------------------------|----------------|------|------|-----|-----|----------------------|------|------|------------------------------------------------------------|
| DST      | 27/05/2019 | 190                         | 168.7                        | 28.4                        | Huile          | 3.6  | .235 | --  | -   | 309                  | 2.84 | 9.53 | PUIT VERTICAL REALISE DANS D1 A LA TD 3381m(CE),PFD@-3106  |
| BUILD UP | 22/01/2021 | 193.3                       | 102.01                       | 17.64                       | Huile          | 1.15 | .014 | --  | -   | -                    | -    | 9    | PFD@-3026.02m, Les valeurs de SKIN et KH sont indéterminés |

L'historique des essais DST et des mesures de pression du puits est résumé dans les Tableau III.3 Le DST a montré un débit d'huile de 3,6 m<sup>3</sup>/h avec une pression de réservoir de 190 kg/cm<sup>2</sup> (-3200 TVDss), un bon indice de productivité (PI) de 0,235 m<sup>3</sup>/h/bar ainsi qu'un skin positif (+2,84), indiquant la présence de dommages au voisinage du réservoir.

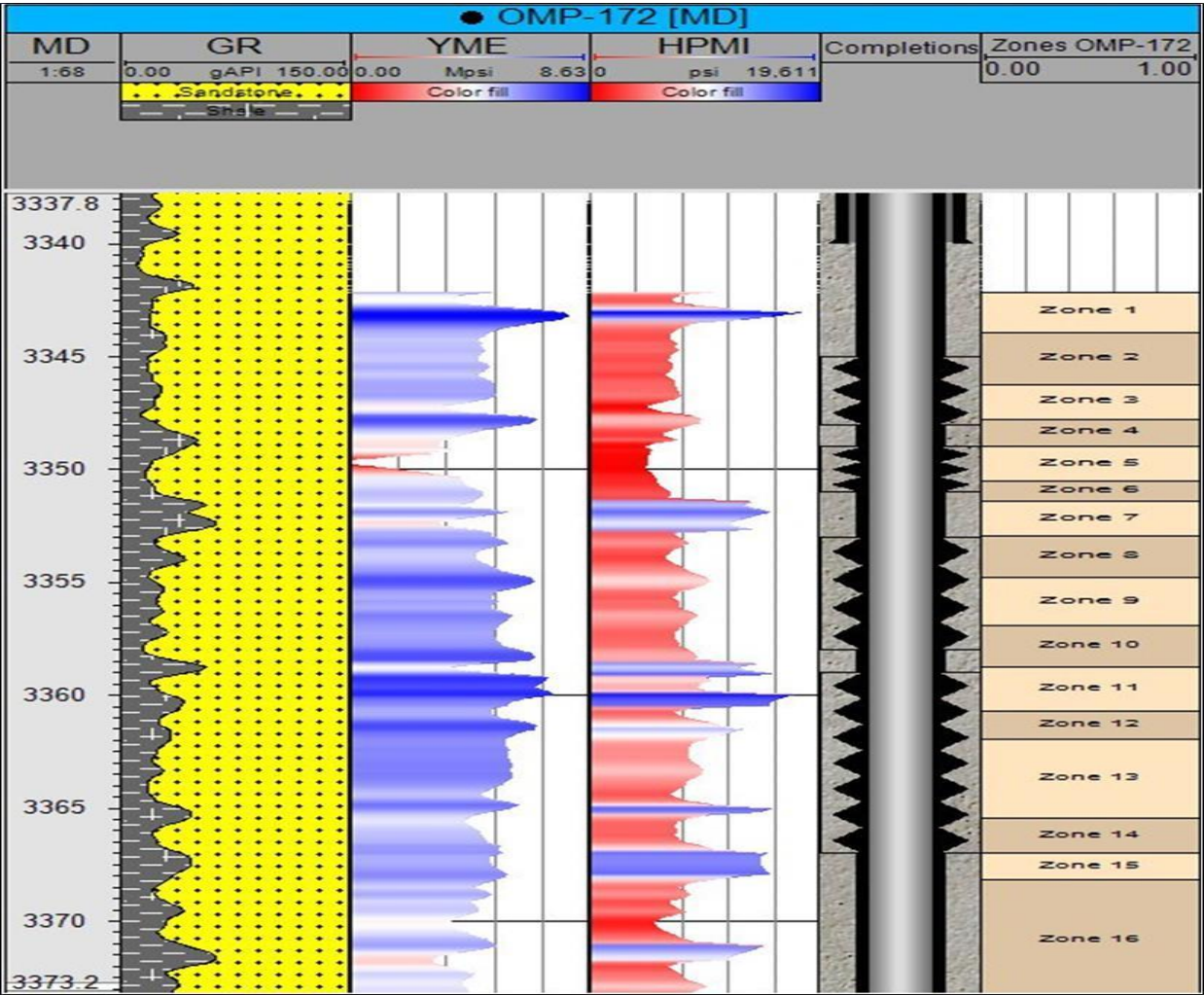
En 2021, une mesure de pression de type buildup a été réalisée et a montré une pression de réservoir de l'ordre de 193 kg/cm<sup>2</sup>, une pression de fond de puits de 102 kg/cm<sup>2</sup> ainsi qu'un faible indice de productivité (PI) de 0,014 m<sup>3</sup>/h/bar.

**Tableau III.4 : Résultats du DST (27/05/2019)**

| Reservoir            | Homogène                                                                                           |
|----------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Frontière            | Intersectant 2 failles L1 - Pas d'écoulement 6,5 m<br>L2 - Pas d'écoulement 16 m<br>Angle 155,863° |
| Pg                   | 184 kg/cm <sup>2</sup> (2617 psi)                                                                  |
| KH                   | 309 md.m                                                                                           |
| Perméabilité moyenne | 7.71 mD                                                                                            |
| Skin                 | -1.77                                                                                              |



**Figure III.10 :** Graphique de diagnostic DST (pression et dérivée en fonction du temps) du puits OMP-172



**Figure III.11 :** Diagraphie géomécanique du puits OMP-172

## Chapitre III Fracturation hydraulique dans le champ HMD-Cas du puits OMP-172

### III.12.3.2 Logs généraux du puits

Le profil de contraintes utilisé pour les simulations a été établi à partir des données géomécaniques et ajusté en s'appuyant sur des puits analogues.

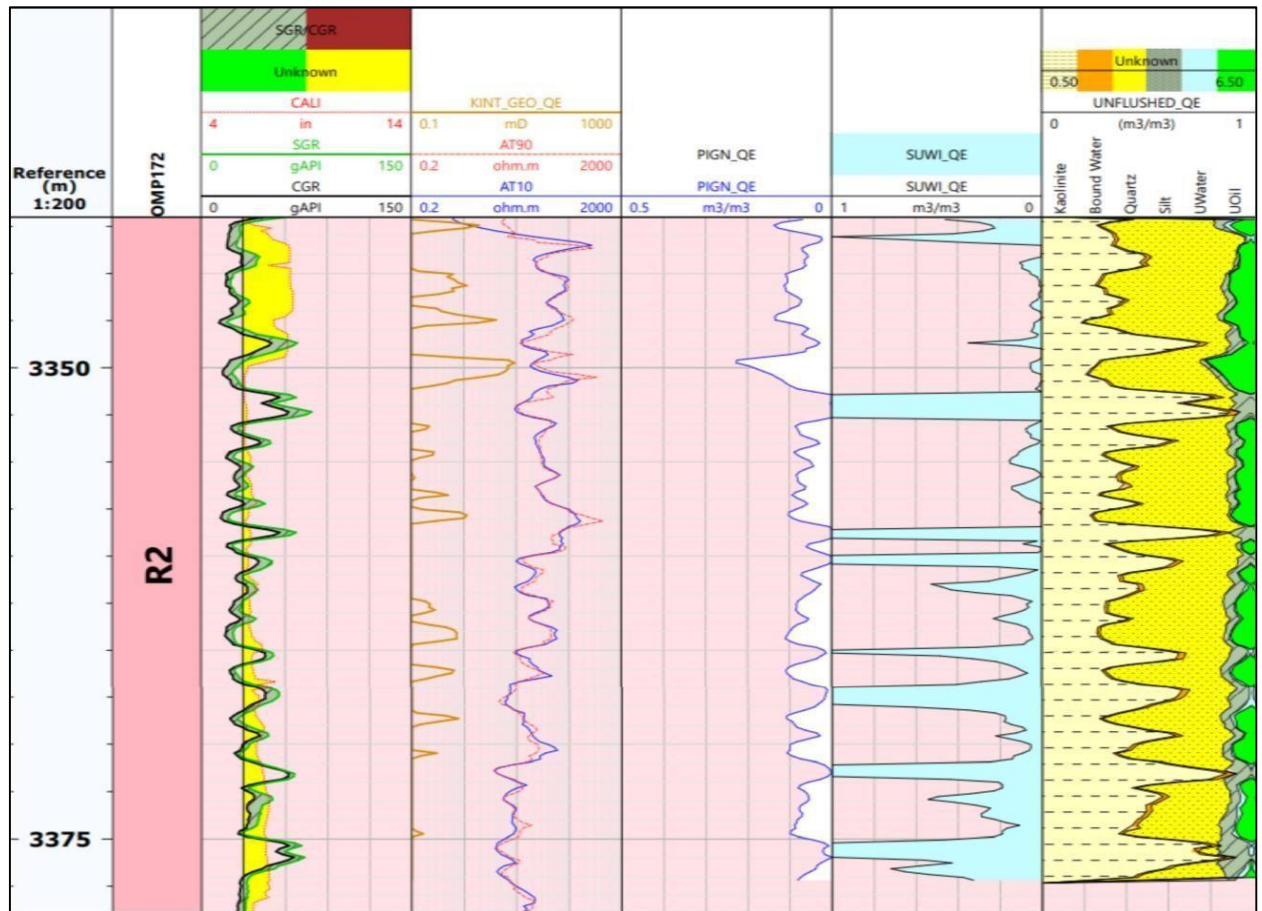


Figure III.12 : Log pétrophysique du puits.

### III.12.4 Tests de production

|           | Date Mesure | Diam. Dose (mm) | Unité Sépar. | Débit (m³/h) |         | GOR  | Pression (kg/cm²) |             |               | Densité |     | Paramètres GL       |                  |                 | Temp. Huile (°C) | K Psi  | Débit Eau (l/h) |          | Observations |
|-----------|-------------|-----------------|--------------|--------------|---------|------|-------------------|-------------|---------------|---------|-----|---------------------|------------------|-----------------|------------------|--------|-----------------|----------|--------------|
|           |             |                 |              | Huile        | Gaz     |      | Press. Tête       | Press. Pipe | Press. Sépar. | Huile   | Gaz | Press. Réseau (Bar) | Press. Inj (Bar) | Débit GL (M3/J) |                  |        | Récupérée       | Injectée |              |
| Mud Acid  | 25/05/2019  | 9.53            | 1440         | 3.57         | 491.37  | 138  | 28.4              | 7           | 5             | .806    | -   | -                   | -                | -               | 23               | 0.4599 | 0               | 0        | -            |
|           | 27/07/2019  | 9               | 600          | 1.58         | 246.35  | 156  | 16                | 10          | 3.22          | .792    | -   | -                   | -                | -               | 31               | 0.5301 | 0               | 0        | -            |
| Clean out | 17/08/2019  | 9               | 1440         | 1.9          | 316.20  | 167  | 19.4              | 10.9        | 5.19          | .792    | -   | -                   | -                | -               | 27               | 0.534  | 0               | 0        | -            |
|           | 13/11/2019  | 12.7            | 1440         | 2.19         | 676.37  | 308  | 14.5              | 8.2         | 5.61          | .797    | -   | -                   | -                | -               | 18               | 0.6413 | 0               | 0        | -            |
| Gas Lift  | 07/03/2020  | 12.7            | 600          | 1.4          | 255.16  | 183  | 9.7               | 8.6         | 3.16          | .796    | -   | -                   | -                | -               | 18               | 0.5354 | 0               | 0        | -            |
|           | 16/01/2021  | 9               | 1440         | 1.15         | 396.20  | 345  | 17.6              | 6.9         | 2.82          | .804    | -   | 191                 | 82               | -               | 16               | 0.8014 | 0               | 0        | -            |
| Gas Lift  | 20/02/2021  | 9               | 1440         | 2.4          | 1843.28 | 767  | 24.3              | 9.9         | -             | .804    | -   | -                   | -                | -               | 14               | 0.5271 | 0               | 0        | -            |
|           | 12/03/2021  | 9               | 1440         | 2.09         | 2139.93 | 1022 | 20.2              | 10.8        | 10.69         | .8      | -   | 0                   | 0                | 33891           | 18               | 0.5035 | 0               | 0        | -            |
|           | 13/03/2021  | 9               | 1440         | 2.16         | 2193.98 | 1018 | 16.3              | 10.4        | 10.5          | .801    | -   | 167                 | 50               | 22201           | 17               | 0.3946 | 0               | 0        | -            |

Figure III.13 : Historique des essais de production du puits OMP-172

### III.12.5 Propriétés des fluides

Le fluide réticulé au borate #35 fournira une viscosité suffisante pour la mise en place de la fracture à une température de fond de puits (BHST) de 120 °C. En cas de faible efficacité du fluide observée lors du DataFRAC, l'utilisation de FLA ou de fibres dans l'étape PAD est fortement recommandée. Le rapport d'essais de laboratoire QA/QC du fluide sera fourni

### III.12.5.1 Composition de gel réticulé

**Tableau III.5 :** Formulation du fluide réticulé YF135HTD

| Code produit | Fonction additive         | Concentration / 1000 gal | Lot |
|--------------|---------------------------|--------------------------|-----|
| Eau          | Eau de champ              | 1000 gal                 | -   |
| M275         | Bactéricide               | 0.5 lb                   | -   |
| J580         | Agent gélifiant Guar      | 35 lb                    | -   |
| L071         | Stabilisateur d'argile    | 2 gal                    | -   |
| F112         | Tensioactif               | 1 gal                    | -   |
| K046         | Méthanol (PAD & Dirty)    | 20 gal / 5 gal           | -   |
| L010         | Borate (Crosslinker)      | TBD lb                   | -   |
| U028         | Activateur                | TBD gal                  | -   |
| J480         | Agent de retard           | TBD lb                   | -   |
| J450         | Stabilisateur de fer      | TBD gal                  | -   |
| J475         | Disjoncteurs (Breakers)   | TBD lb                   | -   |
| J579         | Fibre température moyenne | TBD lb                   | -   |

### III.12.5.2 Composition linéaire en gel

**Tableau III.6 :** Composition du gel linéaire WF135

| Code produit | Fonction additive | Concentration par 1000 gal | Numéro de lot |
|--------------|-------------------|----------------------------|---------------|
| Water        | Eau de champ      | 1000 gal                   | -             |

### Chapitre III    Fracturation hydraulique dans le champ HMD-Cas du puits OMP-172

|      |                        |        |   |
|------|------------------------|--------|---|
| M275 | Bactéricide            | 0.5 lb | - |
| J580 | Guar Gelling Agent     | 35 lb  | - |
| L071 | Stabilisateur d'argile | 2 gal  | - |
| F112 | Tensioactif            | 1 gal  | - |

#### III.13 Équipement nécessaire à la stimulation du puits OMP-172

La mise en œuvre d'une opération de fracturation hydraulique ou de stimulation dans le puits OMP-172 nécessite un ensemble d'équipements spécialisés, conçus pour résister aux hautes pressions et garantir la sécurité, la précision des mélanges et le contrôle en temps réel. La Figure III.14 ci-dessous récapitule les principaux éléments requis, incluant les pompes haute pression (Frac Pump, Annulus Pump, C pump, PCM), le système de mélange (POD Blender), les unités de stockage (Frac tank, Sand truck), le véhicule de contrôle (TCV), ainsi que les dispositifs de protection du puits (Tree Saver) et de distribution (High Pressure Manifold). Chaque composant joue un rôle clé dans la séquence opératoire, depuis la préparation du fluide de fracturation jusqu'à son injection contrôlée dans la formation.

### Chapitre III     Fracturation hydraulique dans le champ HMD-Cas du puits OMP-172

|                                                                                     |   |                                                                                       |   |
|-------------------------------------------------------------------------------------|---|---------------------------------------------------------------------------------------|---|
|    | 6 |    | 6 |
| High Pressure Frac Pump                                                             |   | Frac tank                                                                             |   |
|    | 1 |     | 1 |
| Control Vehicle (TCV)                                                               |   | Sand truck / Sand Chief                                                               |   |
|    | 1 |     | 1 |
| Annulus Pump                                                                        |   | POD Blender                                                                           |   |
|   | 1 |    | 1 |
| PCM                                                                                 |   | Wellhead Isolation Tool (Tree Saver)                                                  |   |
|  | 1 |  | 1 |
| C pump                                                                              |   | High Pressure Manifold -1-                                                            |   |

**Figure III.14** : Liste des équipements requis pour les opérations de fracturation (puits OMP-172) [22]

### III.13.1 Disposition de l'installation du rig

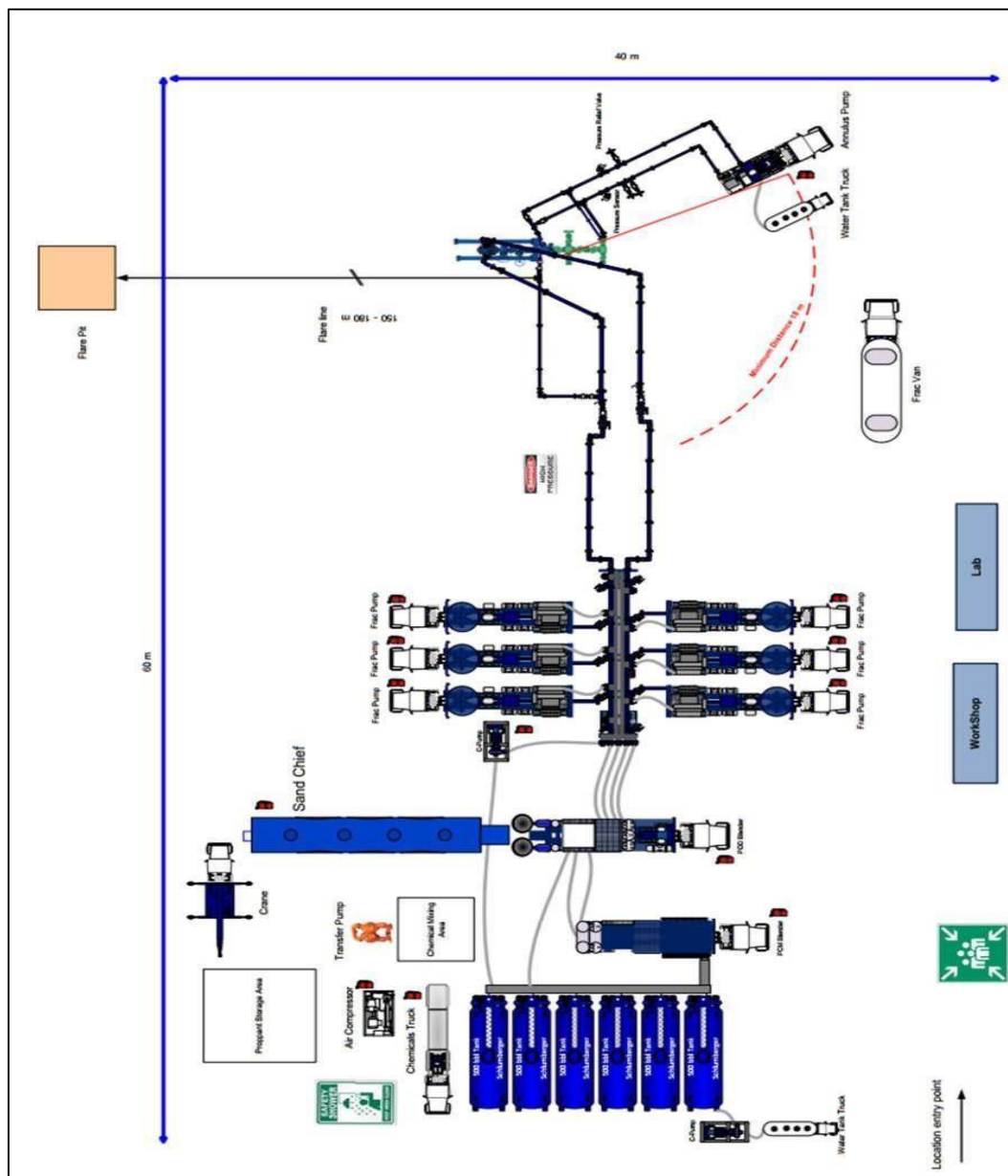


Figure III.15: Disposition conventionnelle du montage de surface (conventional rig-up layout)

[21]

### III.13.2 Matériaux

### III.13.2.1 Gomme Guar

En raison de leur faible coût, de leurs hautes performances et de leur facilité de manipulation, les fluides à base d'eau sont les fluides de fracturation les plus utilisés.



**Figure III.16 :** Échantillon de guar utilisé dans les tests [22]

La poudre de gel de polysaccharide de guar a été utilisée pour préparer le gel linéaire lors des tests en laboratoire. On estime que la perte de fluide lors des opérations de fracturation et pendant la fermeture augmente la concentration de polymères dans la fracture après la fermeture.

### III.13.2.2 Proppant

Des proppants à base de bauxite ont été sélectionnés pour mesurer ses conductivités dans des conditions de fond :



**Figure III.17 :** Proppant de bauxite de taille 20/40 utilisé dans les expériences [21]

### III.13.2.3 Propriétés du proppant

Le choix du soutènement (proppant) est un paramètre critique dans la conception d'un traitement de fracturation hydraulique, car il conditionne la conductivité de la fracture après relâchement de la pression. Deux types de proppant à base de résine (HSP) ont été retenus pour cette étude : le 20/40 HSP et le 16/30 HSP. Les Figures IV.18 et IV.19 présentent leurs fiches techniques respectives, incluant les propriétés physiques (densité absolue, densité en vrac,

### Chapitre III    Fracturation hydraulique dans le champ HMD-Cas du puits OMP-172

sphéricité, rondité), les résultats des tests de crush (pourcentage de fines sous contrainte), l'analyse granulométrique, ainsi que les courbes de conductivité et de perméabilité en fonction de la contrainte de fermeture. Ces données permettent d'évaluer l'aptitude de chaque proppant à maintenir une fracture ouverte et conductrice dans les conditions de pression et de température du réservoir OMP-172.

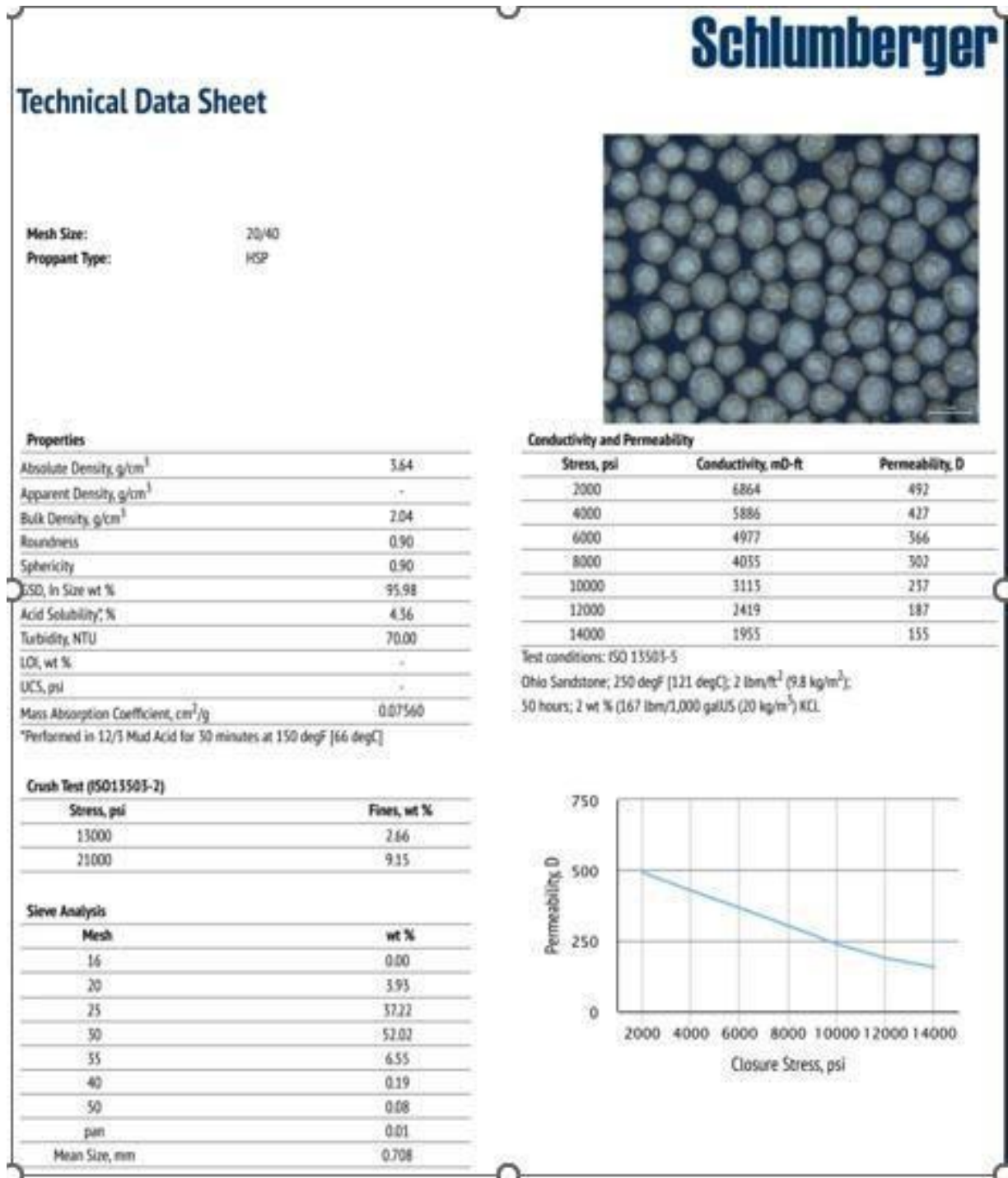
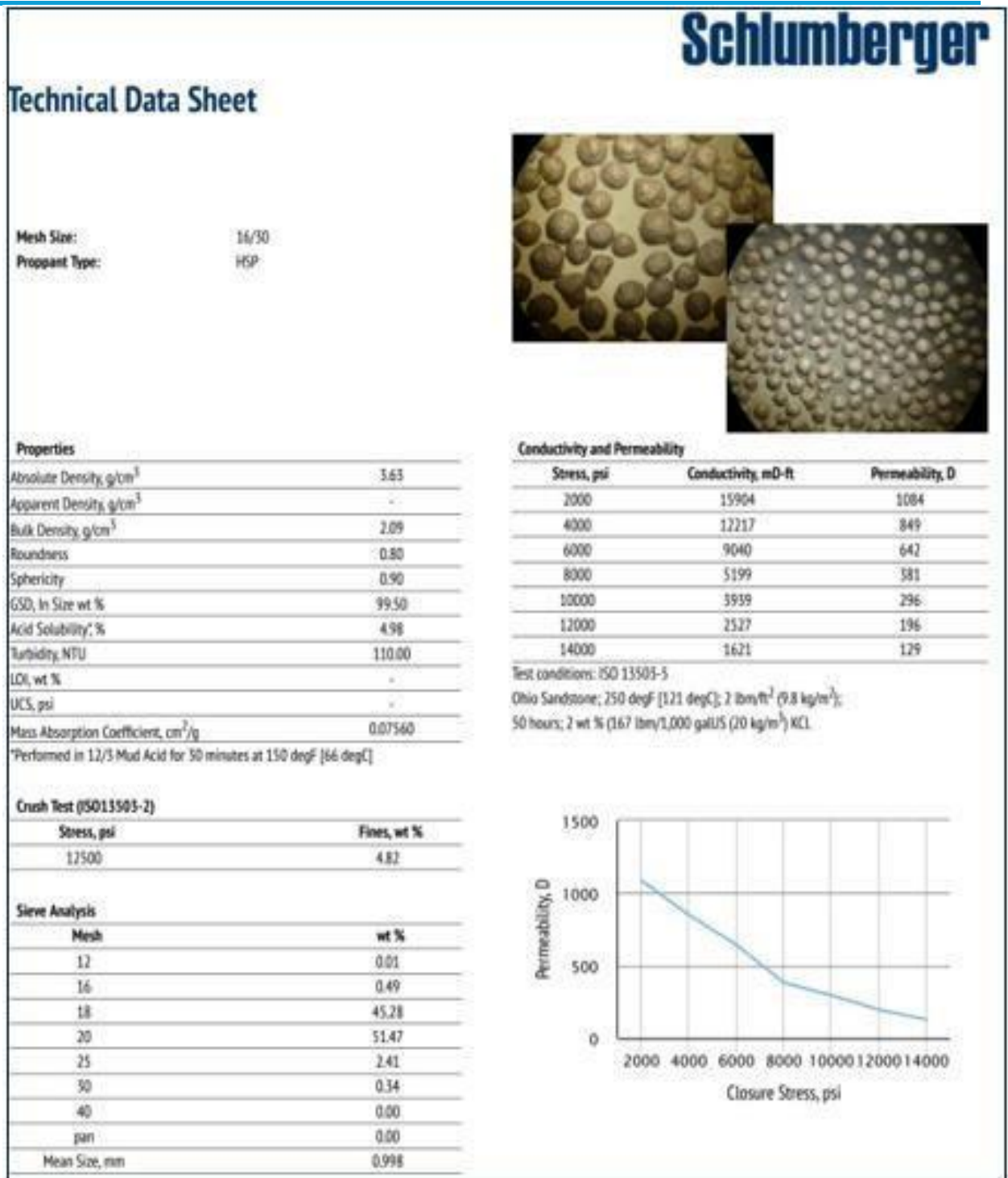


Figure III.18 : Fiche technique du proppant 20/40 HSP



**Figure III.19 :** Fiche technique du proppant 16/30 HSP

### III.13.2.4 Agent de réticulation

L'acide borique  $B(OH)_3$  a été utilisé comme agent de réticulation car il s'agit de l'un des types les plus utilisés dans la région de Hassi Messaoud. Une concentration comprise entre 5 et 6 lbs/1000 gallons a été envisagée pour préparer le fluide réticulé aux essais de perméabilité du proppant.



**Figure III.20 :** Échantillon de réticulateur borate utilisé [22]

### IV.13.2.5 Équipement utilisé pour mesurer la perméabilité du propant

Mesurer la perméabilité de l'échantillon de propant, la cellule de confinement proposée par a été utilisée. Un piston en acier inoxydable était construit pour être rempli de fluide de propagation et de fracture, puis soumis à une contrainte calculée à température constante en utilisant différentes concentrations de gel.



**Figure III.21 :** Composants de pistons fabriqués.

La cellule peut contenir un échantillon d'un diamètre de 4 cm, d'une longueur maximale de 10 cm et d'une longueur minimale de 5 cm. Deux petits filtres ont été utilisés dans les canaux d'entrée et de sortie du fluide injecté pour empêcher le transport du proppant hors de la chambre de confinement. La cellule se compose de trois parties principales :

- **Cylindres**
- **Piston**
- **Fichière**

### IV.13.2.6 Système de mesure de la perméabilité

Pour mesurer la perméabilité du proppant, une installation (Figure III.11) a été installée, composée de :

➤ **Réservoir de fioul diesel :**

Un réservoir de mazout diesel est utilisé pour maintenir la pression hydrostatique de la pompe d'injection.

➤ **Tuyaux et vannes :**

L'usine comprend plusieurs vannes pour contrôler le chemin d'écoulement et une vanne de retour pour contrôler le débit. L'installation est équipée d'un crossover fileté pour relier la cellule de confinement afin de mesurer la perméabilité.

➤ **Pompe diesel :**

Pour l'injection diesel, une pompe à carburant électrique haute pression était utilisée pour maintenir un taux constant lors de l'injection de perméabilité à la propante.



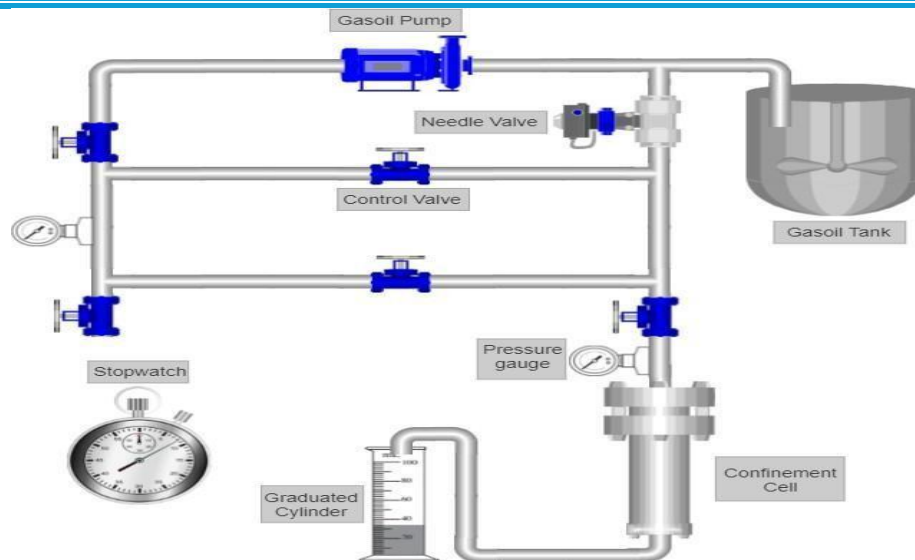
**Figure III.22:** Schéma du système de mesure de la perméabilité du proppant [22]

➤ **Mesure de la perméabilité**

- La perméabilité était calculée en injectant du diesel.

Au départ, le gel et le diesel commencent à s'écouler hors de la cellule de confinement, le taux stable de diesel est maintenu jusqu'à ce que le diesel soit dégagé.

Lors de la mesure de la perméabilité du proppant, une méthode d'écoulement à régime permanent a été appliquée. Pour maintenir un débit constant, une vanne à aiguille a été installée derrière la cellule de confinement pour maintenir une pression constante. La pression dans le cylindre est surveillée par des manomètres, ce qui permet de calculer le débit en mesurant le volume déchargé de la cellule de contention et le temps.



**Figure III.23 :** Diagramme d'installation de mesure de perméabilité [21].-

La perméabilité était mesurée selon la loi de Darcy :

$$K = (Q \cdot \mu \cdot L) / (A \cdot (P1 - P2))$$

- **K** est la perméabilité du paquet de proppant (Darcy).
- **μ** est la viscosité du fluide d'essai à la température d'essai (cP).
- **Q** est le débit (cm<sup>3</sup>/s).
- **L** est la longueur entre les ports de pression (cm).
- **A** est la section transversale de l'unité d'essai perpendiculaire au débit (cm<sup>2</sup>).
- **ΔP** est la chute de pression (pression en amont moins pression en aval) (atm).

### III.13.2.7 Manomètres

Plusieurs manomètres (0 à 10 bars) sont installés dans l'usine pour mesurer la différence de pression lors de la mesure de la perméabilité.



**Figure III.24 :** Manomètre utilisé (0 à 10 bars) [22]

### III.13.2.8 Équipement utilisé pour préparer le fluide de fracturation

#### A. Rhéomètre Fann 35

Pour vérifier la viscosité du gel linéaire, des viscosimètres Fann Model 35 ont été utilisés, des instruments à lecture directe disponibles en six vitesses de fonctionnement.

#### B. Visquismètre modèle 35SA

Les viscomètres Fann Model 35 sont utilisés en recherche et en production. Ces viscomètres sont recommandés pour évaluer les propriétés rhéologiques des fluides, newtoniens et non newtoniens.

#### C. Chandler à visquismètre 5550 HPHT

Le viscomètre HPHT Modèle 5550 est un viscomètre cylindrique concentrique qui utilise la géométrie du rotor et de la bobine acceptée par l'industrie électrique. Sa conception répond aux exigences définies par les normes ISO et API pour mesurer la viscosité des fluides de complétion à haute pression et haute température.

Le viscomètre Chandler Engineering Modèle 5550 a été utilisé pour tester la rhéologie du fluide de fracturation. C'est un viscomètre haute pression et haute température conçu pour tester une variété de fluides pétroliers.

#### D. Presse hydraulique

Pour simuler la pression appliquée sur la propante à l'intérieur de la fracture, une presse hydraulique Big Red a été utilisée avec une force maximale de 10 tonnes. Pour simuler la contrainte appliquée à la proche à l'intérieur de la fracture, une presse hydraulique munie d'un manomètre pour lire la force appliquée a été utilisée.

#### E. Four universel UN30

La température est un paramètre très important dans la fracturation hydraulique et, pour cela, le four universel UN30 a été utilisé pour le contrôle de la température lors des essais de conductivité au proppant. Typiquement, la température du réservoir Hassi Messaoud est de 120 °C, ce four a donc été utilisé pour simuler les conditions de fond en sélectionnant le temps et la température souhaités pour les essais.

#### F. Mixeur

Pour préparer le gel linéaire, un mélangeur AM120Z-H, un mélangeur de laboratoire

### Chapitre III Fracturation hydraulique dans le champ HMD-Cas du puits OMP-172

numérique, a été utilisé afin d'assurer une bonne hydratation de la poudre de gel de guar dans l'eau.

Il s'agit d'une charge numérique avec fonction de vitesse variable, fonctionnement simple dans une plage de vitesses plus large, appliquée à un mélange liquide stable, notamment pour le mélange d'un petit volume d'échantillons, d'huile, de produits chimiques et médicaux. Il est conçu pour le mélange et le mélange de liquides à haute viscosité en laboratoire.

#### III.14 Simulation principale de traitement au frac

Le programme de traitement ci-dessous est une conception conventionnelle comprenant 60 200 lb de proppant, soit 23 000 lb de HSP 20/40 et 37 200 lb de HSP 16/30, à un débit de 30 bpm.

##### ➤ Programme de traitement

**Tableau III.7 :** Programme de traitement initial théorique

| Pas | Nom Etape | Débit | Fluide             | Vol (gal) | Prop      | Conc | Masse (lb) | Vol Slurry | Temps     |
|-----|-----------|-------|--------------------|-----------|-----------|------|------------|------------|-----------|
| 0   | Pre PAD   | 30.0  | W135 + 2% MeOH     | 2000.0    | -         | -    | -          | 47.6 bbl   | 1.58 min  |
| 1   | Pad       | 30.0  | YF135HTD + 2% MeOH | 13000.0   | -         | 0.0  | 0.0        | 309.5 bbl  | 10.32 min |
| 2   | 1 PPA     | 30.0  | YF135 + 0.5% MeOH  | 1500.0    | HSP 20/40 | 1.0  | 1500       | 36.9 bbl   | 1.23 min  |
| 3   | 2 PPA     | 30.0  | YF135 + 0.5% MeOH  | 1500.0    | HSP 20/40 | 2.0  | 3000       | 38.1 bbl   | 1.27 min  |
| 4   | 3 PPA     | 30.0  | YF135 + 0.5% MeOH  | 1500.0    | HSP 20/40 | 3.0  | 4500       | 39.3 bbl   | 1.31 min  |
| 5   | 4 PPA     | 30.0  | YF135 + 0.5% MeOH  | 1500.0    | HSP 20/40 | 4.0  | 6000       | 40.4 bbl   | 1.35 min  |
| 6   | 5 PPA     | 30.0  | YF135 + 0.5% MeOH  | 1600.0    | HSP 20/40 | 5.0  | 8000       | 44.4 bbl   | 1.48 min  |
| 7   | 6 PPA     | 30.0  | YF135 + 0.5% MeOH  | 1700.0    | HSP 16/30 | 6.0  | 10200      | 48.5 bbl   | 1.62 min  |

### Chapitre III      Fracturation hydraulique dans le champ HMD-Cas du puits OMP-172

|    |       |      |                       |   |        |              |     |       |              |             |
|----|-------|------|-----------------------|---|--------|--------------|-----|-------|--------------|-------------|
| 8  | 7 PPA | 30.0 | YF135<br>0.5%<br>MeOH | + | 1800.0 | HSP<br>16/30 | 7.0 | 12600 | 52.8 bbl     | 1.76<br>min |
| 9  | 8 PPA | 30.0 | YF135<br>0.5%<br>MeOH | + | 1800.0 | HSP<br>16/30 | 8.0 | 14400 | 54.2 bbl     | 1.81<br>min |
| 10 | Flush | 30.0 | WF135<br>0.5%<br>MeOH | + | 6881.8 | -            | -   | -     | 163.9<br>bbl | 5.46<br>min |

**Tableau III.8 :** Résumé global de la scène théorique

| Indicateur global de la scène           | Valeur théorique |
|-----------------------------------------|------------------|
| Volume total de boue                    | 664.03 bbl       |
| Volume Net Total Fluide                 | 25900.00 gal     |
| Masse totale du proppant                | 60200.00 lb      |
| Pourcentage de coussinets (Clean)       | 50 %             |
| Pourcentage de coussinets sales (Dirty) | 47 %             |
| Sous-déplacement de volume              | 5 bbl            |

#### III.14.2 Résultats de la simulation

La simulation de la fracturation hydraulique a été réalisée pour les quatre zones perforées (Perforation 1 à 4). Le Tableau IV.9 ci-dessous présente les principaux paramètres obtenus en fin de pompage (EOJ) et après soutènement.

**Tableau III.9 :** Synthèse des propriétés géométriques et performances de la fracture pour chaque perforation.

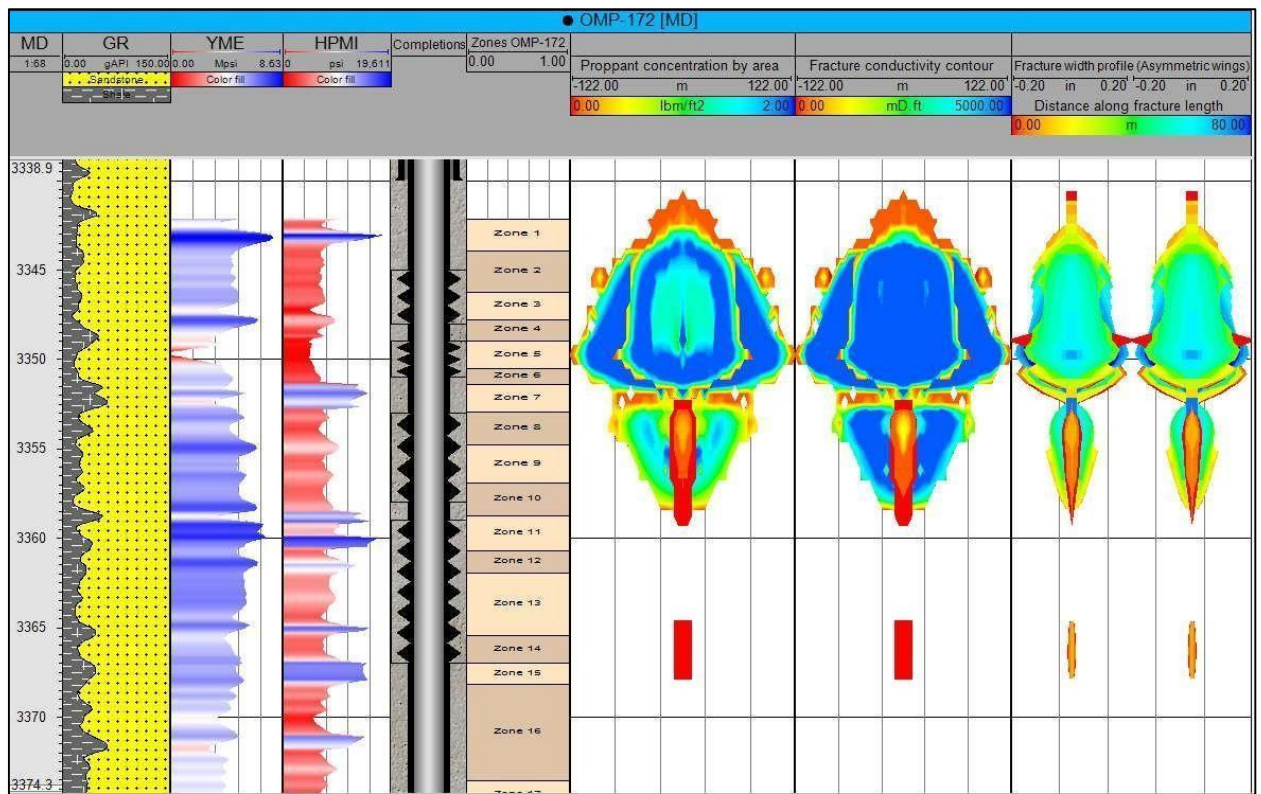
| Propriété<br>géométrique /<br>perforation | Perf 1 | Perf 2 | Perf 3 | Perf 4 |
|-------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Max demi-<br>longueur (m)                 | 69.69  | 361.00 | 27.92  | 0.00   |
| EOJ demi-<br>longueur (m)                 | 49.78  | 309.43 | 11.97  | 0.00   |

### Chapitre III      Fracturation hydraulique dans le champ HMD-Cas du puits OMP-172

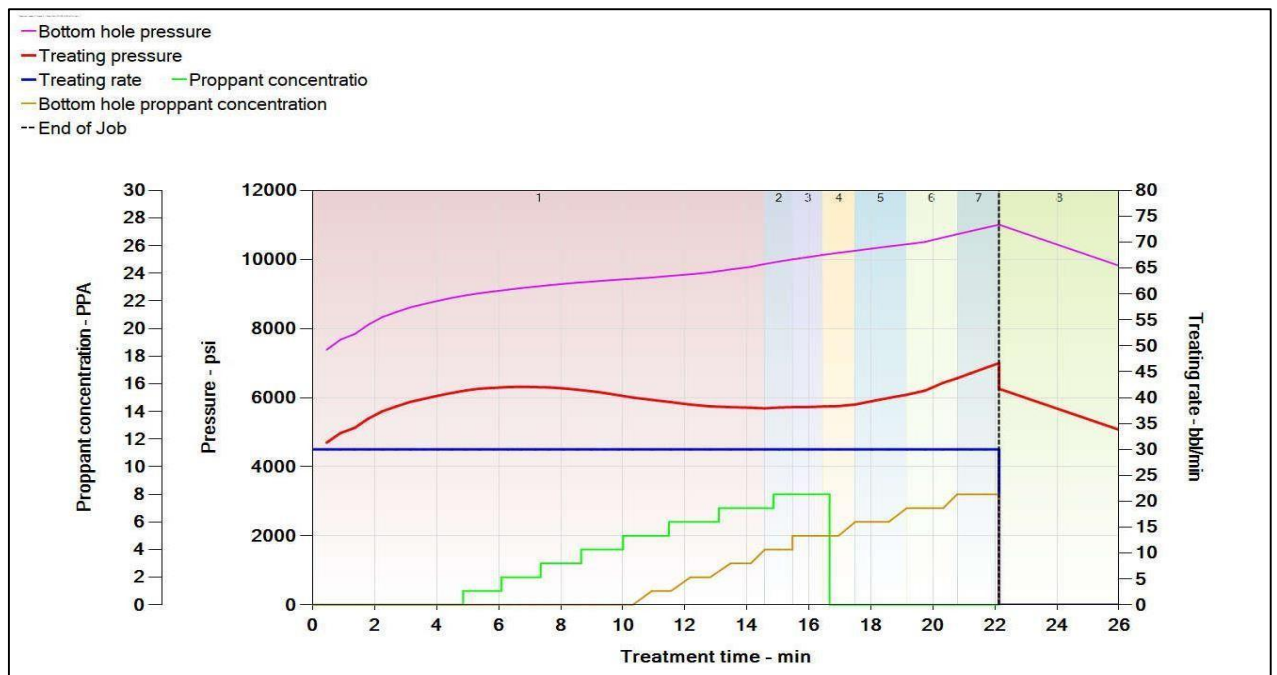
|                                     |         |         |         |      |
|-------------------------------------|---------|---------|---------|------|
| Hauteur hydraulique EOJ (m)         | 6.56    | 4.97    | 6.38    | 0.00 |
| Largeur hydraulique EOJ (in)        | 0.22    | 0.44    | 0.19    | 0.00 |
| Frac soutenu à demi-longueur (m)    | 69.69   | 105.00  | 24.90   | 0.00 |
| Largeur soutenue au puits (in)      | 0.06    | 0.12    | 0.06    | 0.00 |
| Concentration moyenne gel (lb/mgal) | 1288.05 | 819.14  | 1860.71 | 0.00 |
| Conductivité effective (mD.ft)      | 5399.76 | 8087.92 | 2975.23 | 0.00 |
| Pression nette EOJ (psi)            | 4143    | 5956    | 3409    | 0    |
| Efficacité (%)                      | 21%     | 31%     | 14%     | 0%   |

On observe une hétérogénéité marquée entre les zones : la Perforation 2 développe la demi longueur de fracture la plus importante (361 m en fin de pompage, 105 m après soutènement) ainsi que la plus grande largeur soutenue au puits (0,12 in) et la meilleure conductivité effective (8 088 mD.ft). En revanche, la Perforation 4 ne présente aucune croissance de fracture, probablement en raison de conditions défavorables (faible perméabilité, contraintes in situ élevées ou mauvaise isolation). La pression nette en fin de pompage varie de 3 409 psi à 5 956 psi, tandis que la pression de surface maximale atteint 6 999 psi pour les trois premières zones. L'efficacité du traitement est relativement faible (14 à 31 %), ce qui suggère des pertes de fluide importantes dans la formation. Ces résultats permettent d'identifier la Perforation 2 comme la zone la plus prometteuse, et la Perforation 4 comme une cible à exclure ou à traiter différemment.

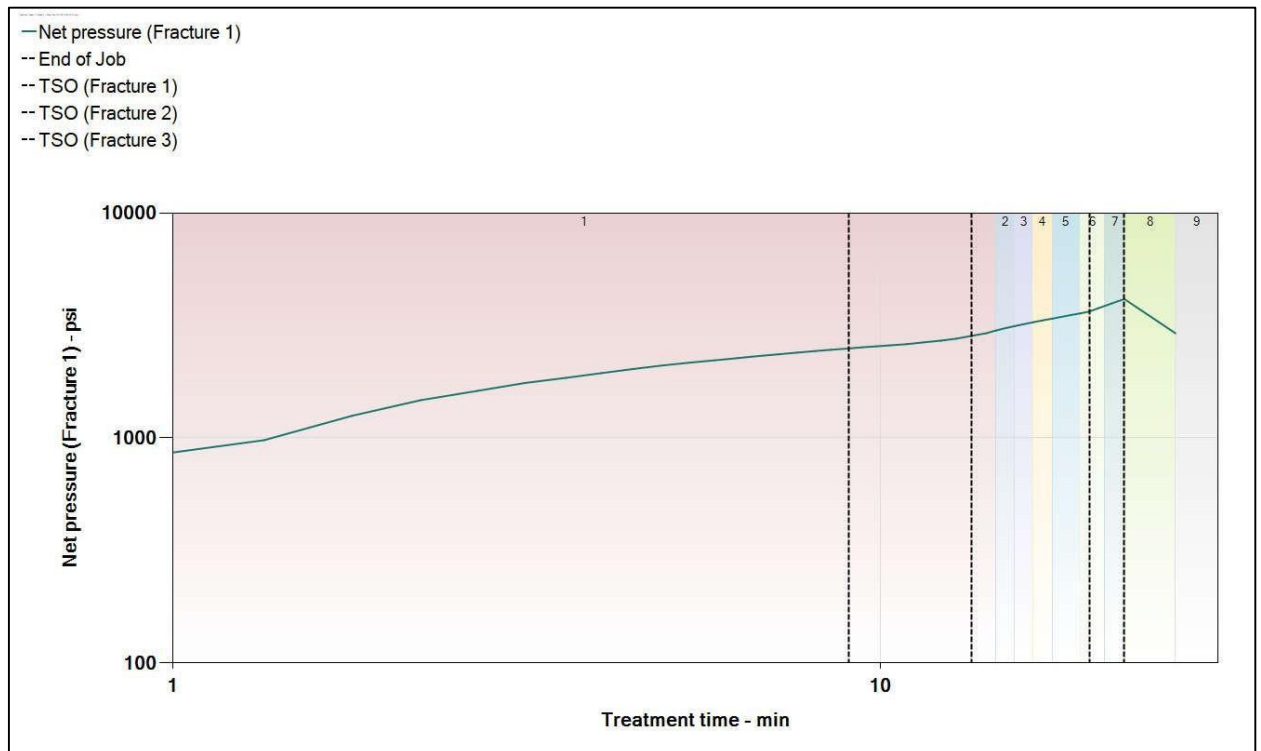
## Chapitre III    Fracturation hydraulique dans le champ HMD-Cas du puits OMP-172



**Figure III.25.** Profil simulé de fracture hydraulique



**Figure III.26 :** Intrigue du traitement principal



**Figure III.27 :** Graphique de pression nette simulée

### III.15 Operation, évaluation et analyse

#### III.15.1 Données de fracturation (DataFRAC)

##### III.15.1.1 Test de dégradation/injection

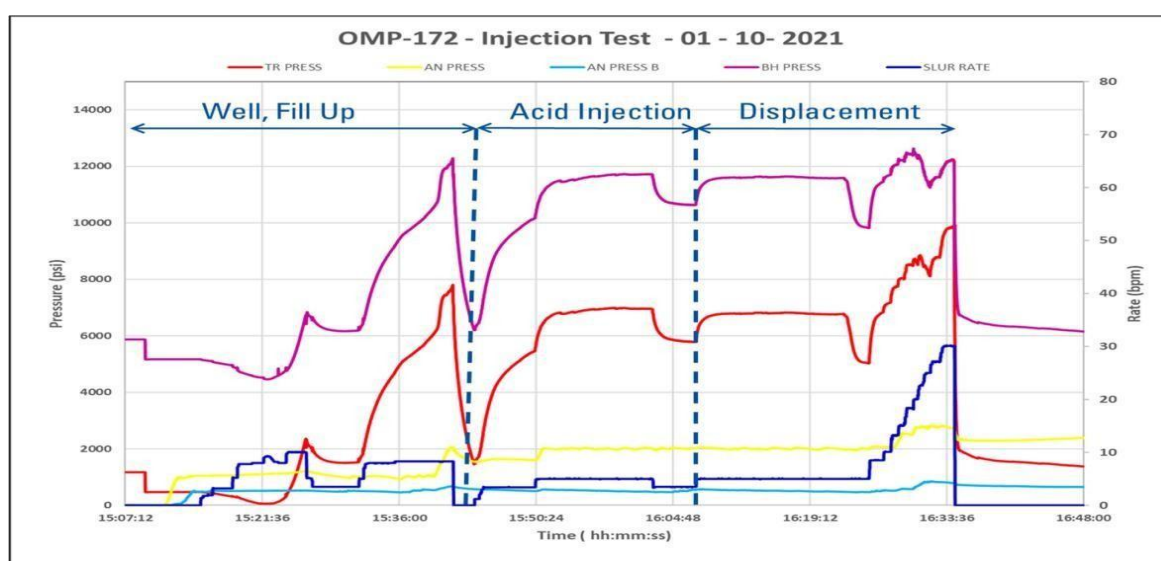
Un test d'injection « breakdown » a été réalisé le 1er octobre 2021. Il a commencé par le remplissage du puits avec POD/Pumps (46 bbls) , puis par le pompage d'eau traitée à débit minimal, avec une augmentation progressive jusqu'à 10 bpm, avant un arrêt après avoir pompé 174,4 bbls. Par la suite, l'opération est passée à l'acide (HCl à 15 %), injecté à 3,4 bpm, puis le débit a été augmenté jusqu'au maximum de 30 bpm, tout en déplaçant 264,6 bbls avec 225,3 bbls d'eau.

Ci-dessous figurent les programmes de pompage mesurés et les courbes de traitement.

## Chapitre III Fracturation hydraulique dans le champ HMD-Cas du puits OMP-172

**Tableau III.10 :** Phase de dégradation/injection - Planning mesuré

| Pas | Nom de l'étape | Vol Boue (bbl) | Débit (bbl/min) | Temps (min) | Fluide       | Vol (gal) |
|-----|----------------|----------------|-----------------|-------------|--------------|-----------|
| 1   | Analyse        | 174.4          | 7.5             | 26.6        | Eau traitée  | 7320      |
| 2   | Acide          | 96.1           | 4.4             | 22.7        | Acid HCl 15% | 4034      |
| 3   | Déplacement    | 264.6          | 16.1            | 27.8        | Eau traitée  | 11117     |



**Figure III.28 :** Décomposition, injection d'acide et déplacement

**Tableau III.11 :** Résumé des pressions et frictions (Mini-Frac)

| Paramètre Mini-Chute             | Pression (psi) | Gradient (psi/ft) |
|----------------------------------|----------------|-------------------|
| LPP Surface                      | 9,778          | -                 |
| ISIP Surface                     | 4,397          | -                 |
| Trou de fond LPP                 | 12,188         | -                 |
| Trou de fond ISIP                | 9,254          | 0.84              |
| Friction totale surface @ 30 bpm | 5,381          | -                 |
| Frottement près du puits         | 2,934          | -                 |
| Friction des tubes               | 2,447          | -                 |

**III.15.1.2 Injection d'étalonnage (DataFRAC)**

Le Data FRAC a été réalisé le 2 octobre. Le programme de pompage a commencé par une augmentation du débit jusqu'à atteindre 25 bpm avec de l'eau traitée, puis une réduction progressive par paliers (25 – 23 – 20 – 18 – 15 – 12 – 10 – 7,5 – 5 – 0 bpm).

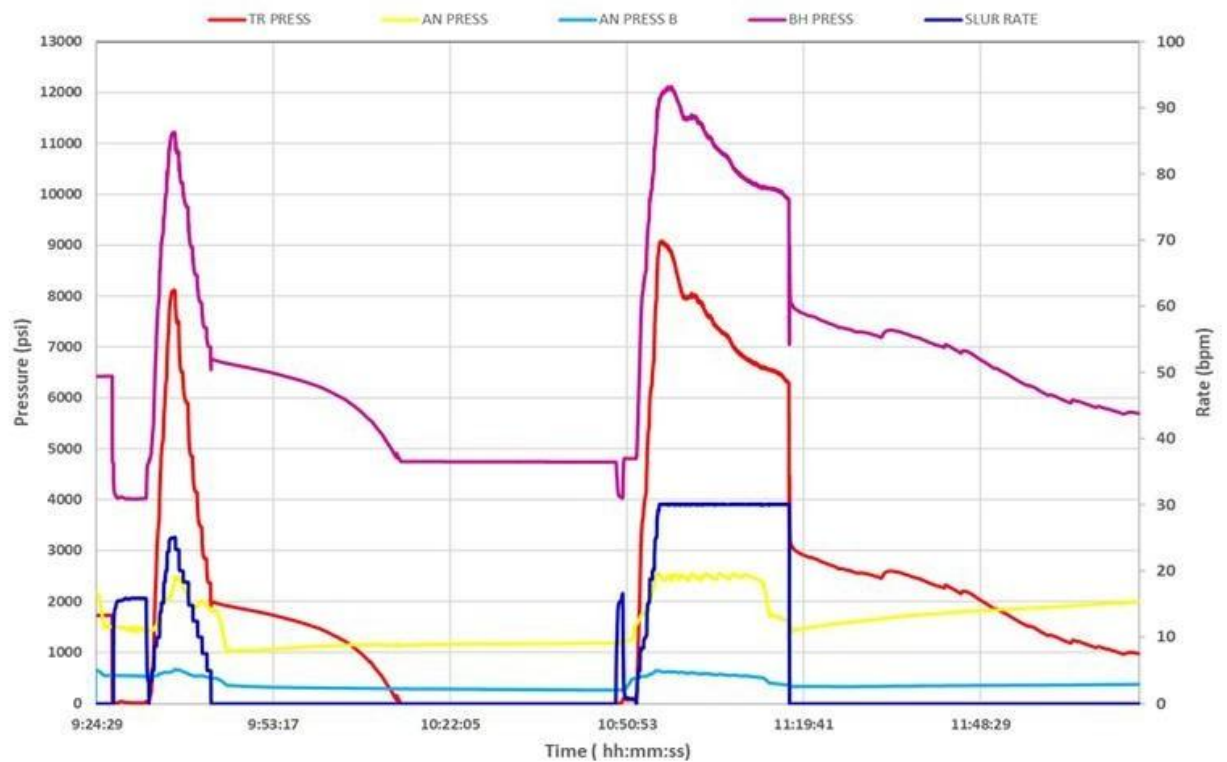
Ensuite, l'opération est passée à l'étape PrePAD avec un gel linéaire WF135 + 2 % de méthanol, en augmentant progressivement le débit jusqu'à 25 bpm, suivie de l'étape PAD avec le gel réticulé YF135HTD + 2 % de méthanol, au cours de laquelle 476,2 bbls ont été pompés à 25 bpm. Enfin, le puits a été rincé par le pompage de 181,3 bbls de gel linéaire WF135 + 2 % de méthanol, puis les pompes ont été arrêtées et le déclin de pression a été surveillé et enregistré.

Ci-dessous figurent le programme de pompage mesuré et la courbe de traitement.

**Tableau III.12 :** Data FRAC - Planning de pompage réel mesuré

| Pas | Nom de l'étape | Vol Boue (bbl) | Débit (bbl/min) | Temps (min) | Fluide             | Vol (gal) |
|-----|----------------|----------------|-----------------|-------------|--------------------|-----------|
| 1   | SDT            | 230.6          | 16.7            | 15.9        | Eau traitée        | 9689      |
| 2   | Avant la PAD   | 52.9           | 13.6            | 6.3         | WF135 + 2% MeOH    | 2205      |
| 3   | PAD            | 476.2          | 29.9            | 15.9        | YF135HTD + 2% MeOH | 19995     |
| 4   | Flush          | 181.3          | 30.0            | 6.1         | WF135 + 2% MeOH    | 7635      |

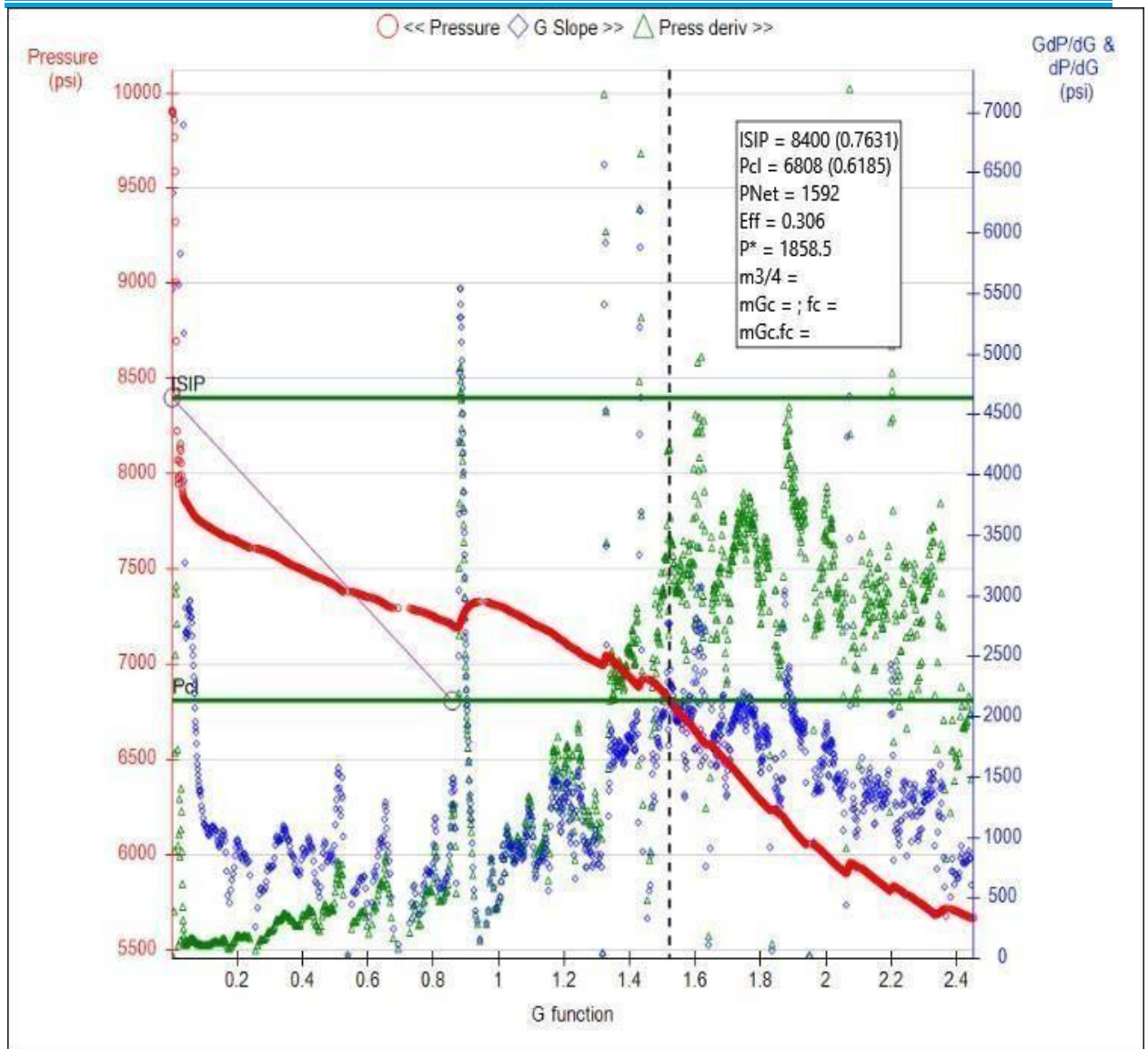
## OMP-172 - SDT & DataFRAC-02-10-2021



**Figure III.29 :** Courbe de traitement de DataFRAC réelle

**Tableau III.13 :** Résumé des données de fracturation

|                                     | Pressure (psi) | Gradient (psi/ft) |
|-------------------------------------|----------------|-------------------|
| LPP Surface                         | 6,256          | -                 |
| ISIP Surface,                       | 3,689          |                   |
| Trou de fond LPP                    | 9,883          |                   |
| Trou de fond ISIP                   | 8,415          | 0.76              |
| Friction totale de surface @ 30 bpm | 2,567          | -                 |
| Frottement calculé près du puits    | 1,468          |                   |
| Friction des tubes                  | 1,099          |                   |



**Figure III.30 :** Graphique de la fonction G de déclin de pression DataFRAC

**Tableau III.14 :** Résultats de l'analyse du déclin de pression G-Function

| Indicateur d'Analyse G-Function      | Valeur / Gradient       |
|--------------------------------------|-------------------------|
| BH ISIP                              | 8,415 psi (0.76 psi/ft) |
| Pression de fermeture P <sub>c</sub> | 6,808 psi (0.62 psi/ft) |
| Pression nette P <sub>net</sub>      | 1,592 psi               |
| Efficacité du fluide (%)             | 30 %                    |

### **III.15.1.3 Journal de température**

Réaliser un enregistrement de température de référence avant le DataFRAC. Ce relevé doit être effectué de préférence avant la perforation et après circulation. Les températures de référence seront ensuite comparées aux profils de température enregistrés après le DataFRAC ainsi qu'aux profils de température post-fracturation réussis.

Un thermolog sera effectué immédiatement après les étapes d'injection de calibration afin d'estimer la hauteur de la fracture et de calibrer le modèle de fracturation. Les trois points clés suivants doivent être respectés afin d'obtenir une estimation fiable, conformément à la procédure générale :

- Effectuer trois passages de profil de température pour estimer la hauteur de la fracture. Il est recommandé d'enregistrer le premier passage dès le démontage du tree saver (environ 4 heures), le deuxième après 4 heures supplémentaires, puis le troisième après 12 heures (ou le lendemain si aucune signature claire n'est observée – optionnel).
- Le sens d'enregistrement doit toujours être descendant.
- L'injection ou la purge de fluide depuis le puits peut induire des indications erronées concernant la hauteur de fracture.

En utilisant l'ensemble des étapes mentionnées du DataFRAC, les propriétés mécaniques de la formation ainsi que le coefficient de perte de fluide seront calibrés par ajustement de pression (« pressure match »), tout en tenant compte des résultats du relevé de température. Cela permettra d'optimiser le traitement de fracturation.

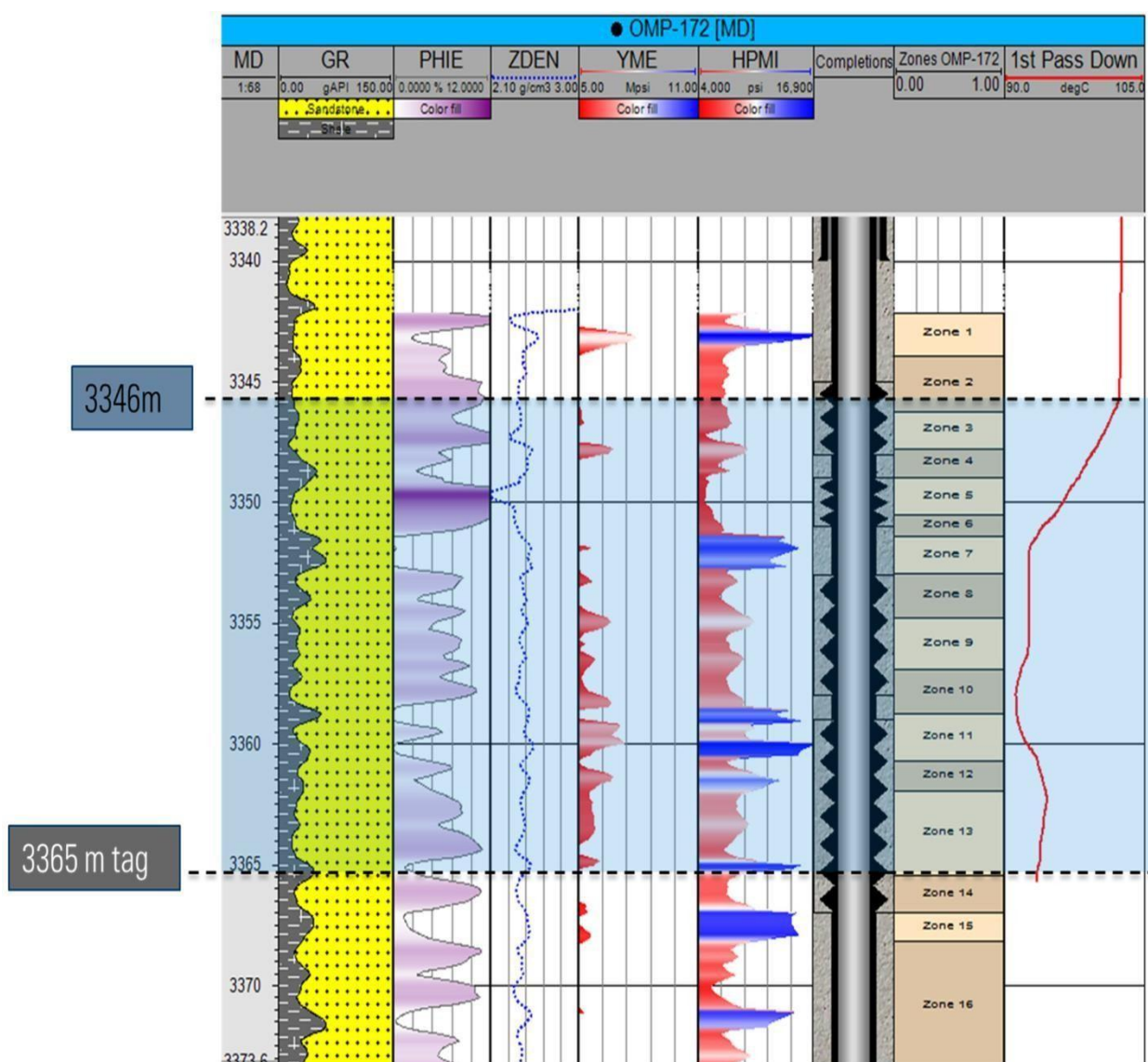
Notes importantes relatives aux opérations :

- Les relevés de température n'indiquent pas la hauteur du proppant, mais plutôt la hauteur totale de la fracture.
- En cas de bouchon de sable (« sand plug »), l'accumulation de proppant sous l'intervalle perforé empêche l'outil de mesurer en dessous de cette profondeur. L'anomalie thermique disparaîtra une fois le nettoyage du puits effectué.
- Tout mouvement de fluide avant ou pendant l'enregistrement des profils de température peut compliquer, voire rendre impossible, l'interprétation des résultats. Il convient donc d'éviter tout retour de fluide avant et pendant l'opération de logging.
  - Comme l'outil mesure la température du fluide présent dans le tubing, il peut subsister une zone sous les perforations (et sous le niveau de turbulence généré par le pompage) où la

### Chapitre III    Fracturation hydraulique dans le champ HMD-Cas du puits OMP-172

température initiale du fond de puits reste inchangée. Lorsque l'outil pénètre dans cette région située sous les perforations, une déviation typique vers la droite apparaît, traduisant une remontée de température vers la courbe de base. Cette réponse est souvent interprétée à tort comme la base de la fracture. Une fracture située dans cette zone nécessite un certain temps avant d'influencer la température à l'intérieur du tubing. Ce phénomène n'est observable qu'à travers des passages successifs de profils de température, lorsqu'un croisement (« crossover ») apparaît finalement sous les perforations, indiquant que la fracture a fini par avoir un impact thermique sur le fluide contenu dans le casing.

Un enregistrement de température a été réalisé après l'injection de calibration afin d'estimer la hauteur de la fracture. La descente a montré une propagation de la fracture de 3 346 m jusqu'à une profondeur inconnue en raison d'un blocage (« tag ») à 3 365 m. La croissance en hauteur a été confirmée par le profil de température, et la fracture continuait à se propager vers le bas.

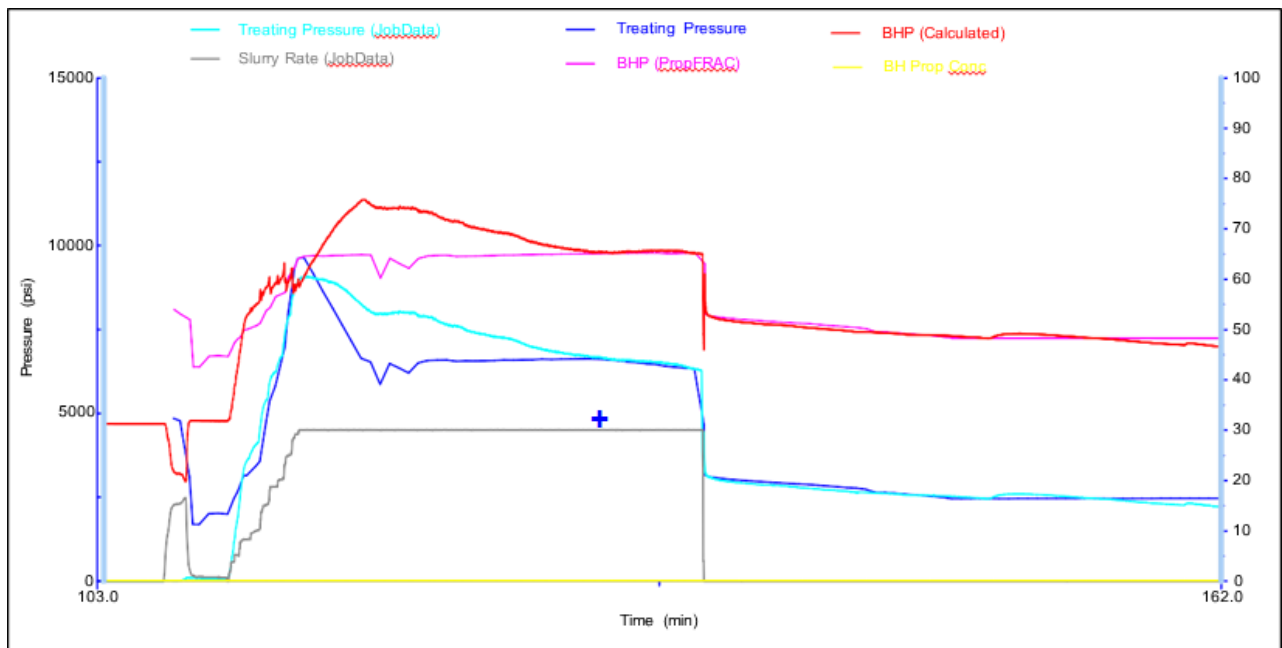


**Figure III.31:** Journal de température post-DataFRAC (Profils successifs)

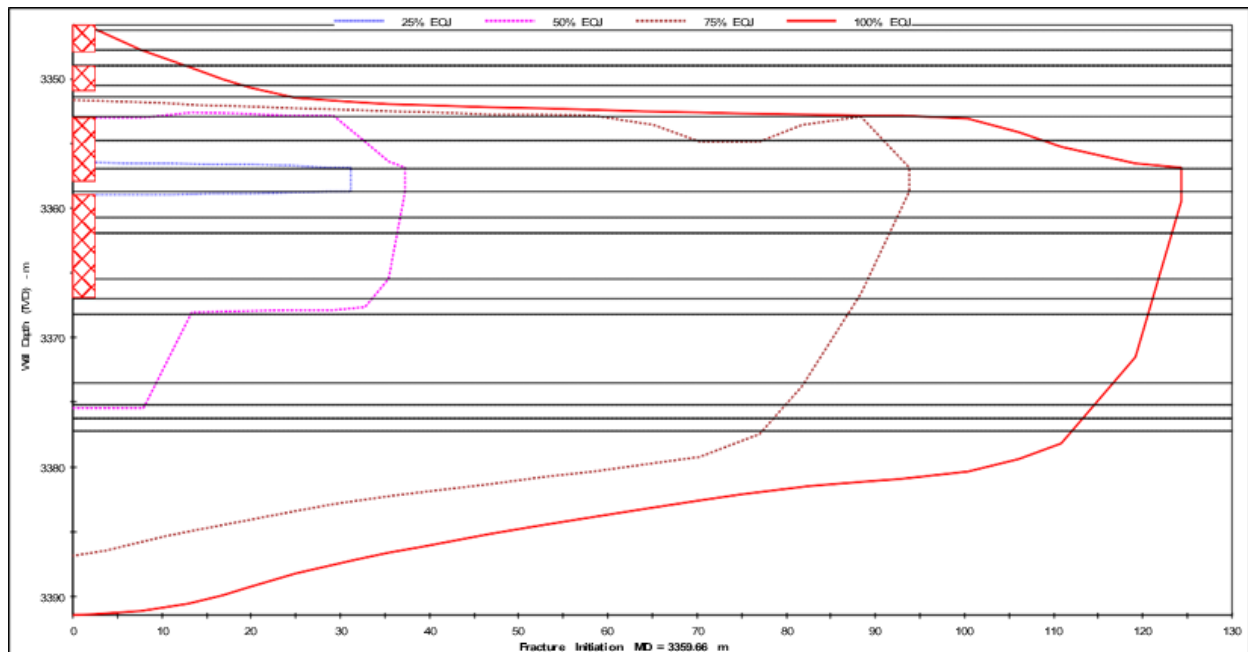
### III.15.1.4    Correspondance (ajustement) de pression à partir de DataFRAC

À partir de l'analyse du DataFRAC, les propriétés mécaniques de la formation (principalement le profil des contraintes) ainsi que les propriétés du fluide de fracturation (coefficient de perte de fluide et friction du fluide) ont été calibrées afin de reproduire la réponse réelle de pression pendant le pompage et après la fermeture du puits (« shut-in »). Afin d'ajuster l'ISIP du modèle utilisé dans la simulation, le profil des contraintes a été décalé. Le coefficient total de perte de fluide du fluide de fracturation YF135HTD, utilisé pour calibrer le déclin afin.

de correspondre à l'efficacité du fluide obtenue lors de l'analyse DataFRAC, est de  $2,3 \text{ E-}3 \text{ ft/min}^{0,5}$ .



**Figure III.32:** Graphique de correspondance de pression (Pressure Match DataFRAC)



**Figure III.33 : Géométrie des fractures calibrée post-DataFRAC**

**Tableau III.14 : Synthèse des paramètres opératoires de DataFRAC**

| Métrique Calibrée               | Valeur Réelle DataFRAC | Unité                 |
|---------------------------------|------------------------|-----------------------|
| Eau traitée injectée            | 669.6                  | bbl                   |
| Volume fluide linéaire WF135    | 234.2                  | bbl                   |
| Volume fluide réticulé YF135HTD | 476.2                  | bbl                   |
| Taux moyen / max d'injection    | 25.8 / 30.1            | bpm                   |
| ISIP Surface / Fond             | 3,689 / 8,415          | psi                   |
| Pression de fermeture (Pc)      | 6,808                  | psi                   |
| Gradient de fermeture           | 0.62                   | psi/ft                |
| Efficacité du fluide            | 30                     | %                     |
| Coefficient de fuite            | 2.5E-3                 | ft/min <sup>0.5</sup> |

### III.15.2 Traitement principal de fracturation

Le traitement principal de fracturation, réalisé le 3 octobre 2021, a commencé par une étape de PrePAD avec une augmentation progressive du débit jusqu'à 30 bpm à l'aide d'un gel linéaire WF135 + 2 % de méthanol, au cours de laquelle 87,2 bbls ont été pompés, suivie de l'étape PAD composée de 190,5 bbls de gel réticulé YF135HTD + 2 % de méthanol.

Ensuite, les étapes de pompage du soutènement (« proppant ») ont été réalisées avec YF135HTD + 0,5 % de méthanol, en augmentant progressivement la concentration de 1 PPA à 2 PPA avec du 30/50 HSP, de 3 à 6 PPA avec du 20/40 HSP, puis de 7 PPA à 8 PPA avec du 16/30 HSP. Enfin, le puits a été rincé avec 167,9 bbls de gel linéaire WF135 + 0,5 % de méthanol, incluant un underflush de 5 bbls.

La quantité totale de soutènement pompée durant ce traitement était de 32 040 lb, tandis que la quantité totale placée dans la formation est estimée à 28 893 lb, avec une concentration maximale de soutènement au fond du puits de 8 PPA.

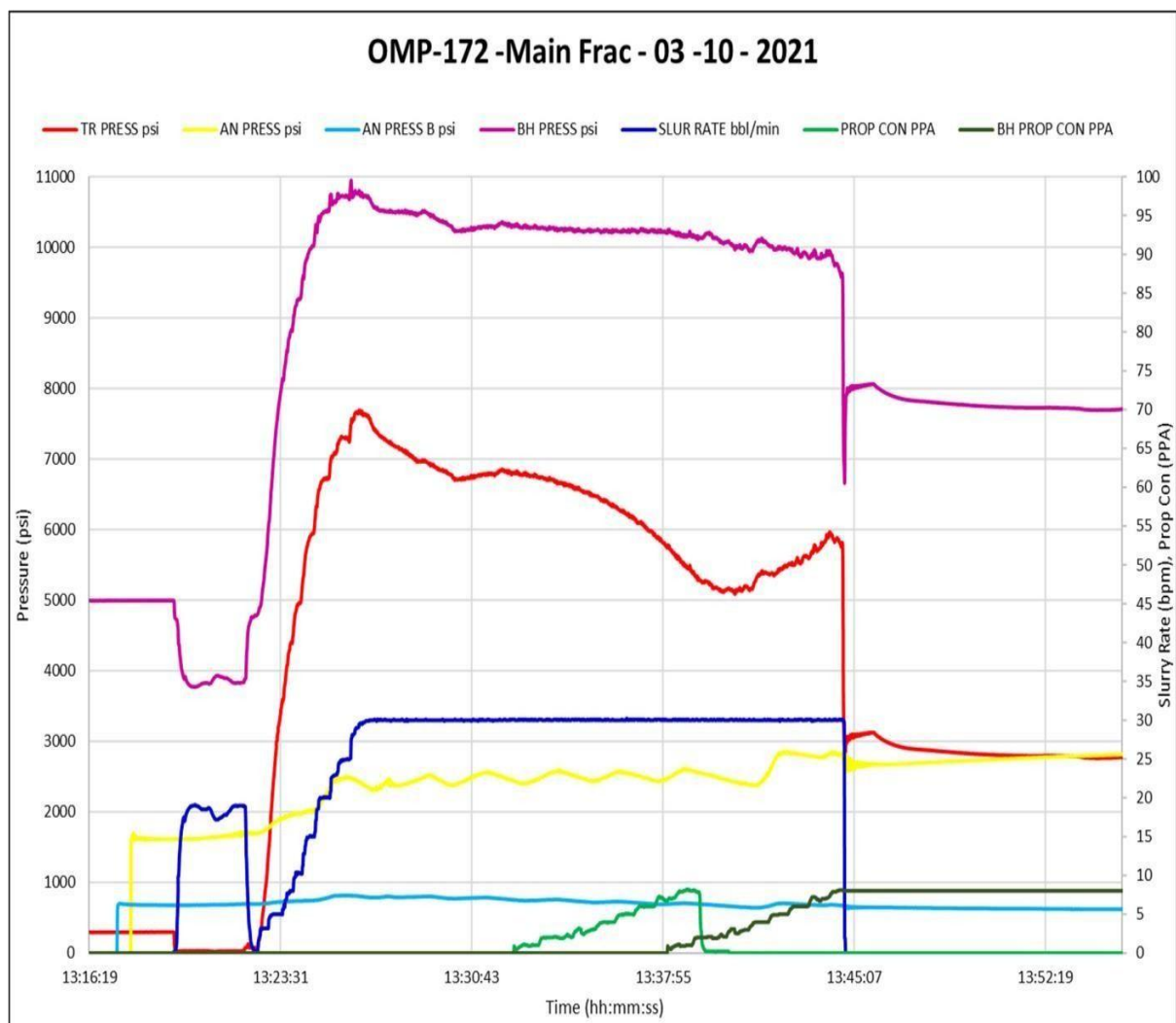


Figure III.34 : Graphique principal de l'exécution du traitement FRAC

### Chapitre III Fracturation hydraulique dans le champ HMD-Cas du puits OMP-172

Les tableaux III.15 et III.16 suivants présentent la conception initiale, la conception révisée (« re-design ») ainsi que les programmes de pompage exécutés.

**Tableau III.15:** Planning initial de la pompe de conception du traitement principal de la fracturation

| Rampe principale de planification de la fracturation |                |                         |                            |                          |                        |                        |                     |                              |                          |
|------------------------------------------------------|----------------|-------------------------|----------------------------|--------------------------|------------------------|------------------------|---------------------|------------------------------|--------------------------|
| Pas #                                                | Nom de l'étape | Volume de la boue (bbl) | Débit de pompage (bbl/min) | Temps de pompage (mm:ss) | Nom du fluide          | Volume de fluide (gal) | Nom de la propriété | Installation d'hélices (PPA) | Masse de la hauteur (lb) |
| 1                                                    | PrePAD         | 47.6                    | 30                         | 01:35                    | WF135 +2% Methanol     | 2000                   |                     | 0                            | 0                        |
| 2                                                    | PAD            | 309.5                   | 30                         | 10:19                    | YF135HTD+2% Methanol   | 13000                  |                     | 0                            | 0                        |
| 3                                                    | 1 PPA          | 36.9                    | 30                         | 01:14                    | YF135HTD+0.5% Methanol | 1500                   | 20/40 HSP           | 1                            | 1500                     |
| 4                                                    | 2 PPA          | 38.1                    | 30                         | 01:16                    | YF135HTD+0.5% Methanol | 1500                   | 20/40 HSP           | 2                            | 3000                     |
| 5                                                    | 3 PPA          | 39.3                    | 30                         | 01:19                    | YF135HTD+0.5% Methanol | 1500                   | 20/40 HSP           | 3                            | 4500                     |
| 6                                                    | 4 PPA          | 40.6                    | 30                         | 01:21                    | YF135HTD+0.5% Methanol | 1500                   | 20/40 HSP           | 4                            | 6000                     |
| 7                                                    | 5 PPA          | 44.5                    | 30                         | 01:29                    | YF135HTD+0.5% Methanol | 1600                   | 20/40 HSP           | 5                            | 8000                     |
| 8                                                    | 6 PPA          | 48.5                    | 30                         | 01:37                    | YF135HTD+0.5% Methanol | 1700                   | 16/30 HSP           | 6                            | 10200                    |
| 9                                                    | 7 PPA          | 52.7                    | 30                         | 01:45                    | YF135HTD+0.5% Methanol | 1800                   | 16/30 HSP           | 7                            | 12600                    |
| 10                                                   | 8 PPA          | 54.2                    | 30                         | 01:48                    | YF135HTD+0.5% Methanol | 1800                   | 16/30 HSP           | 8                            | 14400                    |
| 11                                                   | FLUSH          | 163.9                   | 30                         | 05:28                    | WF135+0.5% Methanol    | 6882                   |                     | 0                            | 0                        |

**Tableau III.16:** Refonte du programme de pompage du traitement principal de la fracturation (après DataFRAC)

| Rampe de planification de la pompe de refonte principale de la fracturation |                |                         |                            |                          |               |                        |                     |                              |                          |
|-----------------------------------------------------------------------------|----------------|-------------------------|----------------------------|--------------------------|---------------|------------------------|---------------------|------------------------------|--------------------------|
| Pas #                                                                       | Nom de l'étape | Volume de la boue (bbl) | Débit de pompage (bbl/min) | Temps de pompage (mm:ss) | Nom du fluide | Volume de fluide (gal) | Nom de la propriété | Installation d'hélices (PPA) | Masse de la hauteur (lb) |
| 1                                                                           | PrePAD         | 23.8                    | 30                         | 01:35                    | WF135 + 2%    | 1000                   |                     | 0                            | 0                        |
| 2                                                                           | PAD            | 190.5                   | 30                         | 10:19                    | YF135HTD+ 2%  | 8000                   |                     | 0                            | 0                        |
| 3                                                                           | 1 PPA          | 24.9                    | 30                         | 01:14                    | YF135HTD+0.5% | 1000                   | 30/50               | 1                            | 1000                     |
| 4                                                                           | 2 PPA          | 25.4                    | 30                         | 01:16                    | YF135HTD+0.5% | 1000                   | 30/50               | 2                            | 2000                     |
| 5                                                                           | 3 PPA          | 26.2                    | 30                         | 01:19                    | YF135HTD+0.5% | 1000                   | 20/40               | 3                            | 3000                     |
| 6                                                                           | 4 PPA          | 21.6                    | 30                         | 01:21                    | YF135HTD+0.5% | 800                    | 20/40               | 4                            | 3200                     |
| 7                                                                           | 5 PPA          | 22.3                    | 30                         | 01:29                    | YF135HTD+0.5% | 800                    | 20/40               | 5                            | 4000                     |
| 8                                                                           | 6 PPA          | 22.9                    | 30                         | 01:37                    | YF135HTD+0.5% | 800                    | 20/40               | 6                            | 4800                     |

### Chapitre III Fracturation hydraulique dans le champ HMD-Cas du puits OMP-172

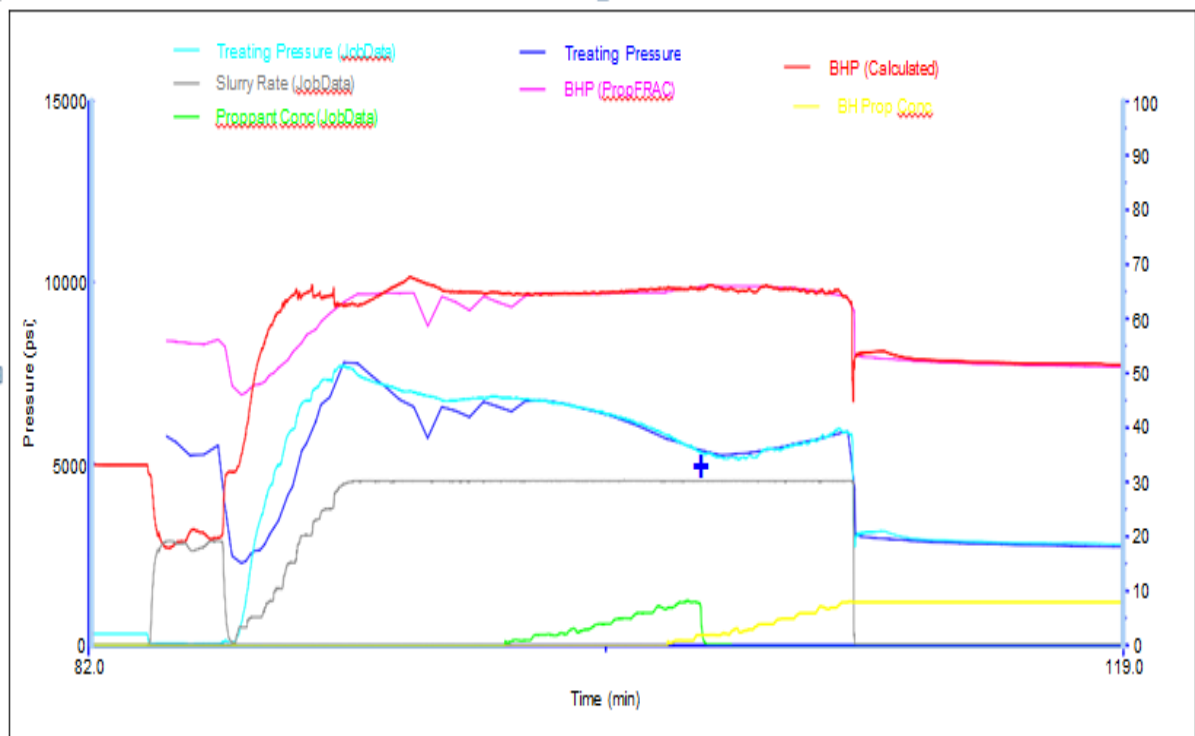
|    |       |       |    |       |               |      |       |   |      |
|----|-------|-------|----|-------|---------------|------|-------|---|------|
| 9  | 7 PPA | 23.4  | 30 | 01:45 | YF135HTD+0.5% | 800  | 16/30 | 7 | 5600 |
| 10 | 8 PPA | 24.1  | 30 | 01:48 | YF135HTD+0.5% | 800  | 16/30 | 8 | 6400 |
| 11 | FLUSH | 163.9 | 30 | 05:28 | WF135 + 0.5%  | 6882 |       | 0 | 0    |

**Tableau III.17:** Programme de pompage mesuré de l'exécution du traitement principal de fracturation

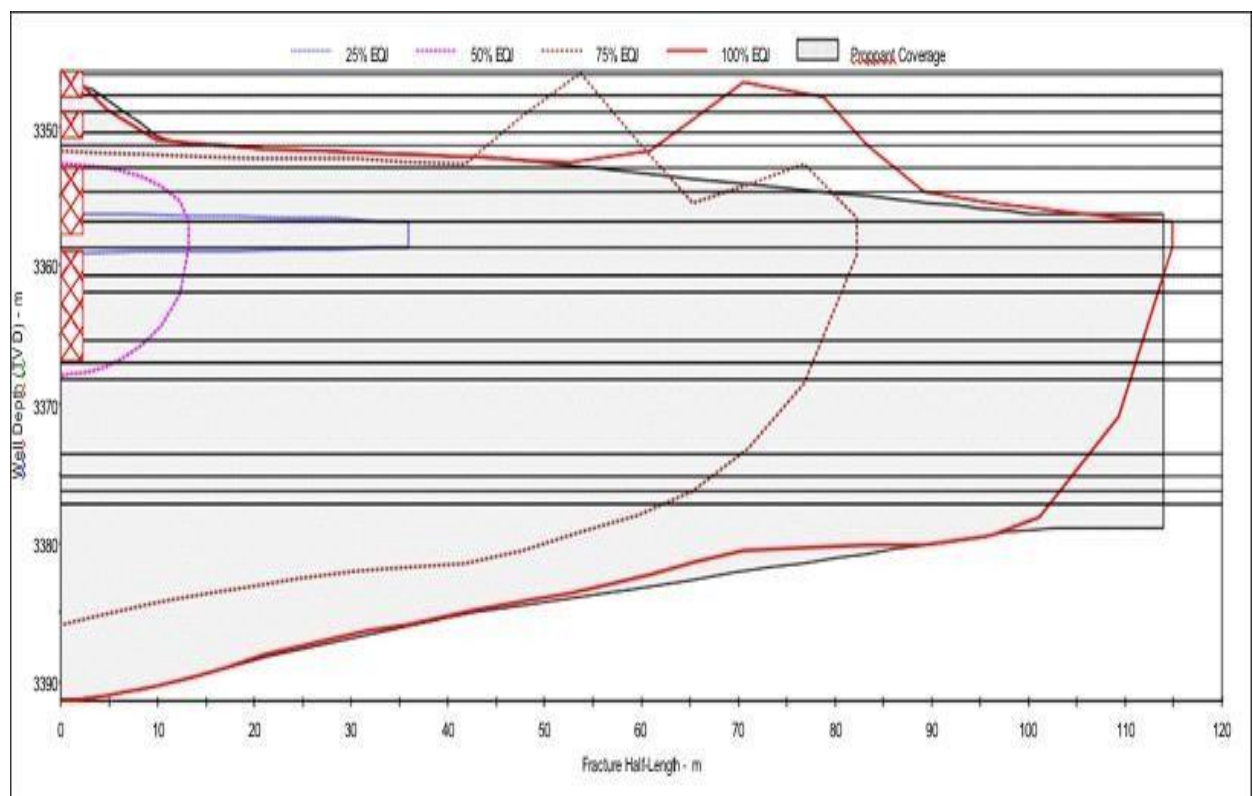
| Selon le calendrier mesuré de la pompe principale de fracturation |                |                          |                              |                          |                         |                         |              |                     |                                |                           |
|-------------------------------------------------------------------|----------------|--------------------------|------------------------------|--------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|---------------------|--------------------------------|---------------------------|
| Pas #                                                             | Nom de l'étape | Volum e de la boue (bbl) | Taux de suspension (bbl/min) | Temp s de pom page (min) | Nom du fluide           | Volu me de fluide (gal) | Nom Proppant | Max Prop Conc (PPA) | Inst allati on d'hélices (PPA) | Mas se de la hauteur (lb) |
| 1                                                                 | Pre - PAD      | 87.2                     | 17.1                         | 6.4                      | WF135+ 2% Methanol      | 3647                    |              | 0                   | 0                              | 0                         |
| 2                                                                 | Pad            | 190.5                    | 29.7                         | 6.4                      | YF135HTD + 2%Methanol   | 7996                    |              | 0                   | 0                              | 0                         |
| 3                                                                 | 1.0 PPA        | 24.9                     | 30                           | 0.8                      | YF135HTD + 0.5%Methanol | 1006                    | HSP 30/50    | 1                   | 1                              | 862                       |
| 4                                                                 | 2.0 PPA        | 37.8                     | 30                           | 1.3                      | YF135HTD + 0.5%Methanol | 1467                    | HSP 30/50    | 2                   | 2                              | 2741                      |
| 5                                                                 | 3.0 PPA        | 26.2                     | 30                           | 0.9                      | YF135HTD + 0.5%Methanol | 1010                    | HSP 20/40    | 3                   | 3                              | 2640                      |
| 6                                                                 | 4.0 PPA        | 21.6                     | 30                           | 0.7                      | YF135HTD + 0.5%Methanol | 807                     | HSP 20/40    | 4                   | 4                              | 2967                      |
| 7                                                                 | 5.0 PPA        | 22.3                     | 30                           | 0.7                      | YF135HTD + 0.5%Methanol | 807                     | HSP 20/40    | 5                   | 5                              | 3787                      |
| 8                                                                 | 6.0 PPA        | 22.9                     | 30                           | 0.8                      | YF135HTD + 0.5%Methanol | 806                     | HSP 20/40    | 6                   | 6                              | 4643                      |
| 9                                                                 | 7.0 PPA        | 23.4                     | 30                           | 0.8                      | YF135HTD + 0.5%Methanol | 805                     | HSP 16/30    | 7                   | 7                              | 5429                      |
| 10                                                                | 8.0 PPA        | 27.2                     | 30                           | 0.9                      | YF135HTD + 0.5%Methanol | 908                     | HSP 16/30    | 8                   | 8                              | 8971                      |
| 11                                                                | Flush          | 167.9                    | 30                           | 5.6                      | WF135+ 0.5% Methanol    | 7017                    |              | 0                   | 0                              | 0                         |

#### III.15.2.1 Correspondance principale de la pression du traitement :

La pression de traitement enregistrée pendant l'opération a été corrélée avec la pression simulée dans le logiciel FracCADE. Le coefficient total de perte de fluide du fluide de fracturation YF135HTD utilisé pour ajuster le déclin initial de la fracturation principale est de 2,0 E-3 ft/min<sup>0,5</sup>.



**Figure III.35:** Traitement principal des fractures : Correspondance de pression



**Figure III.36:** Géométrie principale du traitement de la fracturation

### III.15.2.2 Tableau résumé du traitement principal du frac

**Tableau III.18 :** Tableau comparatif global et synthèse MainFRAC

| Paramètre<br>d'Évaluation              | Design Initial | Redesign Client | Exécuté Réel |
|----------------------------------------|----------------|-----------------|--------------|
| Vol. Fluide Linéaire<br>WF135 (bbl)    | 211.5          | 187.7           | 255.1        |
| Vol. Fluide Réticulé<br>YF135HTD (bbl) | 616.6          | 357.0           | 371.7        |
| Total Proppant Pompé<br>(lbs)          | 60,200         | 30,000          | 32,040       |
| Total Proppant dans la<br>Formation    | 58,520         | 28,320          | 28,893       |
| Efficacité du fluide (%)               | 22 %           | 34.7 %          | 37 %         |
| Hauteur au puits EOJ<br>(m)            | 17.9           | 41.0            | 45.3         |
| Demi-longueur<br>soutenue (m)          | 105.0          | 92.4            | 114.0        |
| Conductivité effective<br>(md.ft)      | 5,487          | 699             | 630          |
| FCD effective                          | 60.0           | 176.0           | 133.0        |
| Sommet / Base de la<br>Frac (m)        | 3342 / 3357    | 3345 / 3386     | 3347 / 3391  |

### **III.16 Conclusion**

Cette étude souligne l'intérêt majeur de la fracturation hydraulique dans l'exploitation des réservoirs présentant de faibles qualités pétrophysiques, notamment une faible perméabilité. Cette méthode permet d'augmenter de manière significative la productivité des puits, ce qui se traduit par des retombées économiques importantes.

Dans ce travail, nous avons analysé les résultats d'un traitement de fracturation hydraulique au méthanol réalisé sur le puits OMP-172 à Hassi Messaoud. Les conclusions principales sont les suivantes :

L'amélioration notable du débit de production et de la conductivité confirme l'efficacité de cette technique de stimulation pour ce type de réservoir.

Les études récentes et les applications industrielles de la fracturation au méthanol à l'échelle mondiale montrent qu'elle présente des avantages supérieurs aux techniques conventionnelles de fracturation hydraulique. Bien que ces dernières soient efficaces et largement utilisées, elles présentent encore certaines limitations, telles que la dégradation des polymères, des temps de nettoyage prolongés liés à de faibles pressions de réservoir (souvent supérieures à un mois), ainsi que des géométries de fractures parfois défavorables dues à l'utilisation de fluides réticulés à base d'eau. L'utilisation du méthanol comme fluide porteur de proppant constitue donc une avancée significative, permettant d'améliorer la propreté du lit de proppant et de mieux adapter la stimulation aux réservoirs sous-pressurisés.

Enfin, bien que les techniques de fracturation au méthanol et conventionnelles soient rentables, elles restent des opérations complexes et coûteuses. Il est donc indispensable de sélectionner rigoureusement les puits candidats et de consacrer un temps suffisant à la conception du traitement, ces éléments étant déterminants pour assurer le succès de l'opération.

## **Chapitre IV : Optimisation de la fracturation hydraulique par la technologie HiWAY**

### IV.1 Introduction :

Les réservoirs à basse pression présentent des défis importants lors des opérations de fracturation hydraulique en raison de leur faible énergie naturelle et des difficultés liées à la propagation efficace des fractures. Les phénomènes étudiés dans le chapitre précédent, notamment les pertes de fluide, les dommages de formation et les problèmes liés aux proppants, peuvent réduire considérablement l'efficacité des traitements appliqués [1].

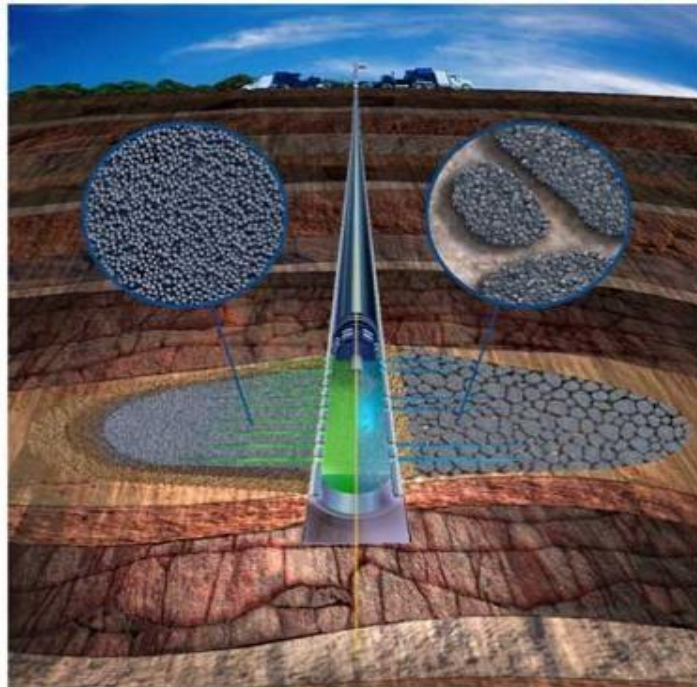
Afin d'améliorer les performances des puits, il est nécessaire d'optimiser les paramètres influençant directement le comportement des fractures hydrauliques. Cette optimisation ne dépend pas uniquement des conditions géologiques du réservoir mais également du choix des fluides de fracturation, des caractéristiques des proppants, des paramètres d'injection ainsi que des technologies modernes utilisées dans l'industrie pétrolière [2].

L'objectif de ce chapitre est donc d'étudier les principales approches permettant d'améliorer les performances des traitements de fracturation hydraulique dans les réservoirs à basse pression.

### IV.2 Optimisation avancée par la technologie HiWAY

Les récents développements technologiques ont introduit de nouvelles approches pour améliorer les performances de la fracturation hydraulique. La technologie HiWAY, développée par Schlumberger [4], repose sur la création de chenaux conducteurs (ou canaux) au sein de la fracture, via un dépôt discontinu du soutènement, constituant ainsi une avancée majeure par rapport aux méthodes conventionnelles. Elle permet d'augmenter la conductivité de la fracture, de réduire la quantité de proppant utilisée et d'améliorer la productivité des puits. Son optimisation nécessite un calage précis des paramètres d'injection ainsi qu'une modélisation adaptée de la propagation de la fracture.

Contrairement aux traitements conventionnels où le soutènement est distribué uniformément sur toute la surface de la fracture, la technologie HiWAY utilise une séquence de pompage spécifique (alternance de bouffées de fluide chargé en proppant et de fluide non chargé, dit « gomme »). Cette stratégie permet de former des agrégats discontinus de proppant (pillars) qui maintiennent la fracture ouverte tout en laissant entre eux des espaces non obstrués, favorisant ainsi l'écoulement des hydrocarbures. La différence entre une fracturation hydraulique conventionnelle et la technologie HiWAY est illustrée dans la figure suivante.



**Figure IV.1 :** Comparaison entre fracturation conventionnelle et technologie HiWAY [4].

- ✓ La Figure IV.1 compare une fracture hydraulique conventionnelle à une fracture réalisée selon la technologie HiWAY. Dans une fracturation conventionnelle, les proppants sont

## Chapitre IV Optimisation de la fracturation hydraulique par la technologie HiWAY

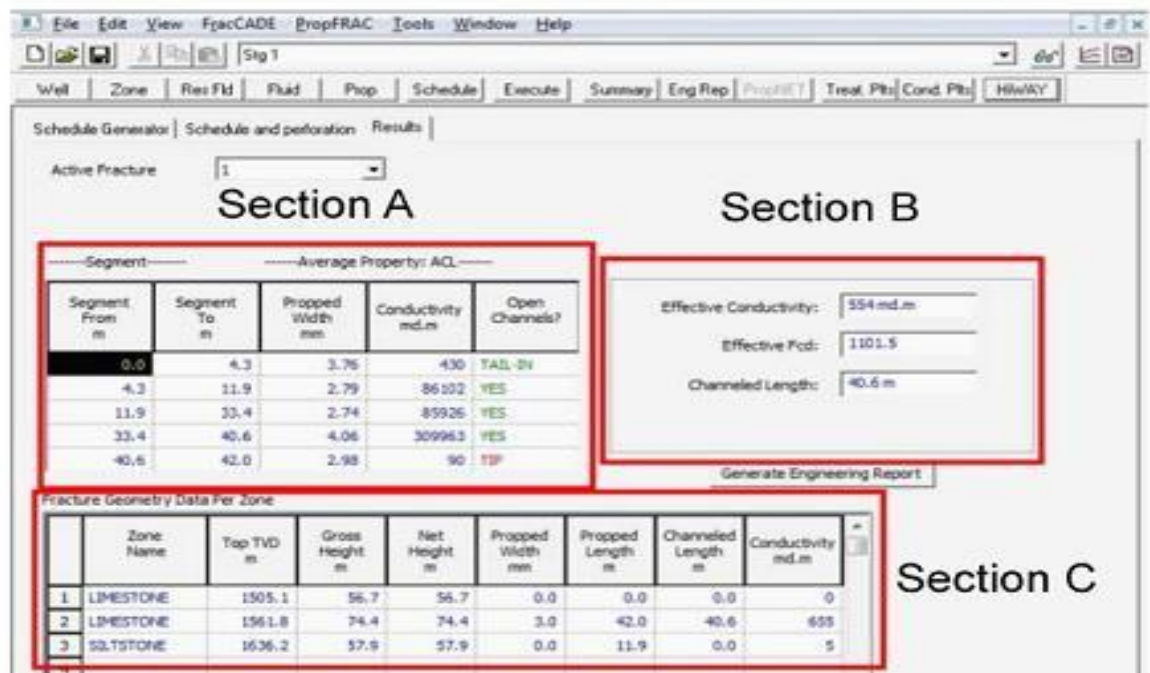
répartis de manière relativement uniforme dans toute la fracture. En revanche, la technologie HiWAY crée des canaux ouverts permettant une circulation plus efficace des fluides à travers la fracture.

- ✓ La présence de canaux conducteurs améliore significativement la conductivité effective de la fracture et facilite l'écoulement des hydrocarbures vers le puits. Cette approche permet également de réduire la quantité totale de proppants injectés tout en maintenant de bonnes performances de production [4].

Les principaux avantages sont :

- Réduction du volume total de proppants ;
- Amélioration de la conductivité ;
- Augmentation de la production ;
- Réduction des dommages de formation [4].

L'amélioration de la géométrie et de la conductivité des fractures obtenue grâce à la technologie HiWAY est illustrée dans la Figure IV.2 suivante :



**Figure IV.2 : Géométrie et conductivité des fractures HiWAY [4]**

La Figure IV.2 illustre l'effet de la technologie HiWAY sur la géométrie et la conductivité des fractures hydrauliques. La présence de canaux conducteurs permet une meilleure circulation des fluides à travers la fracture tout en maintenant une ouverture suffisante après la fermeture sous contraintes.

L'amélioration de la conductivité constitue un facteur essentiel dans les réservoirs à basse pression puisque la faible énergie naturelle limite déjà l'écoulement des hydrocarbures. Une

augmentation de la conductivité favorise une meilleure communication entre la fracture et le réservoir, ce qui améliore les performances de production [2][4].

### **IV.2 Sélection du fluide de fracturation :**

Le fluide de fracturation joue un rôle essentiel dans les opérations de stimulation puisqu'il assure plusieurs fonctions simultanées : création et propagation des fractures, transport des proppants et limitation des dommages potentiels à la formation [2].

Le choix du fluide dépend de plusieurs paramètres :

- Propriétés pétrophysiques du réservoir.
- Température de la formation ;
- Pression du réservoir ;
- Nature du fluide contenu dans la formation ;
- Caractéristiques des proppants utilisés.

Les propriétés les plus importantes sont :

#### **a) Viscosité:**

La viscosité contrôle la capacité du fluide à transporter les proppants et à limiter les pertes de fluide vers la formation.

Les fluides à viscosité élevée :

- Améliorent le transport des proppants ;
- Réduisent le phénomène de leak-off ;
- Permettent une meilleure ouverture des fractures.

Cependant, une viscosité excessive peut provoquer :

- Une augmentation des pertes de charge ;
- Des difficultés lors de la récupération du fluide après traitement [2].

#### **b) Compatibilité avec la formation:**

La compatibilité entre le fluide injecté et la roche réservoir est essentielle afin d'éviter les réactions chimiques susceptibles de provoquer des dommages.

Une incompatibilité peut entraîner :

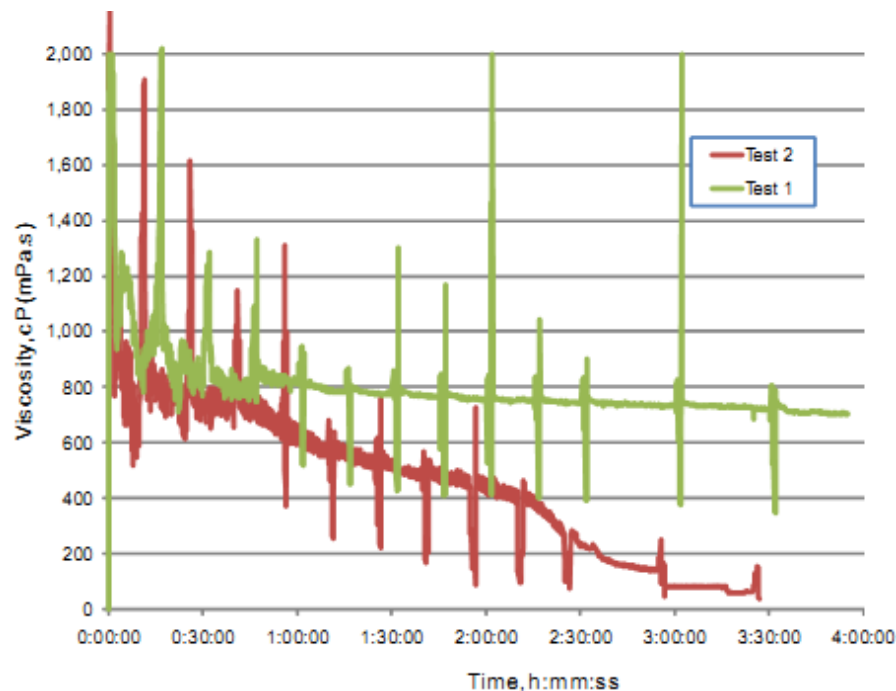
- Gonflement des argiles ;
- Précipitation de minéraux ;

- Colmatage des pores ;
- Réduction de la perméabilité [5].

### c) Stabilité thermique:

Dans les réservoirs profonds présentant des températures élevées, le fluide doit maintenir ses propriétés physiques pendant toute la durée du traitement [3].

L'influence des propriétés rhéologiques sur le comportement du fluide est illustrée dans la figure suivante :



**Figure IV.3:** Influence des propriétés rhéologiques sur la stabilité du fluide.

✓ Cette Figure IV.3 présente l'évolution des propriétés rhéologiques du fluide de fracturation en fonction des conditions de température et du temps. Les résultats montrent que le comportement du fluide peut varier au cours du traitement, ce qui influence directement sa capacité à transporter les proppants et à maintenir une propagation efficace des fractures.

✓ Une bonne stabilité rhéologique permet de maintenir les performances du fluide pendant l'opération de fracturation. Dans les réservoirs à basse pression, cette propriété est particulièrement importante car elle contribue à limiter les pertes de fluide, à améliorer le transport des proppants et à réduire les dommages potentiels de formation [2][4].

## Chapitre IV Optimisation de la fracturation hydraulique par la technologie HiWAY

Afin de garantir l'efficacité des traitements de fracturation hydraulique, plusieurs essais de contrôle qualité sont réalisés sur les fluides utilisés. Ces essais permettent d'évaluer leurs propriétés physiques et leur comportement dans différentes conditions opérationnelles.

**Tableau IV.1** : Résultats des tests QA/QC des fluides de fracturation

| Formulation du fluide | Essais de viscosité                       | Température BHST, 212 °F (100 °C) | Température moyenne, 176°F (80°C) | Température basse, 140°F (60°C) |
|-----------------------|-------------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|
| Impulsion propre      | Fluide de référence (Baseline)            | Conforme (P)                      | Conforme (P)                      | Conforme (P)                    |
|                       | Agent de rupture+ fibres (Breaker+ fiber) | Conforme (P)                      | Conforme (P)                      | Conforme (P)                    |

✓ Ce Tableau IV.1 présente les principaux paramètres évalués lors des essais de contrôle qualité des fluides de fracturation. Les résultats permettent d'analyser le comportement rhéologique, la stabilité thermique ainsi que les caractéristiques physiques des fluides utilisés durant le traitement.

✓ Les essais QA/QC constituent une étape importante dans l'optimisation des traitements de fracturation hydraulique puisqu'ils permettent de vérifier que les propriétés du fluide restent compatibles avec les conditions du réservoir. Dans les réservoirs à basse pression, une sélection inadéquate peut augmenter les pertes de fluide, réduire le transport des proppants et provoquer des dommages supplémentaires à la formation [2][4].

### IV.3 Choix du proppant :

Le proppant est un matériau solide injecté avec le fluide afin de maintenir les fractures ouvertes après l'arrêt du pompage.

La conductivité finale de la fracture dépend fortement des caractéristiques du proppant choisi [2].

Les principaux paramètres sont :

#### a) Taille des grains

La taille influence directement :

- La perméabilité ;
- La conductivité ;

- La stabilité mécanique.

Des grains plus grands permettent généralement une meilleure conductivité mais présentent parfois une résistance mécanique plus faible [3].

### b) Résistance mécanique:

Le proppant doit résister aux contraintes appliquées après fermeture de la fracture. Une résistance insuffisante peut provoquer :

- Crushing ;
- fFragmentation ;
- Réduction de la conductivité [3].

### c) Densité:

La densité influence la capacité de transport dans le fluide. Les proppants lourds :

- Nécessitent des fluides plus visqueux ;
- Augmentent parfois les coûts opérationnels.

**Tableau IV.2 : Comparaison des types de proppants**

| Type          | Avantages             | Limites           |
|---------------|-----------------------|-------------------|
| Sable naturel | Faible coût           | Faible résistance |
| Céramique     | Haute résistance      | Coût élevé        |
| Résine-coated | Réduction du crushing | Coût important    |

## IV.4 Ajustement des paramètres d'injection :

Les paramètres d'injection influencent directement les dimensions et la conductivité des fractures créées. Les principaux paramètres comprennent :

### a) Débit d'injection :

Le débit détermine la pression appliquée à la formation. Une augmentation du débit permet :

- Une meilleure propagation;
- Une augmentation de la longueur de fracture.

Cependant, des valeurs excessives peuvent entraîner :

- Une augmentation des pertes de fluide ;

- Des fractures non contrôlées [2].

### b) Volume injecté :

Le volume de fluide injecté contrôle la taille finale de la fracture. Un volume insuffisant peut conduire à :

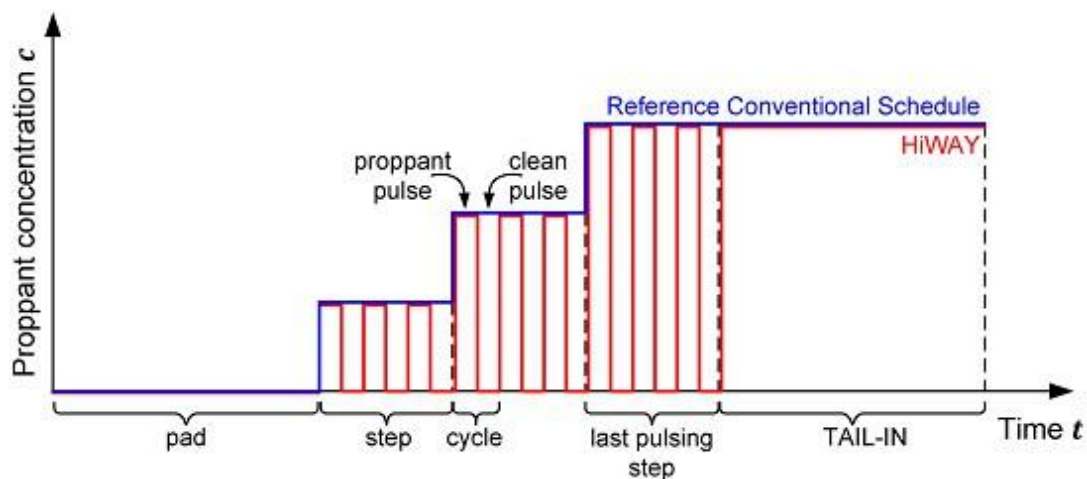
- Une faible extension ;
- Une conductivité limitée.

### c) Concentration des proppants :

La concentration doit être ajustée progressivement pendant le traitement. Une concentration excessive peut provoquer :

- Accumulation locale ;
- Obstruction ;
- Mauvaise répartition des proppants.

Afin d'illustrer l'influence des paramètres de pompage sur la distribution des proppants durant le traitement de fracturation hydraulique, le schéma suivant présente le programme de pompage utilisé dans la technologie HiWAY.



**Figure IV.2 :** Programme de pompage HiWAY et évolution de la concentration des proppants

✓ Cette Figure IV.2 présente le programme de pompage appliqué dans la technologie HiWAY ainsi que l'évolution de la concentration des proppants durant le traitement. Le procédé repose sur une alternance entre des phases contenant des proppants et des phases de fluide propre (clean pulse), ce qui permet d'obtenir une meilleure distribution des particules dans les fractures.

✓ L'utilisation d'un programme de pompage optimisé améliore la répartition des proppants à l'intérieur des fractures et réduit les phénomènes d'accumulation locale. Cette approche permet d'améliorer la conductivité des fractures et d'augmenter l'efficacité globale du traitement dans les réservoirs à basse pression [2][4].

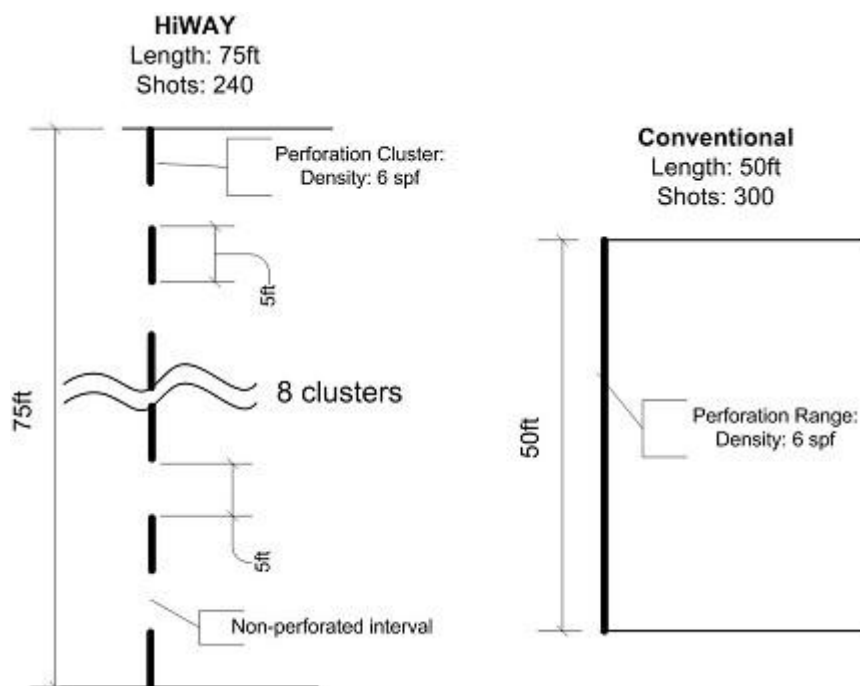
### IV.5.2 Optimisation des perforations:

Les perforations jouent un rôle important dans la distribution des fractures. Les paramètres à considérer comprennent :

- Espacement entre perforations ;
- Nombre de clusters ;
- Diamètre des perforations ;
- Orientation.

Une mauvaise conception peut entraîner une propagation non uniforme des fractures.

La différence entre les schémas de perforation conventionnels et ceux utilisés dans la technologie HiWAY est présentée dans la figure suivante :



**Figure IV.5 :** Comparaison des schémas de perforation conventionnels et HiWAY

✓ Cette Figure IV.5 présente une comparaison entre les schémas de perforation conventionnels et ceux utilisés dans la technologie HiWAY. La distribution optimisée des perforations permet une meilleure répartition des contraintes et une propagation plus uniforme des fractures hydrauliques.

✓ L'optimisation des perforations contribue à améliorer l'efficacité globale du traitement en assurant une distribution homogène du fluide et des proppants dans les différentes fractures générées [2][4].

### **IV.6 Conclusion :**

L'optimisation des traitements de fracturation hydraulique constitue une étape essentielle pour améliorer les performances des puits dans les réservoirs à basse pression. L'analyse réalisée dans ce chapitre montre que l'efficacité du traitement dépend fortement de la sélection appropriée des fluides, des proppants et des paramètres opérationnels. L'intégration des technologies avancées permet également de réduire les limitations techniques et d'augmenter la conductivité des fractures.

# **Conclusion Générale**

### Conclusion générale

La fracturation hydraulique représente aujourd'hui l'une des techniques les plus importantes utilisées dans l'industrie pétrolière pour améliorer la productivité des puits et augmenter la récupération des hydrocarbures, notamment dans les formations à faible perméabilité. Cependant, l'application de cette technique dans les réservoirs à basse pression demeure particulièrement complexe en raison des contraintes géologiques, pétrophysiques et opérationnelles qui peuvent limiter l'efficacité des traitements réalisés.

Dans cette étude, une analyse détaillée des caractéristiques des réservoirs à basse pression a permis de mettre en évidence les principaux facteurs influençant leurs performances de production ainsi que les difficultés associées à leur exploitation. L'étude des mécanismes de fracturation hydraulique a également permis de comprendre les phénomènes physiques responsables de la création et de la propagation des fractures dans la formation.

Par ailleurs, plusieurs limitations opérationnelles ont été étudiées, notamment les pertes de fluide (leak-off), les dommages de formation, les problèmes liés aux proppants ainsi que la fermeture des fractures. L'analyse de ces phénomènes a montré qu'ils peuvent réduire considérablement la conductivité des fractures et limiter l'amélioration attendue de la productivité des puits.

Afin de surmonter ces contraintes, différentes approches d'optimisation ont été présentées dans ce travail, notamment la sélection appropriée des fluides de fracturation, le choix des proppants, l'ajustement des paramètres d'injection ainsi que l'utilisation de technologies avancées telles que la technologie HiWAY. Les résultats montrent qu'une conception optimisée du traitement permet de réduire les limitations opérationnelles et d'améliorer significativement les performances des opérations de stimulation.

Enfin, cette étude constitue une base théorique importante pour l'analyse du cas pratique qui sera réalisé dans le cadre de cette recherche. L'application de ces principes à un cas réel permettra d'évaluer l'efficacité des méthodes d'optimisation proposées et d'identifier les solutions les plus adaptées aux conditions spécifiques des réservoirs étudiés.

## Conclusion générale

---

Afin d'améliorer les traitements dans les réservoirs à basse pression, **les recommandations** suivantes peuvent être proposées :

- Sélectionner un fluide compatible avec la formation
- Choisir un proppant présentant une résistance suffisante
- Optimiser les paramètres de pompage
- Utiliser des technologies avancées
- Réduire les phénomènes de leak-off
- Un test MiniFalloff / Breakdown est fortement recommandé afin d'évaluer la transmissibilité de la formation ainsi que le comportement des pertes de fluide (« leakoff ») avec de l'eau traitée.
- Les résultats du DataFRAC et du thermolog seront utilisés pour calibrer le profil des contraintes et proposer une mise à jour du design de fracturation.
- Si un refroidissement est observé uniquement au niveau des perforations supérieures, nous recommandons d'augmenter la taille du traitement.
- Si le refroidissement indique une propagation de la fracture jusqu'au sabot de tubage (« casing shoe »), nous recommandons d'opter pour un traitement de contournement de skin (« skin bypass ») de plus faible envergure.

# **Références bibliographiques**

### Références bibliographiques

1. Ahmed, T .(2019) .*Reservoir Engineering Handbook* (5e éd.). Elsevier.
2. Economides, M. J. et Nolte, K. G .(2000) .*Reservoir Stimulation* (3e éd.). Wiley.
3. Guo, B., Lyons, W. C. et Ghalambor, A .(2007) .*Petroleum Production Engineering* . Elsevier.
4. Schlumberger .(2017) .*HiWAY Engineering Guidelines* (Version 1.11). Schlumberger Technology Corporation.
5. Université Kasdi Merbah-Ouargla. (s. d.) .*Fluides de fracturation hydraulique et leurs propriétés*] Support technique.[
6. Université Kasdi Merbah-Ouargla. (s. d.) .*Généralités sur l'endommagement de formation* ]Support pédagogique.[
7. Université Kasdi Merbah-Ouargla. (s. d.) .*Introduction à la stimulation des puits pétroliers*] Support de cours.[
8. Université Kasdi Merbah-Ouargla. (s. d.) .*Mécanique des roches appliquée aux réservoirs pétroliers*] Support de cours.[
9. United States Environmental Protection Agency [EPA]. (s. d.). *Environmental Protection Agency*. <https://www.epa.gov/>
10. Comportement de la mousse en milieu poreux pour confiner une source de pollution : potentialités, contraintes et démonstration en site réel - Scientific Figure on ResearchGate. Available from: [https://www.researchgate.net/figure/Mouillabilite-et-angle-de-contact-entre-lair-ou-mousse-leau-et-le-solide\\_fig2\\_323701256](https://www.researchgate.net/figure/Mouillabilite-et-angle-de-contact-entre-lair-ou-mousse-leau-et-le-solide_fig2_323701256) [accessed 17 Jun 2026]
11. Reservoir engineering handbook - Scientific Figure on ResearchGate. Available from: [https://www.researchgate.net/figure/Illustration-of-surface-tension\\_fig20\\_321038126](https://www.researchgate.net/figure/Illustration-of-surface-tension_fig20_321038126) [accessed 17 Jun 2026]
12. Caractérisation des effluents d'expérimentations EOR (Enhanced Oil Recovery) grâce à des techniques de microfluidique analytique - Scientific Figure on ResearchGate. Available from: [https://www.researchgate.net/figure/Schema-descriptif-de-la-recuperation-secondaire-du-petrole-dapres-Willhite-et-al-6\\_fig1\\_344260637](https://www.researchgate.net/figure/Schema-descriptif-de-la-recuperation-secondaire-du-petrole-dapres-Willhite-et-al-6_fig1_344260637) [accessed 17 Jun 2026]
13. Lenoir, J.-C., & Bataille, C. (2013, 5 juin). *Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels (Rapport d'étape)* (Rapport d'office parlementaire n° 640). Sénat. <https://www.senat.fr/rap/r12-640/r12-64016.html>

## Références bibliographiques

---

14. Autre(s) auteur(s). (2020). Titre de l'article scientifique en anglais. Journal Name, Volume(Numéro), pages. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103233>
15. Calaméo. (s. d.). Géologie de l'Algérie. <https://www.calameo.com/books/00069611938d69b2bedde>
16. Gisements Pétroliers (Jean-Luc Mari & Denis Jongmans)
17. U.S. Government Accountability Office (GAO) (Bureau de la responsabilité gouvernementale des États-Unis)
18. Settari, A. (2013). A study of fluid leakoff in hydraulic fracture propagation. ResearchGate. [https://www.researchgate.net/publication/254510960\\_A\\_Study\\_of\\_Fluid\\_Leakoff\\_in\\_Hydraulic\\_Fracture\\_Propagati](https://www.researchgate.net/publication/254510960_A_Study_of_Fluid_Leakoff_in_Hydraulic_Fracture_Propagati)
19. Bandara, K. M. A. S., Ranjith, P. G., Rathnaweera, T. D., & Wanniarachchi, W. A. M. (2020). Crushing and embedment of proppant packs under cyclic loading. Geoscience Frontiers, 11(6), 2211-2224. doi.org.
20. Shen, Y., et al. (2023). Numerical investigation of fracturing fluid invasion into hydrate reservoirs during hydraulic-fracturing stimulation. Energy Reports, 9, 3160–3176. doi.org.
21. Sonatrach DP-HMD. (s.d.). Généralités sur le champ de Hassi Messaoud.
22. Sonatrach. (1998). Rapport interne [Unpublished internal report]. Division Production.