

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



Université M'Hamed Bougara - Boumerdes
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département Gisements Miniers et Pétroliers



Mémoire de Fin d'Etude
En vue de l'obtention du Diplôme

MASTER

Présenté par

MALEK CHELIH Leila Ghizlene
GUERBOUZ Asma

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Génie pétrolier – Production des Hydrocarbures

Optimisation des paramètres opérationnels
de la fracturation acide pour la maximisation
des demi longueurs

Devant le jury composé :

Mr. Benyounes.K	Professeur	UMB-Boumerdes	Président
Mr. Zeraibi.N	Professeur	UMB-Boumerdes	Encadrant
Mr. Gareche.M	Professeur	UMB-Boumerdes	Examineur
Mr. Saifi.R	Maitre Assistant	UMB-Boumerdes	Examineur

Année universitaire : 2022/2023

Résumé

La fracturation acide est la technique la plus couramment utilisée dans les opérations de stimulation des réservoirs carbonatés. Il s'est avéré qu'elle est efficace et économique. Dans cette technique l'acide provoque une gravure différentielle sur les parois de la fracture, formant des canaux conducteurs qui restent ouverts sans agent de soutènement après la fermeture de la fracture.

La longueur de la fracture mordancée limite l'efficacité d'un traitement de fracture acide. Des facteurs tels que la largeur de fracture, le taux d'injection, la viscosité de l'acide et la température de formation tous influent la pénétration de l'acide. Un traitement de fracturation acide doit produire un canal d'écoulement conducteur suffisamment long pour modifier le modèle d'écoulement dans le réservoir d'un modèle radial à un modèle qui se rapproche de l'écoulement linéaire. La longueur de la fracture dépend de la fuite d'acide (leakoff) et de la dépense d'acide. Si les caractéristiques de perte de liquide acide sont médiocres, une fuite (leakoff) excessive mettra fin à l'extension de la fracture. De même, si l'acide passe trop rapidement, la partie gravée de la fracture sera trop courte.

Pour arriver enfin à la longueur de fracturation désirée pour la stimulation d'un puit précis, il faut faire plusieurs simulations avec différentes combinaisons des paramètres opérationnels. Alors, dans cette étude, on propose une procédure tout à fait différente. Une méthode dans laquelle il suffit de faire une seule simulation en donnant les caractéristiques de puits traités comme les paramètres géomécaniques, les paramètres pétrophysiques, la hauteur de la fracture et le leakoff. Le programme développé peut directement générer la combinaison optimale des paramètres opérationnels qui donnent la valeur maximale de demi-longueur et la conductivité optimale. Le programme s'enchaîne pour engendrer la conductivité tout au long de la fracture.

Abstract

Acid fracturing is the technique the most commonly used in carbonate reservoir stimulation operations. It has been proven to be effective and economical. In this technique the acid causes differential etching on the walls of the fracture, forming conductive channels which remain open without proppant after the fracture has closed.

The length of the etched fracture limits the effectiveness of acid fracture treatment. Factors such as fracture width, injection rate, acid viscosity and formation temperature all effect acid penetration. An acid fracturing treatment should produce a conductive flow channel long enough to change the flow pattern in the reservoir from a radial pattern to one that approximates linear flow. The length of the fracture depends on acid leakage (leakoff) and acid expenditure. If acidic fluid loss characteristics are poor, excessive leakoff will terminate fracture extension. Likewise, if the acid passes too quickly, the etched part of the fracture will be too short.

To finally arrive at the desired fracturing length for the stimulation of a specific well, it is necessary to make several simulations with different combinations of operational parameters. This is why, in this study, we propose a completely different procedure. A method in which it is enough to make a single simulation by giving the well characteristics treated as the geomechanical parameters, the petro physical parameters, the height of the fracture and the leakoff. The developed program can directly generate the optimal combination of operational parameters that give the maximum half-length value and the optimal conductivity. The program is linked to generate conductivity throughout the fracture.

ملخص

تكسير بالحمض هو التقنية الأكثر استخدامًا في لتحفيز خزانات الكربونات. اتضح أنه فعال واقتصادي. في هذه التقنية ، يسبب الحمض نقش تفاضلي على جدران الكسر ، مما يشكل قنوات ناقلة تبقى مفتوحة دون عامل الاحتفاظ بعد إغلاق الكسر.

يحد طول الكسر من فعالية علاج كسر الحمض. عوامل مثل عرض الكسر ، معدل الحقن ، وقت الحقن ، تركيز الحمض ، كمية الحمض جميعها تآثر على تغلغل الحمض في الكسر. يجب أن ينتج الكسر بالحمض قناة تدفق للسائق طويلة بما فيه الكفاية لتعديل نموذج التدفق من خزان نموذج شعاعي إلى نموذج يقترب من التدفق الخطي. يعتمد طول الكسر على تسرب الحمض وكميات الحمض المستعملة. إذا كانت خصائص فقدان السائل الحمضي ضعيفًا ، فإن التسرب المفرط سوف يحد من تمديد الكسر. وبالمثل ، إذا مر الحمض بسرعة كبيرة ، فسيكون الجزء المحفور من الكسر قصيرًا جدًا.

يجب إجراء العديد من عمليات المحاكاة مع مجموعات مختلفة من الإعدادات التشغيلية للوصول أخيرًا إلى طول التكسير المطلوب لتحفيز بئر محدد. لهذا السبب ، في هذه الدراسة ، نقدم إجراء مختلف تمامًا. يكفي إجراء محاكاة واحدة فقط من خلال إعطاء سمات الخاصة بالبئر مثل المعلمات الجيولوجية ، والمعلمات البتروفيزيائية ، وارتفاع الكسر والتسرب. يمكن للبرنامج الذي تم تطويره إنشاء المزيج الأمثل من الإعدادات التشغيلية التي تعطي أقصى يمكن تحقيقها بنسبة لطول الموصلية في الكسر. كما انه يوفر رؤية لقيمة الموصلية على طول الكسر.

Remercîments

*Tout d'abord, nous tenons à remercier chaleureusement notre encadrant, **Professeur ZERAIBI Nouredine**, pour son dévouement, son expertise, sa confiance et sa patience tout au long de cette aventure. Ses conseils éclairés, ses suggestions pertinentes et sa disponibilité ont grandement enrichi ce travail. Nous sommes reconnaissantes d'avoir eu la chance de travailler sous sa direction, et nous avons énormément appris de sa rigueur scientifique et de sa passion pour la recherche.*

*Nous tenons à adresser nos plus sincères remerciements à notre encadrant de Sonatrach/PED, **Le chef service Stimulation ANNANE Bachir**, pour leur confiance, leur expertise et leur soutien indéfectible et **Monsieur KERROUCHE Mohamed**, ingénieur fracturation Sonatrach/PED, en vue de partager ses connaissances académiques et techniques avec nous, Son regard critique nous a été très précieux pour structurer le travail et pour améliorer la qualité des différentes sections. Nous remercions également toute l'équipe PED et particulièrement le personnel de service technique de production pour leur accueil, le temps passé ensemble et le partage de leur expertise au quotidien.*

*Remerciement spécial aux membres de service Fracturation Halliburton et à leur tête **Monsieur Mohammed GHERAISSA**, Sr.P.E. ingénieur et **Madame Hadjer HADDAR** P.E ingénieur. Leur volonté de partager leur temps et leurs expériences a été inestimable, et nous sommes profondément reconnaissantes de leur collaboration.*

*Nos remerciements s'adressent également au chef division EP Irara, **Monsieur CHEMILE Farid** pour son aide précieuse et **Monsieur Bachir MEHIFER**, expert fracturation, Département Technique Production EP Irara qui nous a beaucoup aidé à comprendre et à exercer nos notions sur la fracturation.*

Nous souhaitons exprimer nos sincères remerciements aux membres du jury. Nous sommes infiniment sensibles à l'honneur que vous nous faites d'avoir bien voulu participer à l'évaluation de ce travail. Nos remerciements s'étendent également à tous nos enseignants durant nos années universitaires.

Enfin, nous tenons à remercier tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail

Dédicace

Ce travail est sincèrement et fièrement dédié à nos chers parents, à nos deux familles, à nos camarades de classe et au cercle d'amis pour leur amour, encouragement, patience. Ils ont été le soutien, la source de force et d'inspiration tout au long de notre parcours universitaire et particulièrement dans la réalisation de notre mémoire.

Liste des figures

Figure 1.1. (A) Rock formation in situ stresses (σ_v . σ_H . σ_h), (B) rock formation in situ principal stresses for a drilled vertical well.	5
Figure 1.2. L'évaluation des principales contraintes en fonction de profondeur .6	
Figure 1.3. Courbes contrainte-déformation pour (a) le quartzite Rand et (b) le marbre de Carrare à diverses pressions de confinement.	8
Figure 1.4. Déformation induite par une contrainte uni-axiale	9
Figure 1.5. Rock Indentation Test (RIT)	10
Figure 1.6. la porosité primaire	13
Figure 1.7. la porosité secondaire	14
Figure 1.8. Les différents modes de distribution de l'argile ; représentations volumétriques. En haut : représentation picturale. En bas : représentation volumétrique (adapté de Schlumberger)	17
Figure 1.9. Les étapes principale d'une fracturation à l'acide	20
Figure 1.10. Schéma des zones de fuite de fluide de fracturation	21
Figure 1.11. Flow back test, détermination de pression de fermeture.....	23
Figure 1.12. Step-Up Rate Test, détermination de la pression de propagation de la fracture (FPP).....	24
Figure 1.13. Détermination de la pression d'arrêt instantanée de fracturation	25
Figure 1.14. Détermination de La fuite dépendante de la pression PDL	26
Figure 1.15. Test de solubilité à 250°F (SPE 50612).....	31
Figure 1.16. Exemple de schémas expérimentaux de dissolution (Fredd & Miller, 2000)	34
Figure 1.17. model de propagation de fracturation acide par Gohfer pour un puit à HRM	41
Figure 1.18. model de propagation de fracturation acide par Kenitix pour un puit à HRM.....	42

Figure 1.19.Schéma de principe des équipements d'un site de fracturation acide	44
Figure 1.20.Log température d'un puit de fracturation acide à la région de Hassi R'Mel.	46
Figure 2.1. Formes cristallines de la calcite (1911 Encyclopædia Britannica/Calcite, 2016)	51
Figure 2.2.C.G.St.C.Kendall, 2005 (après Folk1959) schema	54
Figure 2.3.C.G.St.C.Kendall, 2005 (après Folk1959) schéma	55
Figure 2.4.Dunham's (1962) depositional classification of carbonate rocks scheme.....	56
Figure 2.5. Colonne stratigraphique de Hassi R'mel (puits Acide Frac Hassi R'mel).....	63
Figure 3.1. Le modèle de fracture PKN	68
Figure 3.2. Le modèle de fracture KGD.....	68
Figure 3.3. organigramme de modèle de propagation de la fracture d'acide	74
Figure 3.4.organigramme de Modèle de conductivité de la fracture d'acide	76
Figure 3.5. Entrées et sorties d'une expérience.....	77
Figure 3.6. Partitions (gauche) et structure de l'arbre de décision (droite) pour un modèle d'arbre de classification avec trois classes étiquetées 1, 2 et 3. À chaque nœud intermédiaire, un cas est dirigé vers le nœud secondaire gauche si et seulement si la condition est satisfaite. La classe prédite est indiquée sous chaque nœud feuille. (Wei, 2011)	80
Figure 3.7. Random Forest modèle	84
Figure 3.8. k-nearest neighbor regression modèle.....	86
Figure 3.9.Régression polynomiale modèle	87
Figure 3.10.Régression linéaire Ridge modèle.....	89
Figure 4.1. Méthodologie de méthode proposé	93
Figure 4.2. Des informations sur la base de données	96

Figure 4.3. Carte thermique de corrélation x_f	99
Figure 4.4. Carte thermique de corrélation x_{af}	99
Figure 4.5. La demi longueur en fonction de débit d'injection pour différents temps d'injection	100
Figure 4.6. La demi longueur en fonction de temps d'injection pour différents débit d'injection.....	100
Figure 4.7. Pénétration d'acide en fonction de débit pour différentes valeurs de diffusivité	101
Figure 4.8. Pénétration d'acide en fonction de diffusivité pour différentes valeurs de débit.....	101
Figure 4.9. La conductivité adimensionnelle en fonction de volume d'acide pour différents pouvoir de dissolution d'acide.....	102
Figure 4.10.La conductivité adimensionnelle en fonction de pouvoir de dissolution d'acide pour différents volumes d'acide	102
Figure 4.11.organigramme de modele fracturation acide	103
Figure 4.12.Comparaison des résultats de modèle Random Forest par les résultats calculés.....	105
Figure 4.13.Comparaison des résultats de modèle Decision tree par les résultats calculés.....	106
Figure 4.14.Comparaison des résultats de modèle K-nearestneighbor par les résultats calculés	106
Figure 4.15.Comparaison des résultats de modèle Ridge par les résultats calculés	107
Figure 4.16.Comparaison des résultats de modèle BayesianRidge par les résultats calculés.....	107
Figure 4.17. Comparaison des résultats de modèle PolynomialFeatures par les résultats calculés	108
Figure 4.18.La fenêtre des inputs	108
Figure 4.19.La fenêtre des outputs	109
Figure 4.20. La fenêtre de graph	110

Liste des tables

Tableau 1.1. pumping schedule d'un opération fracturation acide d'un puit à HRM	40
Tableau 1.2.pumping schedule d'un opération fracturation acide d'un puit à HRM	41
Tableau 1.3. Acid Fracturing & Prop Fracturing Comparison	49
Tableau 3.1. les coefficients pour calculer λ_n	75
Tableau 3.2. les coefficients pour calculer G_n	75
Tableau 4.1. Données des fluides fixes pour le modèle de modélisation de la fracture	94
Tableau 4.2. Les facteurs et les niveaux de cas traité.....	95
Tableau 4.3. Quelques observations aléatoires.....	97
Tableau 4.4. Description de base de données.....	97
Tableau 4.5. Performances des modèles basés sur R2, MSE et MAE	104

Nomenclature

A	Section parallèle à la force F, m ²
a	Rayon du puits ,ft
A_L	Surface de fracture, m ²
BH ISIP	ISIP fond de puit qui présente ISIP en plus de la pression hydraulique
BH TP	Pression de traitement de fond de puit
C	Compressibilité, Pa ⁻¹
C_c	Fluides de filtration contrôlée par la compressibilité, m/s ^{0.5}
CL	Coefficient de filtration leakoff, m/s ^{0.5}
C_v	Fluides de filtration contrôlée par la viscosité, m/s ^{0.5}
C_w	Coefficient de filtration contrôlée par la formation d'un cake, m/s ^{0.5}
β	Module de compressibilité volumique
D	Diamètre de l'échantillon, m
D_{eff}	Diffusion effective de l'acide, m ² /s
E	Module de Young, Pa
F	Force appliquée, N
G	Module de cisaillement, Pa
g	Accélération du pesanteur, m/s ²
h	Profondeur de la couche considérée, m
hf	Hauteur de la fracture, m
K	Module de compressibilité
k	Perméabilité de la roche, m ²
k'	L'indice de consistance, Pa.s ⁿ
K_{fw}	Conductivité hydraulique de la fracture, m ³
k_i	Perméabilité effective
k_{ri}	Perméabilité relative (i=gaz, huile ou eau)
m_w	Pente de droite du volume filtrant en fonction de la racine carrée du temps
n	L'indice d'écoulement

N_{pe}	Nombre de Peclet
N_{Re}	Nombre de Reynolds
P_c	Pression de fermeture, Pa
P_{net}	Pression nette, Pa
P_p	Pression des pores, Pa
P_{wf}	Pression du fond du puits, Pa
Δp	Perte de charge entre la fracture et la couche, Pa
$\frac{dP}{dL}$	Gradient de pression par unité de longueur, Pa/m
qi	Débit d'injection de l'acide, m ³
r	Distance d'un point quelconque du réservoir par rapport à l'axe du puits, m
S_i	Saturation (i=huile, gaz ou eau)
Sp	Coefficient de sprut loss, m ² /s
S_{roche}	Résistance d'enfouissement de la roche (embedement strenght), Pa
t_i	Temps d'injection du fluide de fracturation, s
$\tan \theta$	Déformation angulaire engendrée
V	Volume de l'acide injecté, m ³
ν	Coefficient de Poisson
v	Vitesse d'écoulement
V_L	Volume instantané, m ³
V_p	Volume des pores, m ³
V_s	Volume des grains, m ³
V_t	Volume total, m ³
\bar{w}	Largeur moyenne dynamique, m
W_i	Largeur idéale attaquée, m
\bar{W}_i	Largeur idéale moyenne, m
wf	Largeur dynamique de la fracture, m
X_{acide}	Pouvoir de dissolution de l'acide, m ³ de roche/m ³ d'acide
X_{af}	Pénétration horizontale de l'acide, m
X_f	Demi-longueur de la fracture, m

α	Constante de Biot
σ'	Contrainte effective, Pa
σ_H	Contrainte horizontale maximale, Pa
σ_h	Contrainte horizontale minimale, Pa
σ'_h	Contrainte horizontale effective, Pa
σ_p	Contrainte hydrostatique, Pa
σ_r	Contrainte effective radiale à la paroi du puits, Pa
σ_v	Contrainte verticale, Pa
σ'_v	Contrainte verticale effective, Pa
σ_θ	Contrainte effective tangentielle à la paroi du puits, Pa
ε	Déformation de la roche
ε_y	Déformation suivant l'axe y
ε_z	Déformation suivant l'axe z
ε_{vol}	Déformation volumique
μ	Viscosité d'acide, Pa.s
μ_L	Viscosité du filtrat, Pa.s
ρ	Masse volumique de l'acide, kg/m ³
ρ_b	Densité moyenne de la couche considérée, kg/m ³
τ_{ij}	Contrainte de cisaillement ($i,j = x,y,z$ avec $i \neq j$), Pa
φ	Porosité de la formation
Φ_a	Porosité absolue
Φ_e	Porosité effective
Φ_1	Porosité primaire
Φ_2	Porosité secondaire

Table des matières

Résumé	i
Abstract.....	ii
ملخص.....	iii
Remercîments	iv
Dédicace	v
Liste des figures.....	vi
Liste des tables	x
Nomenclature	xi
Table des matières	xiv
Introduction	1
1. Contexte	1
2. Objectifs.....	2
CHAPITRE 01 Fracturation	3
1.1. Généralité	3
1.2. Les principales notions de la géo-mécanique liées à la fracturation	4
1.2.1 Contraintes de formation	4
1.2.2 Paramètres élastiques.....	8
1.3. Les principales notions Pétro-physique liées à la fracturation.....	12
1.3.1 La porosité	12
1.3.2 Perméabilité	15
1.3.3 La saturation	16
1.3.4 Volume d’argile	17
1.4. Fracturation Acide.....	19
1.4.1 Généralité.....	19

1.4.2	Les principales notions de la fracturation.....	20
1.4.3	Sélection des candidats Fracturation acide.....	29
1.4.4	Testes laboratoires	30
1.4.5	Technique de fracturation et mécanisme de dissolution des carbonates avec l'acide.....	32
1.4.6	Fluide de fracturation.....	35
1.4.7	Model de fracturation acide.....	39
1.4.8	Procédure de l'opération.....	43
1.4.9	Comparaison fracturation acide et fracturation propane	48
CHAPITRE 02 Réservoir Carbonaté.....		50
2.1.	Généralité	50
2.2.	Minéralogie des roches carbonatée	51
2.2.1	La calcite (CaCO ₃).....	51
2.2.2	L'argonite (CaCO ₃).....	52
2.2.3	La dolomite [CaMg (CO ₃) ₂].....	52
2.3.	Classification des roches carbonatées	54
2.4.	Stimulation de réservoir carbonaté.....	56
2.5.	Formation des réservoirs carbonatés dans Algérie.....	57
2.6.	Réservoir de HASSI R'MEL.....	58
2.6.1	Généralité.....	58
2.6.2	Stratigraphie.....	59
2.6.3	Migration et piégeage des hydrocarbures	64
2.6.4	Evaluation pétro-physique de réservoir LD-2	64
CHAPITRE 03 Modélisation de la demi-longueur et la conductivité de la fracture		67
3.1.	Revue de la littérature	67

3.2.	Modèle de la demi longueur de la fracture d'acide	72
3.3.	Modèle de conductivité de la fracture d'acide	74
3.4.	Design d'expérience	77
3.4.1	Généralité.....	77
3.4.2	Les principaux termes de DOE.....	77
3.4.3	Les étapes de DOE	78
3.5.	Modèle Machine Learning	79
3.5.1	L'arbre de décision	80
3.5.2	Random forest.....	83
3.5.3	KNN- méthode	85
3.5.4	Polynomiale modèle	87
3.5.5	Linéaire Ridge modèle.....	88
3.5.6	Linéaire bayésienne de Ridge modèle	89
3.5.7	Evaluation et comparaison des modèles	90
CHAPITRE 04 Optimisation des paramètres opérationnels de la fracturation acide pour la maximisation des demi longueurs		92
4.1.	Méthodologie	92
4.2.	Préparation et génération des données	94
4.3.	Résultats	99
4.3.1	Teste de sensibilité.....	99
4.3.2	Interprétation des résultats des modèles ML	103
4.4.	Un exemple d'application de programme.....	108
Conclusion.....		111
References		112

Introduction

1. Contexte

Les réservoirs de carbonate ont été les sources principales de production de pétrole et de gaz dans de nombreuses régions du monde. L'exploitation des réservoirs de carbonate est d'une grande importance pour l'industrie pétrolière et gazière, ces réservoirs peuvent contenir d'importantes quantités de pétrole et de gaz naturel. Les réservoirs de carbonate sont souvent considérés comme des réservoirs à haute énergie, ce qui en fait une cible d'exploitation intéressante pour les compagnies pétrolières. Bien que cela nécessite des compétences techniques avancées pour une exploitation efficace et durable.

Cette année l'Algérie a lancé les travaux d'évaluation et de développement du réservoir Lias Carbonaté "LD2" à Hassi R'mel (Laghouat). Le premier réservoir carbonaté exploité en Algérie. Sonatrach a également affirmé que les opérations de forage des puits ont donné "des résultats considérables" en termes de production qui a atteint un niveau estimé à 15 millions m³/jour en gaz riche en condensats vers la fin de l'année en cours".[42]

La fracturation acide est l'une des moyens fondamentaux utilisé pour le réservoir carbonaté LD2. Le processus consiste à injecter une solution acide à une pression suffisamment élevée pour fracturer la formation et propager une fissure à deux ailes loin du puits de forage. L'acide réagit avec la formation de carbonate, ce qui provoque l'attaque des surfaces de fracture. Après le traitement, les surfaces gravées créées ne se referment pas parfaitement et cela laisse un chemin très conducteur pour les hydrocarbures à produire. De plus, dans un réservoir de gaz étanche, la fracturation acide devient la méthode la plus économique pour produire le réservoir de gaz.

Les deux principaux processus incorporés à la fracturation acide sont la conductivité de fracture gravée et la distance de pénétration de l'acide. De nombreuses combinaisons et technique opérationnelles ont été utilisées dans la stimulation de LD2 pour attendre la longueur maximale de pénétration de l'acide. Dans notre étude, on a utilisé ces expériences comme base de données pour se lancer.

2. Objectifs

L'objectif de ce projet est de développer un outil pour déterminer la combinaison optimale des paramètres opérationnels qui maximise la demi longueur et optimise la conductivité avec une seule simulation en intégrant quelques paramètres qui caractérisent le puits. Cela comprend un modèle développé par un modèle de modélisation de fracturation à l'acide, l'outil Machine Learning et une base de données qui dépasse les 130000 simulations. A cet effet, les principales tâches développées tout au long de ce travail sont :

D'abord, un modèle de propagation de fracture et un modèle de conductivité de fracturation à l'acide sont établis. Ces modèles fournissent une meilleure compréhension des effets des différents paramètres afin d'avoir une géométrie et un design de la fracture les plus performants possible. Pour ce but, un test de sensibilité des paramètres opérationnels est effectué.

Ensuite, on a utilisé un design d'expérience de type plan vectoriel pour arriver à simuler presque toutes les combinaisons des paramètres opérationnels possibles sur terrain sur différents types de formation qui peuvent exister au champ de Hassi R'Mel.

Puis, ces expériences nourrissent le modèle de Machine Learning pour arriver à prédire la demi-longueur et la pénétration d'acide dans la fracture en fonction des paramètres de puits et les paramètres opérationnelles introduits.

Après, on propose un programme qui génère les paramètres opérationnels optimales (débit d'injection, temps d'injection, volume d'acide et la concentration d'acide) qui maximisent la demi longueur et optimise la conductivité. En plus, à la fin du programme il y a possibilité d'afficher le graphe de conductivité tout le long de la fracture pour des concentrations de 15%, 20%, 28% d'HCl.

Enfin, on crée une interface pour faciliter l'utilisation et la manipulation du programme.

CHAPITRE 01

Fracturation

1.1. Généralité

La fracturation hydraulique fait partie des techniques les plus récentes des sciences pétrolières, Plus de 90 % des puits de gaz et 70 % des puits de pétrole forés ces dernières années ont été fracturés hydrauliquement. Depuis le début de la fracturation hydraulique, de nombreux efforts de modélisation ont été faits pour comprendre le fonctionnement dans toutes les disciplines liées au procédé telles que l'ingénierie des réservoirs, la mécanique des fluides, la mécanique des roches, la science des matériaux et la chimie.[52]

La fracturation hydraulique est une technique de stimulation de puits qui convient le mieux aux puits situés dans des réservoirs à perméabilité faible et modérée qui ne fournissent pas de taux de production commerciaux, même si les dommages à la formation sont éliminés par des traitements acidifiants. Ce processus crée un grand nombre de fractures mécaniquement dans la roche dans la direction des contraintes horizontales maximale en injectant des grandes quantités de fluides de fracturation qui sont constitués d'eau et de polymères, ou de longues molécules organiques qui forment un liquide épais sous une pression supérieure à la pression de rupture de cette roche et en déplaçant le fluide injecté dans la fracture, la fracture se propage (Economides & Nolte, (eds.) 2000) qui crée une perméabilité additionnelle donc améliore la perméabilité totale de la roche et crée une grande surface de contact entre le puits et le réservoir, permettant ainsi aux hydrocarbures piégés dans les formations souterraines de se déplacer à travers ces fractures jusqu'au wellbore d'où il peut alors remonter à la surface. Le traitement de fracturation hydraulique est l'une des procédures de production les plus complexes effectuées sur les puits, Les travaux sont effectués sur les sites de puits à l'aide d'équipements lourds, notamment des pompes avec des grandes puissances en raison des débits et des pressions élevés qu'une opération nécessite, En plus du grand volume de fluide avec des formulations chimiques complexes injectés et du mélange continu des matériaux, qui nécessite donc de nombreux équipements.

La fracturation du puits a évolué au fil du temps. À partir des années 1860 et utilisée jusque dans les années 1940, la fracturation explosive était la méthode la plus courante de fracturation des puits. Ce type fait exploser un explosif dans le puits pour briser les roches du réservoir. Effectuée à la fois sur des perforations en trou ouvert et en puits tubé, la fracturation hydraulique a rapidement remplacé la fracturation explosive. La fracturation hydraulique a commencé dans les années 1930 [31] lorsque Dow Chemical Company a découvert que lorsqu'une certaine pression de fluide (pression de claquage) était appliquée à la roche, la formation se fracturait, créant ainsi un conduit avec une conductivité plus élevée et le traitement de fracturation hydraulique a été utilisé pour la première fois en 1947, qui consistait à contourner les dommages causés

par le fluide de forage à proximité du puits, mais aujourd'hui, l'objectif principal est d'augmenter le débit de pétrole et de gaz à partir d'un réservoir à faible perméabilité.[39]

En ce qui concerne les complexités opérationnelles et l'important investissement en capital, la sélection des puits candidats doit être considérée comme une étape vitale dans l'ensemble du processus de traitement fracturation hydraulique. La fracturation hydraulique peut augmenter la production d'un puits de 1,5 à 30 fois le débit initial, ainsi que la production globale de 5 à 15 %. De plus, un puits peut être fracturé plusieurs fois au cours de sa durée de vie. La fracturation à l'acide est un cas particulier de fracturation hydraulique. Elle va être bien détaillé dans les prochains titres.

1.2. Les principales notions de la géo-mécanique liées à la fracturation

La mécanique des roches joue un rôle crucial dans la production des hydrocarbures, notamment dans notre étude sur la fracturation hydraulique. Il est important d'avoir une connaissance complète des contraintes in situ et des paramètres élastiques de la formation avant d'effectuer la fracturation.

1.2.1 Contraintes de formation

1.2.1.1. Contraintes in situ

En tout point sous la surface du sol, les roches sont soumises à diverses contraintes. Ces contraintes peuvent être très élevées en profondeur en fonction de leur direction et de la force des sources dont elles proviennent. La contrainte verticale σ_v est principalement due au poids des formations superposées, y compris les fluides qu'elles contiennent. Elle peut être estimée par cette intégration

$$\sigma_v = g \int_0^{CM} \rho_b(h) dh \quad (1.1)$$

Le mouvement latéral de la contrainte verticale provoque la formation des contraintes horizontales en raison de la présence de matériaux adjacents.

Normalement, les trois contraintes mutuellement perpendiculaires, à savoir σ_v (contrainte verticale), σ_h (contrainte horizontale minimale) et σ_H (contrainte horizontale maximale), existent en tout point du sol. Ces contraintes ont des orientations et des amplitudes déterminées, et elles influencent directement la fracturation de la formation. Toute augmentation ou diminution de la température peut influencer ces contraintes, tandis que les tremblements de terre et autres phénomènes naturels ne contribuent qu'à la modification des contraintes horizontales.

À faibles profondeurs, la contrainte verticale est généralement supérieure aux contraintes horizontales minimale et maximale.

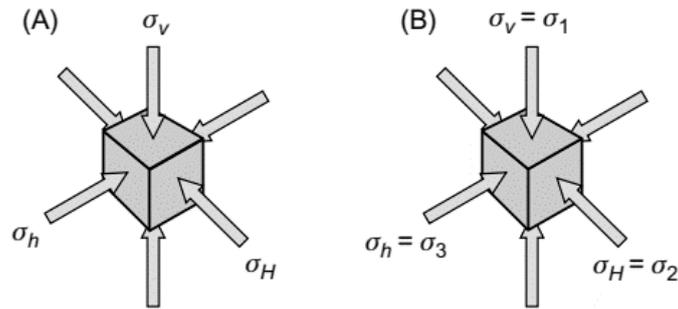


Figure 1.1. (A) Rock formation in situ stresses (σ_v . σ_H . σ_h), (B) rock formation in situ principal stresses for a drilled vertical well.

Ces trois contraintes sont liées par des frottements mutuels. Cela signifie que lorsque la contrainte verticale comprime la roche verticalement, elle pousse également la roche horizontalement et modifie également les deux contraintes horizontales. Les contraintes horizontales sont influencées par le coefficient de Poisson, la porosité de la roche et les contraintes effectives. Par exemple, si une roche a un coefficient de Poisson plus élevé qu'une autre roche, ses contraintes horizontales seront plus fortes que celles de la deuxième roche.

Au-delà de 600 mètres de profondeur, elle a tendance à être verticale. Entre 0 et 600 mètres de profondeur, la fracture sera principalement horizontale, c'est-à-dire parallèle à la surface du sol.

La fracture se forme généralement perpendiculairement à la contrainte horizontale minimale dans la mécanique des roches. Lorsqu'une roche est soumise à des contraintes, elle a une résistance différente dans différentes directions. La contrainte horizontale minimale représente la direction de contrainte où la roche est la moins résistante à la fracture.

Lorsque la contrainte horizontale minimale dépasse la résistance de la roche dans cette direction, une fracture se forme perpendiculairement à cette contrainte. Cette fracture se développe en réponse aux forces de contrainte et suit la direction de moindre résistance.

Après la formation de la fracture, la contrainte horizontale minimale joue un rôle dans la fermeture de la fracture. Lorsque la contrainte horizontale minimale augmente, elle exerce une force de compression sur les bords de la fracture, favorisant ainsi la fermeture de la fracture. Cependant, la fermeture complète de la fracture peut également dépendre d'autres facteurs tels que la pression des fluides présents et les propriétés de la roche environnante.

La figure suivante représente l'évaluation des contraintes en fonction de la profondeur.

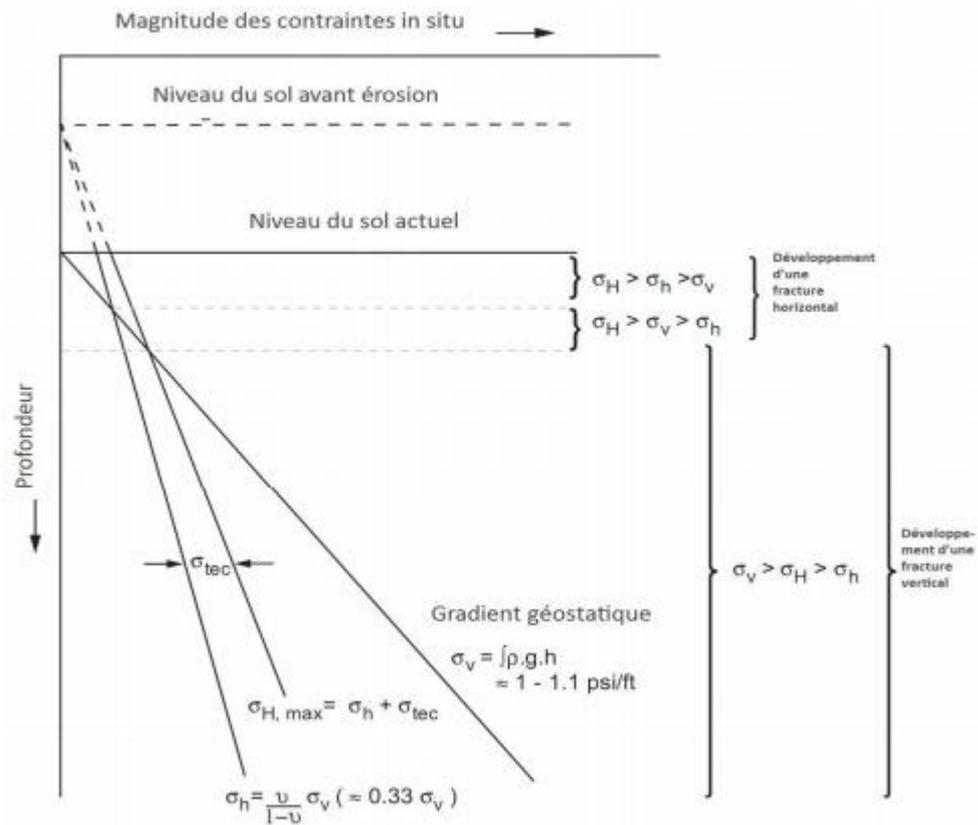


Figure 1.2. L'évaluation des principales contraintes en fonction de profondeur [50]

1.2.1.2. Contrainte effective σ'

Dans les roches poreuses remplies de fluide, une partie des contraintes totales appliquées à la formation est portée par le fluide, ce qui soulage la matrice rocheuse d'une partie de la charge. Par conséquent, on peut définir la contrainte effective comme la contrainte exercée sur la matrice rocheuse. (Terzaghi, 1923) L'a définie comme la différence entre la contrainte totale et la pression des pores comme il est montré dans l'équation suivante :

$$\sigma' = \sum i - P_p \quad (1.2)$$

Où : σ' : la contrainte effective ; $\sum i$: contrainte totale ; P_p : Pression de pore.

(Terzaghi, 1923) est le premier qui introduit le concept de contrainte effective en mécanique de sols en 1923. Ensuite, (Biot, 1941) a modifié l'équation de (Terzaghi, 1923) en introduisant une constante qui traduit la réponse de la roche à la pression des pores comme suit :

$$\sigma'_v = \sigma_v - \alpha P_p \quad (1.3)$$

Où : α : Constante de Biot ou constante poro-élastique [adimensionnelle]

La contrainte horizontale effective est exprimée par :

$$\sigma'_h = \frac{v}{1-v} \sigma'_v \quad (1.4)$$

Où : v : coefficient de poisson.

La contrainte horizontale totale :

$$\sigma_h = \sigma'_h + \alpha P_p \quad (1.5)$$

Le coefficient de Biot est un paramètre important qui décrit la déformabilité élastique des pores dans les roches. Il fait référence au coefficient élastique poreux du milieu poreux des roches et reflète les contributions des espaces poreux à la déformation globale des roches. On peut déterminer le constant Biot à partir de la corrélation de Krief:

$$\alpha = 1 - [1 - \phi_e]^{\left(\frac{3}{1-\phi_e}\right)} \quad (1.6)$$

Où : ϕ_e : La porosité effective

Généralement, la valeur du coefficient de Biot se situe entre 0,85 et 1. Par exemple, pour un grès perméable, cette valeur est presque égale à 1, ce qui indique que les pores contribuent de manière significative à la déformation élastique du matériau. En revanche, pour les calcaires, le coefficient de Biot est généralement plus faible, ce qui signifie que les pores ont moins d'influence sur la déformation globale du matériau.

1.2.1.3. Distribution des contraintes aux abords de puits

Lorsqu'un puits est foré dans une formation, les matériaux solides sont retirés, ce qui signifie que la paroi du puits est soutenue uniquement par le fluide de formation. Cela entraîne une redistribution des contraintes en raison de la perturbation causée par le remplacement inégal de la matière solide par le fluide.

Pour décrire la distribution des contraintes aux abords d'un puits, il est courant d'utiliser les coordonnées cylindriques. Les contraintes au un point quelconque d'un milieu poreux sont identifiées par les coordonnées r , θ et z , et elles sont notées σ_r , σ_θ et σ_z .

La contrainte radiale:

$$\sigma_r = \left(\frac{\sigma_h + \sigma_H}{2}\right) \left(1 - \frac{a^2}{r^2}\right) + \left(\frac{\sigma_h - \sigma_H}{2}\right) \left(1 - \frac{3a^4}{r^4} - \frac{4a^2}{r^2}\right) \cos 2\alpha \quad (1.7)$$

La contrainte tangentielle :

$$\sigma_{\theta} = \left(\frac{\sigma_h + \sigma_H}{2} \right) \left(1 - \frac{a^2}{r^2} \right) + \left(\frac{\sigma_h - \sigma_H}{2} \right) \left(1 - \frac{3a^4}{r^4} \right) \cos 2\alpha \quad (1.8)$$

1.2.2 Paramètres élastiques

1.2.2.1. Module de Young

Pour mieux comprendre la définition de ce coefficient, il est important de mentionner l'essai triaxial. Cet essai est réalisé sur un échantillon cylindrique où des contraintes contrôlées sont appliquées et des mesures de déformation sont prises. Habituellement, les contraintes latérales sont maintenues constantes et égales, tandis que la contrainte verticale est augmentée. La courbe obtenue lors de cet essai représente les contraintes en fonction de la déformation. Dans les cas simples, la courbe peut avoir une allure similaire à celle illustrée dans la figure (1.3).

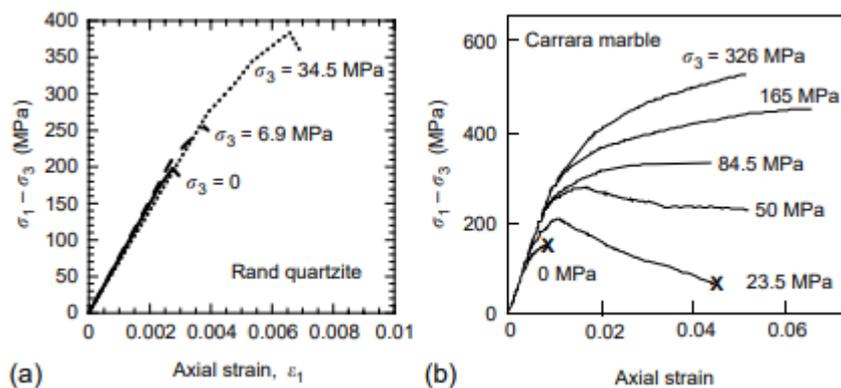


Figure 1.3. Courbes contrainte-déformation pour (a) le quartzite Rand et (b) le marbre de Carrare à diverses pressions de confinement [44]

La courbe montre que dans la partie avant la rupture, la déformation augmente linéairement avec la contrainte. Ce comportement s'appelle linéairement élastique. Donc la courbe peut être exprimé par cette expression :

$$\sigma = E \varepsilon \quad (1.9)$$

Où : E : le module de Young ou le coefficient d'élasticité (Pa)

Le module de Young mesure la rigidité d'échantillon. Il est donné par la pente de courbe comme suit :

$$E = \frac{\partial \sigma}{\partial \varepsilon} \quad (1.10)$$

1.2.2.2. Le coefficient de Poisson

Le coefficient de poisson est un autre coefficient conséquence de l'application de contrainte (figure 4). Il signifie l'augmentation de la largeur d'échantillon D . La déformation est définie par l'équation ci-dessous :

$$\varepsilon_y = \varepsilon_z = (D - D')/D \quad (1.11)$$

Le coefficient de poisson est exprimé par ce rapport suivante :

$$\nu = \frac{\varepsilon_x}{\varepsilon_y} \quad (1.12)$$

C'est un paramètre élastique qui mesure de l'expansion latérale par rapport à la contraction longitudinale.

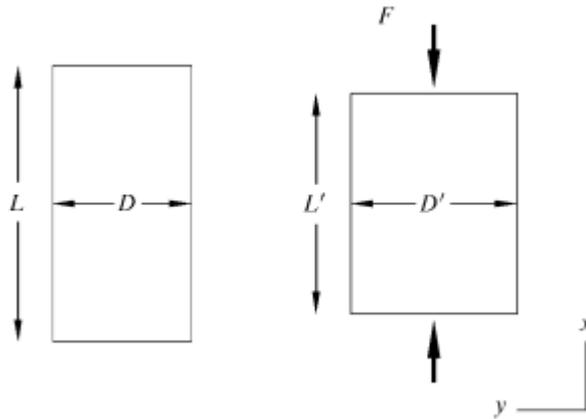


Figure 1.4. Déformation induite par une contrainte uni-axiale

La relation entre la contrainte horizontale et verticale, en supposant que la contrainte horizontale dépend uniquement du comportement élastique (c'est-à-dire en l'absence de contraintes tectoniques), peut être décrite par:

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v \quad (1.13)$$

$$\sigma_v \approx \frac{1}{3} \sigma_v \text{ si } \nu = 0.25 \quad (1.14)$$

1.2.2.3. La résistance d'enfouissement de la roche

La résistance d'enfouissement de la roche (rock embedment strength), également connue sous le nom de résistance à l'indentation de la roche, fait référence à la quantité de force nécessaire pour pousser une sphère métallique ou un indenteur dans la surface

d'un échantillon de roche jusqu'à une profondeur spécifiée. C'est une mesure de la résistance de la roche à l'indentation ou à la pénétration.

La résistance d'enfouissement de la roche est déterminée par divers tests en laboratoire, tels que Rock Indentation Test (RIT) ou Rockwell Hardness Test. Dans ces tests, une charge connue est appliquée à la sphère métallique ou à l'indenteur, et la profondeur de pénétration dans la surface de la roche est mesurée. La résistance d'enfouissement est ensuite calculée en fonction de la force appliquée et de la profondeur de pénétration. Elle fournit le comportement mécanique des roches, en particulier leur résistance à la déformation localisée.

Les fluides interstitiels peuvent influencer la résistance de la roche par le mécanisme de fracture par corrosion sous contrainte. L'interaction entre les fluides présents dans les fissures ou les pores de la roche et les contraintes mécaniques peut entraîner une détérioration de la roche et une réduction de sa résistance.

(ATKINSON, 1979) et (Peck, 1983) ont abordé la compréhension de ce phénomène et ont souligné l'importance des fluides interstitiels dans la corrosion sous contrainte des roches. Ces études ont mis en évidence les mécanismes par lesquels les fluides interagissent avec la roche, provoquant des réactions chimiques qui diminuent la résistance de la roche.

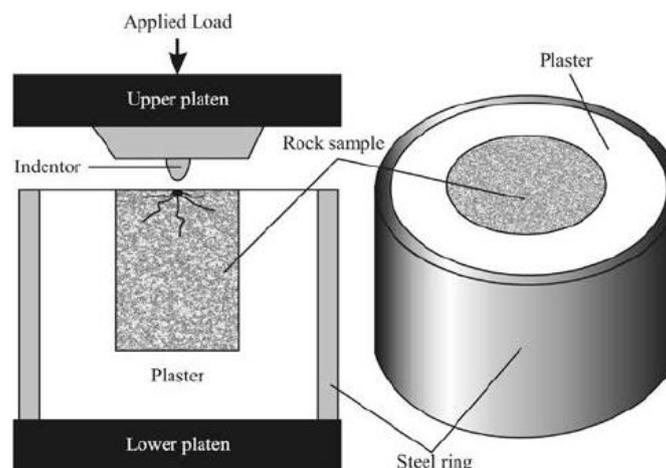


Figure 1.5. Rock Indentation Test (RIT) [76]

1.2.2.4. Module de rigidité ou module de cisaillement (G)

Le coefficient G est un module élastique. G est également appelé module de rigidité, module de cisaillement et paramètre de Lamé. Il est souvent désigné, en particulier dans les traitements mathématiques de l'élasticité, par le symbole μ (μ étant la consonne grecque correspondant au nom de famille de l'ingénieur français Gabriel

Lamé). G est une mesure de la résistance à la déformation par cisaillement. Il s'exprime par le rapport entre le taux de cisaillement appliqué parallèlement et l'angle subi :

$$G = \frac{F/A}{\Delta x/l} = \frac{\tau}{\tan \theta} \quad (1.15)$$

Où : τ : Contrainte de cisaillement ;

A : Section parallèle à la force F .

1.2.2.5. Module de volume (K)

Le module de compressibilité K est défini comme le rapport de la contrainte hydrostatique σ_p à la déformation volumique, elle est exprimée comme suit :

$$\varepsilon_{vol} = \varepsilon_x + \varepsilon_y + \varepsilon_z \quad (1.16)$$

Pour un état de contrainte hydrostatique, nous avons une situation où les contraintes appliquées sont uniformes dans toutes les directions. Cela signifie que les contraintes normales sont égales dans toutes les directions, et il n'y a pas de contrainte de cisaillement. Par conséquent, toutes les contraintes principales sont égales.

Mathématiquement, pour un état de contrainte hydrostatique, nous avons les relations suivantes :

$$\sigma_p = \sigma_x = \sigma_y = \sigma_z, \quad (1.17)$$

$$\tau_{xy} = \tau_{yz} = \tau_{xz} = 0, \quad (1.18)$$

En outre, dans cet état, la déformation volumique est également uniforme dans toutes les directions. Par conséquent, le rapport de la contrainte hydrostatique σ_p à la déformation volumique est constant et est égal au module de compressibilité K :

$$K = \frac{\sigma_p}{\varepsilon_{vol}}, \quad (1.19)$$

Effectivement, dans la mécanique des roches, un autre paramètre élastique important est le module de compressibilité volumique, également connu sous le nom de bulk modulus en anglais. Le module de compressibilité volumique est défini comme l'inverse du module de compressibilité K . On le note généralement β ou C .

Mathématiquement, on peut exprimer la relation entre le module de compressibilité K et le module de compressibilité volumique β ou C comme suit :

$$\beta = 1 / K \text{ ou } C = 1 / K, \quad (1.20)$$

Le module de compressibilité volumique mesure la compressibilité relative d'un matériau sous contrainte hydrostatique. Il représente la capacité du matériau à se comprimer en volume en réponse à une contrainte appliquée uniformément dans toutes les directions. Plus le module de compressibilité volumique est élevé, moins le matériau est compressible.

Il convient de noter que β et C sont des notations couramment utilisées pour représenter le module de compressibilité volumique, mais d'autres notations peuvent également être utilisées selon les références et les contextes spécifiques.

1.3. Les principales notions Pétro-physique liées à la fracturation

Plusieurs paramètres pétro physiques peuvent influencer l'efficacité de la fracturation acide tels que la porosité perméabilité la saturation d'eau et volume d'argile de la roche. Comprend comment ces paramètres pétro physiques peuvent influencer la fracturation acide est crucial pour les ingénieurs de fracturation, car cela peut aider à optimiser la conception des opérations de fracturation et à améliorer la production de pétrole et de gaz dans les réservoirs de roche carbonatée. C'est pour ça dans cette partie nous allons approfondir ces paramètres

1.3.1 La porosité

La porosité de milieu poreux, noté par ϕ , est une mesure de la capacité de stockage capable de retenir des fluides. Quantitativement, la porosité est le rapport du volume poreux au volume total. Ce rapport est exprimé sous forme de fraction ou de pourcentage. Presque toujours elle est exprimée sous forme de fraction quand on l'utilise dans une équation. Cette propriété est déterminée mathématiquement par la relation généralisée suivante :

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} \times 100 = \frac{(V_t - V_s)}{V_t} \times 100 \quad (1.21)$$

Où : ϕ : la porosité

V_p : Volume des pores

V_t : Volume total

Généralement, les valeurs de porosité varient de 10 % à 40 % pour les réservoirs de type gréseux et de 5 % à 15 % pour les réservoirs de type calcaire.

Au cours des temps géologiques passés, au fur et à mesure que les sédiments se déposaient et les roches se formaient, certains espaces vides se forment isolés des autres espaces vides par une cimentation excessive. Ainsi, de nombreux espaces vides sont interconnectés tandis que certains des espaces poreux sont complètement isolés. Alors

la valeur de la porosité est rapportée soit comme une porosité totale soit comme une porosité effective selon le type de mesures utilisée. Dans certains littérateurs, on trouve aussi des autres termes de porosité qu'elles sont la porosité primaire, la porosité secondaire, la porosité résiduelles et la porosité des hydrocarbures...

1.3.1.1. La porosité totale (absolu)

La porosité totale (absolu) représente l'espace vide existant du milieu. Elle est définie comme le rapport de l'espace poreux total dans la roche à celui du volume total. Dans quelques littératures, elle est définie comme étant la somme de la porosité utile et résiduelle. C'est le type de porosité habituellement mesuré par les procédés de diagraphies électriques ou nucléaires.

La roche peut avoir une porosité absolue considérable et pourtant n'avoir aucune conductivité à cause d'absence d'interconnexion des pores. Généralement, la porosité est exprimée mathématiquement par les relations suivantes :

$$\Phi_a = \frac{\text{volume des pores}}{\text{volume total}} = \frac{\text{volume totale} - \text{volume des grains}}{\text{volume totale}} \quad (1.22)$$

Où : Φ_a : Porosité absolu

La porosité absolue compose de deux types; la porosité primaire et secondaire.

$$\Phi_a = \Phi_1 + \Phi_2 \quad (1.23)$$

1.3.1.1.1. La porosité primaire Φ_1

C'est la porosité qui a développé au cours ou à la dernière étape de sédimentation. Généralement, elle est intergranulaire ou inter-cristalline. Elle dépend de la forme, la taille et l'arrangement des solides. C'est type de porosité se trouve dans les roches clastiques.

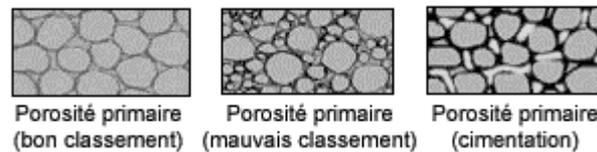


Figure 1.6. La porosité primaire [81]

1.3.1.1.2. La porosité secondaire Φ_2

Contrairement à la porosité primaire, la porosité secondaire est développée par les méthodes de stimulation de formation après la disposition des sédiments soit par des creux provoqués par l'acidification soit par les fissures ou les fractures résultants par contrainte de formation. Il faut noter que ces méthodes augmentent la perméabilité avec très peu ou pas de modification de la porosité.

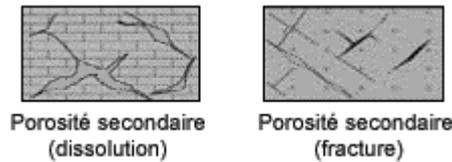


Figure 1.7. La porosité secondaire [81]

Dans l'étude de (Xiong, et al., 2016) ont montré que la porosité primaire est le type de porosité le plus important pour la fracturation acide. L'importance de la porosité primaire dans la fracturation acide peut être expliquée par le fait que l'acide est plus efficace pour dissoudre les minéraux dans les espaces poreux primaires de la roche plutôt que dans les espaces poreux secondaires. Par conséquent, la quantité de porosité primaire peut influencer la quantité d'acide nécessaire pour créer une fracture et l'efficacité de la fracturation acide.

1.3.1.2. Porosité effective

C'est la porosité qui a contenu le restaurable fluide. Elle présente le vide qui contribue des fluides. On peut aussi la définir comme la partie interconnectée exclut la partie non-connectée ou le volume occupé par l'eau adsorbée et l'eau d'hydratation d'argile. Généralement, elle est la plus utilisée dans réservoir engineering, log analyse et dans les calculs d'écoulement de fluide habituellement mesuré au laboratoire. Mathématiquement :

$$\Phi_e = \frac{\text{volume de pore interconnectée}}{\text{volume total}} \quad (1.24)$$

On peut classer les roches par sa porosité comme suit :

- Faible porosité : si $\Phi \leq 5\%$
- Médiocre : si $5\% \leq \Phi \leq 10\%$
- Moyenne : si $10\% \leq \Phi \leq 20\%$
- Bonne : si $20\% \leq \Phi \leq 30\%$
- Excellente : si $\Phi \geq 30\%$

1.3.2 Perméabilité

C'est une propriété de milieu poreux caractérise l'habilité de la roche de permettre l'écoulement de fluide. C'est un très important paramètre parce qu'elle contrôle le débit et la direction d'écoulement, à cause d'hétérogénéité de formation, de fluide de formation. Ainsi que le but principal de la fracturation hydraulique est de l'améliorer.

Henry Darcy est le premier qui a défini la perméabilité mathématiquement en 1856 dans l'équation de Darcy ou bien la loi de darcy qu'elle devient une loi standard dans le domaine pétrolier. Pour un fluide incompressible avec écoulement horizontal linéaire, l'équation s'exprime comme suivant :

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dP}{dL} \quad (1.25)$$

Où : v : la vitesse d'écoulement [cm/s]

k : la perméabilité de formation [Darcy]

μ : la viscosité de fluide [cp]

$\frac{dP}{dL}$: le gradient de pression par unité de longueur [atm/cm]

La formation peut contenir plusieurs fluides, donc cela affecte la capacité de chaque fluide à s'écouler

L'écoulement dans la formation est soit monophasique ou multiphasique, donc le nombre de fluides affecte sur la capacité de chaque fluide à s'écouler. Cela résulte en trois types de perméabilité :

1.3.2.1. La perméabilité absolue

C'est la perméabilité à l'écoulement d'un seul fluide c'est-à-dire la formation est saturée à 100% d'un type de fluide (monophasique), par exemple : la perméabilité à l'air, perméabilité à l'huile et perméabilité à l'eau.

1.3.2.2. La perméabilité effective

C'est la perméabilité d'un fluide en présence d'autres fluides. Il est nécessaire de spécifier la saturation en fluide lorsqu'on indique la perméabilité effective d'un fluide. On note que k_o , k_g et k_w sont les symboles acceptés pour la perméabilité effective à l'huile, au gaz et à l'eau. Normalement, les perméabilités effectives sont mesurées directement en laboratoire sur de petites carottes. Dans certaines études en laboratoire ont

conclu que la perméabilité effective est fonction de la saturation en fluide du réservoir (comme mentionner sous-dessus) et des caractéristiques de mouillage de la formation.

1.3.2.3. Perméabilité relative

Lorsque deux fluides ou plus s'écoule en même temps dans le réservoir à une saturation précise, on définit la perméabilité relative de chaque phase par le rapport de la perméabilité effective sur la perméabilité absolue. Elle décrit le déplacement d'un fluide par rapport à l'autre :

$$k_{ri} = \frac{k_i}{k} \quad (1.26)$$

Où : k_{ri} : Perméabilité relative de la phase i

k_i : Perméabilité effective de la phase i

k : Perméabilité absolue

i phases : huile, gaz ou l'eau

Si le réservoir ne contient qu'un seul fluide, sa perméabilité relative est égale à 1.

En fin la perméabilité de réservoir est un paramètre important dans fracturation acide parce que quand (Zeng, Sun, Zhu, Wang, & Li, 2018) ont examiné l'impact de la perméabilité sur l'efficacité de la fracturation acide dans les formations de carbonate, les résultats montrent que la perméabilité avait un effet significatif sur la longueur et la hauteur de la fracture, ainsi que sur le volume d'acide utilisée pendant l'opération. Les auteurs ont constaté également que la perméabilité affectait la croissance de la fracture en influençant la vitesse de propagation de l'acide dans la roche.

1.3.3 La saturation

La saturation est définie par le rapport de volume occupé par un fluide au volume des pores totaux de la roche. Elle est nécessaire pour quantifier les pourcentages des fluides existants dans le réservoir. Cette propriété est désignée par la lettre S et exprimée mathématiquement par l'équation suivante :

$$\text{fluide saturation} = \frac{\text{volume total de fluide}}{\text{volume des pores}} \quad (1.27)$$

Appliquant ce concept mathématique de saturation sur chaque fluide de réservoir on obtient :

$$S_o = \frac{\text{volume d'huile}}{\text{volume des pores}} \quad (1.28)$$

$$S_g = \frac{\text{volume de gaz}}{\text{volume des pores}} \quad (1.29)$$

$$S_w = \frac{\text{volume d'eau}}{\text{volume des pores}} \quad (1.30)$$

S_o, S_g, S_w : saturation d'huile, de gaz et d'eau respectivement.

La saturation de chaque fluide est entre 0-100%, on note que la somme des saturations est 100%.

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (1.31)$$

Dans la fracturation acide on s'intéresse beaucoup plus à S_w parce que (Zhang, et al., 2019) ont montré que La saturation en eau avait un impact significatif sur la propagation de fracture et la perméabilité de la formation, ce qui a influencé la performance de fracturation. Les auteurs ont conclu que la saturation en eau devrait être considérée comme un paramètre important lors de design des opérations de fracturation acide.

1.3.4 Volume d'argile

Le volume d'argile est une mesure du pourcentage de la roche qui est composée d'argile. L'argile est une roche sédimentaire fine-grainée qui est principalement composée de minéraux argileux tels que la kaolinite, illite, chlorite et montmorillonite avec matière organique. Alors que l'argile dispersé est composée de particules, de fragments ou de cristaux d'argile se trouvant à la surface des grains qui occupent des espaces vides entre les particules de la matrice et réduisent les propriétés pétro-physique tels que la porosité effective et la perméabilité.

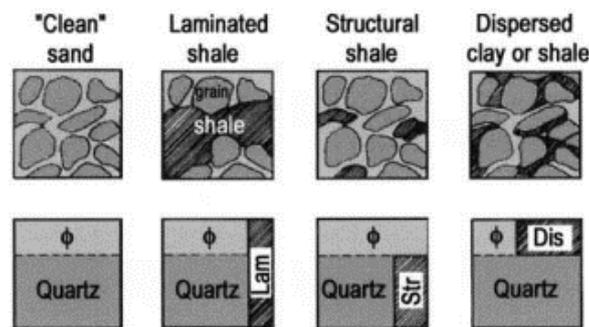


Figure 1.8. Les différents modes de distribution de l'argile ; représentations volumétriques. En haut : représentation picturale. En bas : représentation volumétrique (adapté de Schlumberger) [81]

Les log-analystes distinguent habituellement trois modes de distribution de l'argile, comme le montre la figure. Chaque mode influence différemment la perméabilité et la saturation du réservoir.

Lors de la fracturation hydraulique, le volume d'argile peut être un facteur important à prendre en compte car les roches riches en argile peuvent avoir une perméabilité plus faible et une résistance accrue à la fracture. De plus, les roches riches en argile peuvent également avoir une capacité de gonflement qui peut affecter la performance des puits.

1.4. Fracturation Acide

1.4.1 Généralité

La fracturation acide a été observée pour la première fois en 1895. La Standard Oil Company utilisait de l'acide chlorhydrique pour stimuler les puits de pétrole dans les formations carbonatées de l'Ohio, aux États-Unis. Par comparaison, la première description et observation de la fracturation hydraulique a été faite par (Grebe & Stoesser, 1935), impliquant l'injection d'acide pour stimuler la production de pétrole à partir d'une formation carbonatée. Avec l'avènement de la fracturation assistée hydraulique des grès avec du pétrole et du sable à la fin des années 1940, l'acidification des fractures s'est généralement limitée aux formations carbonatées; son avancement n'a pas correspondu à celui de la fracturation propane. Dans les années 1970, la fracturation propane des carbonates en plus des grès a gagné en popularité grâce à une meilleure compréhension et à la facilité de modélisation de la stimulation des fractures avec des fluides non réactifs (non acides). Après les années 1970, cependant, des progrès ont été réalisés dans la modélisation de l'acidification des fractures et dans la théorie de la stimulation de l'acidification des fractures. Ainsi, à l'entrée des années 1980 et dans les années 1990, l'acidification des fractures dans les carbonates a augmenté, avec le développement d'une variété de systèmes de fluides et de procédures en plusieurs étapes qui sont encore utilisées aujourd'hui.

La fracturation acide est une technique de stimulation dans laquelle de l'acide est injecté à des pressions supérieures à la pression de rupture de la formation, de sorte qu'une fracture hydraulique est créée. Généralement, un fluide de tampon visqueux est pompé avant l'acide pour initier la fracture, puis de l'acide ordinaire, de l'acide gélifié, de l'acide en mousse ou une émulsion contenant de l'acide est pompé et enfoncé dans la fracture. La conductivité de la fracture est créée par l'attaque différentielle de l'acide sur les parois de la fracture; c'est-à-dire que l'acide réagit de manière non uniforme avec les parois de la fracture de sorte qu'après la fermeture, les régions relativement non dissoutes agissant comme des piliers qui laissent des régions plus dissoutes comme des canaux ouverts. La fracturation acide est largement utilisée dans le carbonate, en particulier pour les réservoirs à faible porosité et faible perméabilité. La longueur et la conductivité efficaces de la fracture mordancée à l'acide sont deux facteurs clés pour l'effet de stimulation.

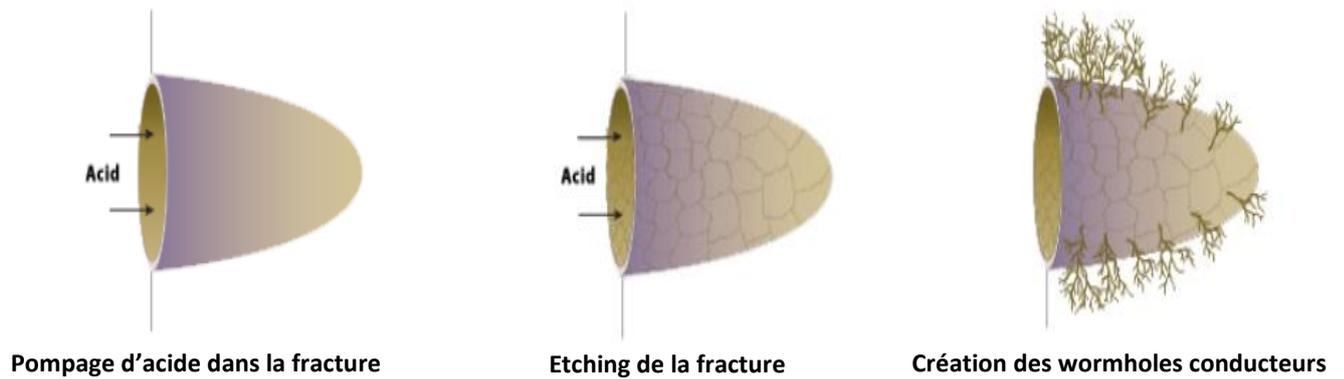


Figure 1.9. Les étapes principales d'une fracturation à l'acide

1.4.2 Les principales notions de la fracturation

1.4.2.1. Filtration du fluide de fracturation (Fluid leakoff)

Pendant la propagation de la fracture, la pression du fluide de fracturation à l'intérieur de la fracture est supérieure à la contrainte principale minimale et bien supérieure à la pression du fluide interstitiel dans la formation. En raison du différentiel de pression de fluide entre la fracture et la formation, une partie du fluide de fracturation sera expulsée de la fracture dans la formation, entraînant une perte de fluide. Le processus de filtration est très important pour la modélisation et la conception des fractures, car c'est l'un des facteurs critiques affectant la géométrie et le volume ultimes de la fracture. Le processus de filtration peut être décrit par trois mécanismes différents dans trois régions : cake de filtration sur le front de fracture, la zone envahie par le filtrat et le reste du réservoir.

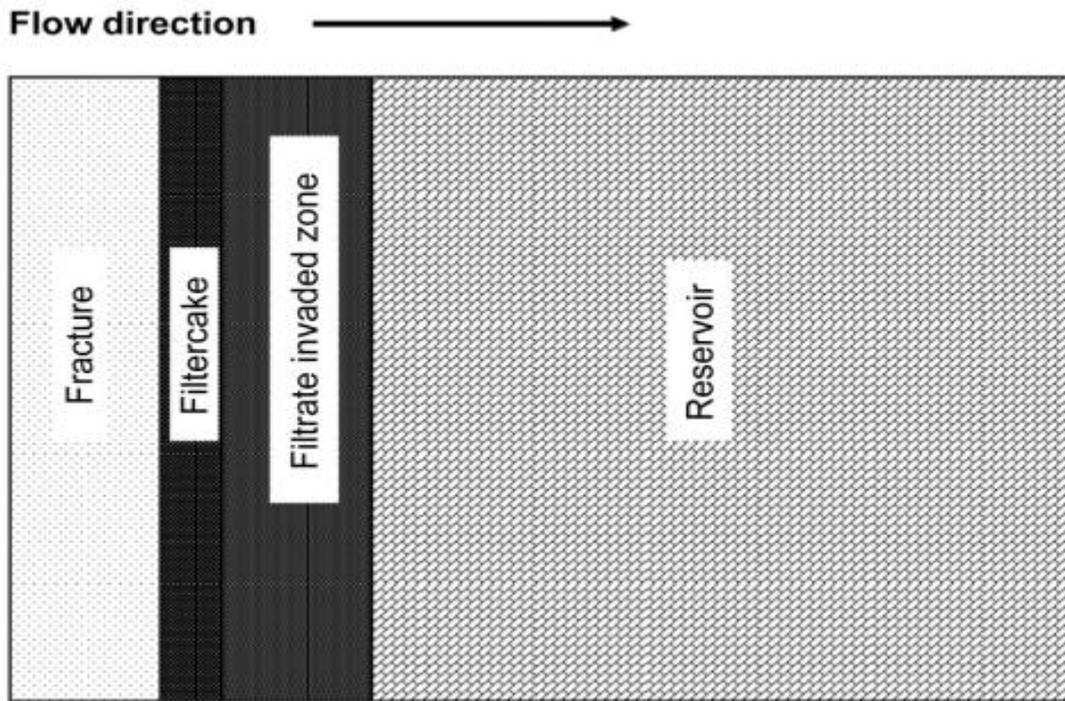


Figure 1.10. Schéma des zones de fuite de fluide de fracturation

1.4.2.1.1. Filtrat contrôlée par la formation d'un cake

Lorsqu'un fluide contenant des suspensions pénètre dans une formation, il existe deux types de cake filtrat qui peut se forme. Un cake de filtration externe, lorsque les particules plus grosses ne peuvent pas pénétrer dans l'espace poreux de la formation comme dans le cas de pénétration des agents gélifiants et les additifs de perte de fluide utilisés dans les fluides de fracturation ou bien un cake de filtration interne, lorsque les particules plus petites qui peuvent pénétrer dans la formation bouchent l'espace poreux. Une fois le cake de filtre interne établi, un cake de filtre externe suivra. Le tracé du volume filtrant en fonction de la racine carrée du temps représente une droite. La pente de cette droite est utilisée pour calculer le coefficient de filtration contrôlée par la formation d'un cake (C_w) et l'intersection est utilisée pour calculer le spurt loss qui représente le volume instantané de liquide qui passe à travers un média filtrant avant le dépôt d'un cake de filtration.

$$\frac{V_L}{A_L} = 2 C_w \sqrt{t} + Sp \quad (1.32)$$

$$C_w = \frac{m_w}{2} \quad (1.33)$$

1.4.2.1.2. Filtrat zone envahie contrôlée par la viscosité

Ce type de filtration se produit lorsque la viscosité de fluide injecté est significativement plus grande que celle du fluide de la couche. Toute la perte de charge est localisée aux parois de la fracture.

$$C_v = 0.0469 \sqrt{\frac{k \Delta p \phi}{\mu_L}} \quad (1.34)$$

Où : k : perméabilité de la formation

Δp : perte de charge entre la fracture et la couche

ϕ : porosité de la formation

μ_L : Viscosité du filtrat

1.4.2.1.3. Filtrat région du réservoir contrôlée par la compressibilité

Bien que le fluide de fracturation ne dépasse pas la zone envahie par le filtrat, des réponses de pression transitoires dans la région non envahie du réservoir sont nécessaires pour permettre au processus de fuite de se développer. Une solution d'écoulement transitoire ne peut être obtenue que dans un système compressible. A cette catégorie, se rattache particulièrement les fluides de même nature que celui du réservoir.

$$C_v = 0.0469 \sqrt{\frac{k \phi C}{\mu_L}} \quad (1.35)$$

Où : k : perméabilité de la formation

Δp : perte de charge entre la fracture et la couche

ϕ : porosité de la formation

C : compressibilité

En réalité, les trois processus de fuite se produisent simultanément lors de tout traitement de fracturation. Parmi les trois mécanismes de fuite distincts, seuls les deux mécanismes liés aux propriétés du fluide de fracturation peuvent être contrôlés dans les conceptions de traitement.

$$C_t = C_{wcv} = \frac{2C_c C_v C_w}{C_v C_w + \sqrt{C_w^2 C_v^2 + 4C_c^2 (C_w^2 + C_v^2)}} \quad (1.36)$$

$$\frac{1}{C_L} = \frac{1}{C_c} + \frac{1}{C_v} + \frac{1}{C_w} \quad (1.37)$$

1.4.2.2. La pression de fermeture de la fracture (FCP)

La pression de fermeture de fracture (FCP) est la pression minimale requise pour fermer ou sceller une fracture hydraulique. Lorsque la pression du fluide est réduite à un certain niveau, la fracture commence à se fermer car la pression à l'intérieur de la fracture devient inférieure à la contrainte horizontale minimale de la formation. La pression à laquelle la fracture se ferme complètement est la pression de fermeture de la fracture. Le temps de fermeture de la fracture a une certaine relation avec le coefficient de filtration d'une façon que si le coefficient de filtration est grand alors le temps de fermeture est moins important que dans le cas inverse.

La pression de fermeture de la fracture est déterminée à partir de l'interprétation d'essai du flow back. La méthode utilisée est basée sur l'hypothèse de (Plahn, Kekäläinen, Kalliomäki, & Niini, 1997); la réponse de la pression lors du reflux à deux profils différents l'un de l'autre, en effet un profil qui caractérise la période de fermeture de la fracture (fracture encore ouverte), et un autre profil pour l'après fermeture de la fracture (fracture fermée). Cette méthode consiste à tracer deux droites indiquant ces deux périodes ; le point d'intersection de ces deux dernières représente la FCP comme il est montré dans la figure ci-dessous.

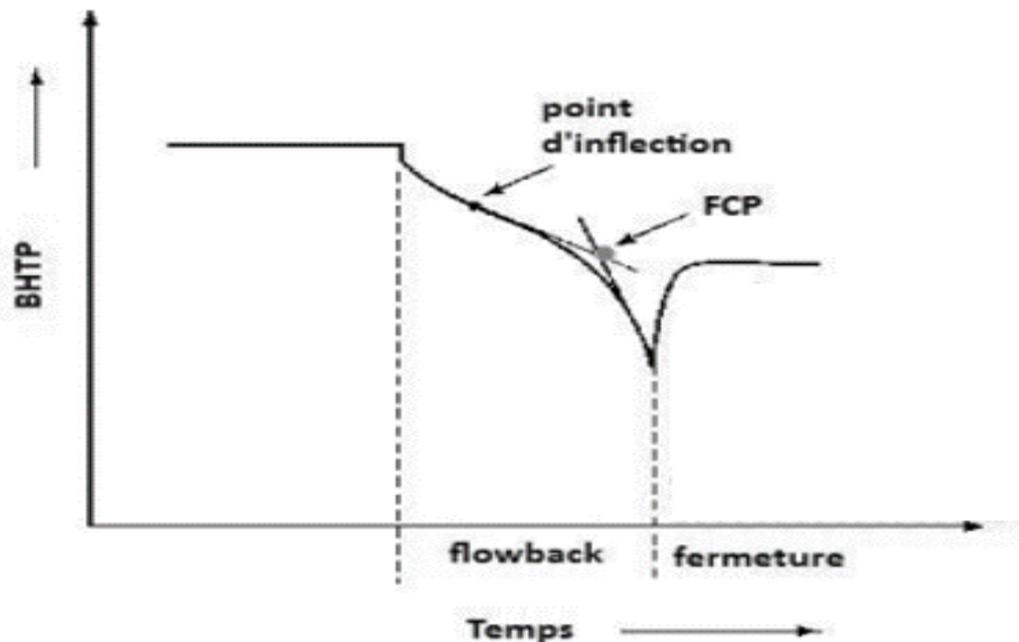


Figure 1.11. Flow back test, détermination de pression de fermeture

1.4.2.3. Pression de propagation de la fracture (FPP)

La pression de propagation de fracture (FPP) est la pression minimale requise pour initier et propager une fracture hydraulique à travers une formation rocheuse donnée. Le FPP dépend de plusieurs facteurs tels que la perméabilité, la porosité, la résistance à la

compression et la lithologie de la roche, ainsi que les propriétés du fluide injecté, telles que la viscosité et la densité. Le FPP peut également être influencé par des facteurs opérationnels tels que le taux d'injection et la durée. Connaître le FPP est essentiel pour la conception et l'optimisation des opérations de fracturation hydraulique. Si la pression d'injection n'atteint pas le FPP, la fracture ne se formera pas ou ne se propagera pas. Cependant, si la pression d'injection dépasse le FPP, cela peut entraîner une propagation incontrôlée de la fracture en dehors de la zone de traitement souhaitée, ce qui peut entraîner des problèmes de sécurité et d'environnement. La pression de pénétration de la fracture est déterminée dans le test Step-Up Rate Test. En analysant le tracé de la pression en fonction du débit on différencie deux phases d'écoulement (avant et après ouverture de la fracture), la pression d'extension est tirée du point d'intersection des deux droites qui traduisent ces deux phases d'écoulement. La figure suivante illustre ce passage.

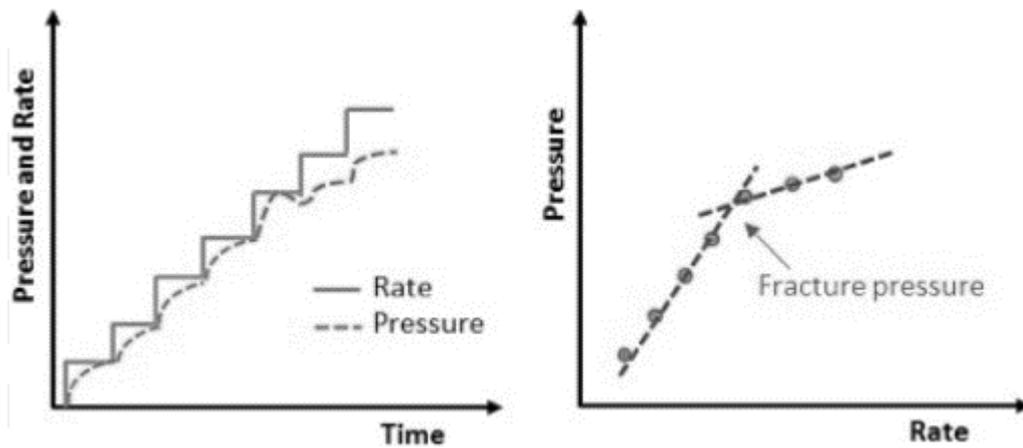


Figure 1.12. Step-Up Rate Test, détermination de la pression de propagation de la fracture (FPP)

1.4.2.4. Gradient de fracturation GF

Le gradient de fracturation ou gradient de fracture (FG) est le gradient de pression auquel la formation se fracture. C'est la pression nécessaire pour fracturer une roche à une profondeur donnée.

$$GF = \frac{\text{pression de fracturation}}{\text{profondeur}} \quad (1.38)$$

Le gradient de fracture est influencé par divers facteurs tels que la résistance de la roche, la porosité et la pression du fluide. La résistance et l'intégrité de la formation rocheuse jouent un rôle important dans la détermination du gradient de fracture. Par exemple, une formation à haute résistance et faible porosité peut avoir un gradient de fracture plus élevé qu'une formation à faible résistance et haute porosité. De même, la pression du fluide dans la formation peut affecter le gradient de fracture, car des pressions de fluide plus élevées peuvent augmenter la probabilité de fracture.

FG est un paramètre important pour calculer la pression de traitement de fond de trou (BHFP) attendue avant de commencer un travail de fracturation.

1.4.2.5. La pression d'arrêt instantanée de fracturation (ISIP)

La pression d'arrêt instantanée de fracturation est la pression instantanée quand le pompage est arrêté. L'ISIP peut fournir des informations précieuses sur l'efficacité du traitement de fracturation hydraulique. Par exemple, un ISIP élevé peut indiquer un traitement de fracturation bien conçu et exécuté qui a créé un réseau de fractures vaste et complexe. À l'inverse, un ISIP faible peut indiquer que le traitement a été moins efficace, potentiellement en raison d'un problème de liquide ou de paramètres de pompage.

Pour déterminer l'ISIP, on trace une droite verticale à partir du point correspondant au temps d'arrêt d'injection du fluide. Ensuite la droite de chute de pression stabilisée et extrapolée le point d'intersection des deux droites correspond à l'ISIP.

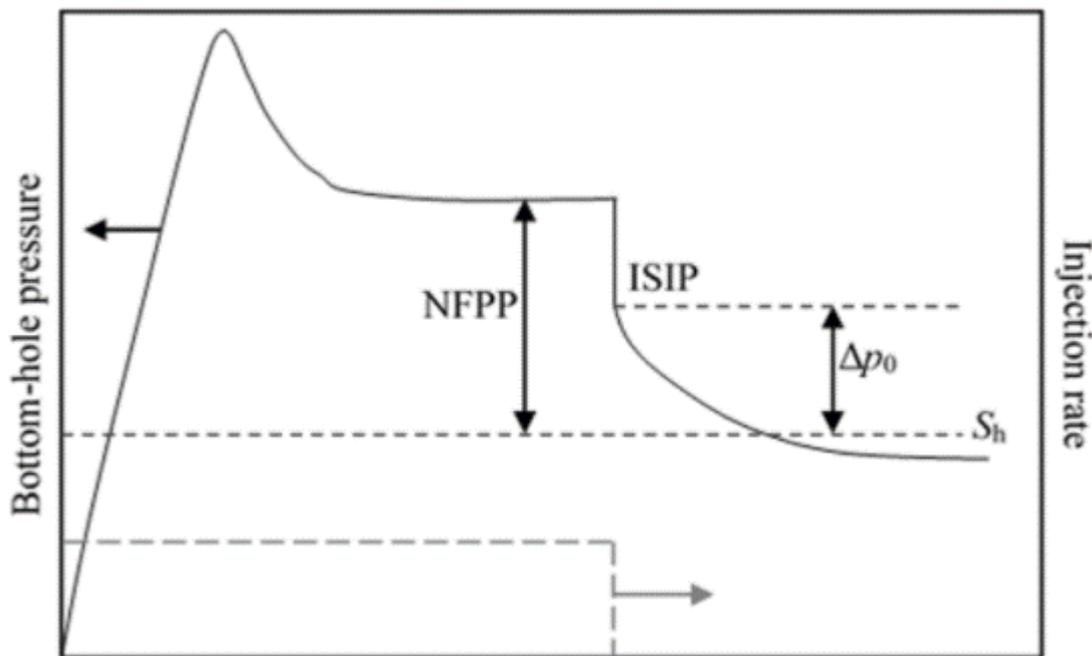


Figure 1.13. Détermination de la pression d'arrêt instantanée de fracturation

1.4.2.6. L'efficacité du fluide (FE)

L'efficacité du fluide de fracture fait référence à l'efficacité du fluide utilisé lors de la fracturation hydraulique pour créer et propager des fractures dans la formation rocheuse cible. Il s'agit d'une mesure clé dans les opérations de fracturation hydraulique, car elle affecte directement la productivité et la récupération finale des ressources pétrolières et gazières du puits. Pour maximiser l'efficacité du fluide de fracturation, il est important de concevoir et d'optimiser avec soin le traitement de fracturation en

fonction des propriétés spécifiques de la formation cible. Cela peut impliquer d'ajuster la composition du fluide, le débit d'injection et la pression pour obtenir la géométrie et la conductivité de fracture souhaitées.

L'efficacité du fluide est le rapport du volume stocké dans la fracture au fluide total injecté. L'efficacité du fluide est inversement proportionnelle à la fuite de fluide. Une efficacité de fluide plus élevée signifie une fuite de fluide plus faible et une efficacité de fluide inférieure signifie une fuite de fluide plus élevée.

$$FE = \frac{\text{volume de fluide dans la fracture}}{\text{volume de fluide injecté}} \quad (1.39)$$

1.4.2.7. La fuite dépendante de la pression (PDL)

Les fuites dépendantes de la pression (PDL) se produisent généralement dans les roches dures naturellement fracturées. L'existence de PDL indique que le liquide s'écoule plus rapidement qui implique l'existence des fractures secondaires, qui peuvent être naturelles ou induites, facilite cette fuite supplémentaire en offrant une plus grande surface exposée à la matrice.

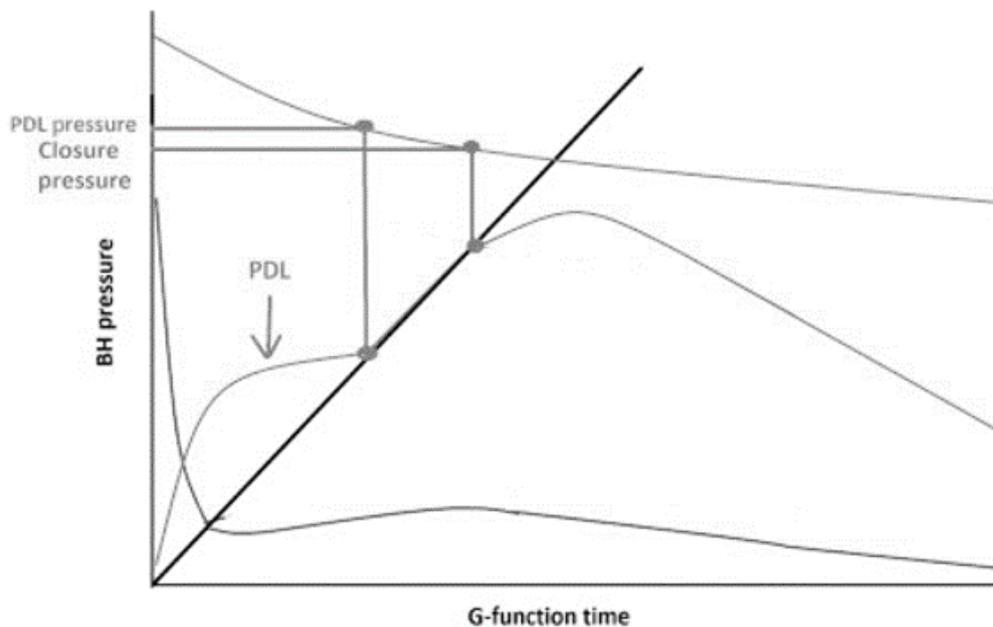


Figure 1.14. Détermination de La fuite dépendante de la pression PDL

PDL peut être facilement identifié sur le tracé de la G fonction. Le moyen le plus simple d'identifier PDL est lorsque la courbe de dérivée seconde montre une caractéristique concave vers le bas au-dessus de la ligne extrapolée passant par l'origine, comme illustré à la Figure ci-dessous.

1.4.2.8. La pression nette (FNP)

La pression nette est l'énergie requise pour propager les fractures et créer de la largeur pendant le travail de fracturation. La pression nette est essentiellement la différence entre la pression du fluide de fracturation et la pression de fermeture et est le mécanisme moteur de la croissance de la fracture. Plus il y a de pression à l'intérieur d'une fracture, plus il y a de potentiel de croissance. Le terme pression nette n'est utilisé que lorsque la fracture est ouverte.

La pression nette dépend de divers paramètres tels que le module de Young, la hauteur de la fracture, la viscosité du fluide, le débit du fluide, la longueur totale de la fracture et la pression de pointe. La pression nette peut être calculée à l'aide de l'équation (9) ou l'équation (10).[13]

$$P_{net} = BH TP - P_c \quad (1.40)$$

$$P_{net} = BH ISIP - P_c, \quad (1.41)$$

Où : $BH TP$: pression de traitement de fond de puit

$BH ISIP$: ISIP fond de puit qui présente ISIP en plus de la pression hydraulique

P_c : Pression de fermeture

$$P_{net} = \frac{E^{3/4}}{h} (\mu \times Q \times L)^{1/4} + P_{tip} \quad (1.42)$$

Où : E : module de Young

h : Hauteur de fracture

μ : Viscosité

Q : Débit

L : Longueur totale de la fracture

P_{tip} : Pression à la pointe de la fracture

1.4.2.9. Le coefficient de diffusion acide

La mesure précise de la diffusion d'acide est essentielle à la conception des traitements à l'acide. En fait, les prédictions de la distance de pénétration de l'acide dans

les fractures hydrauliques est pas possible sans des données ou des corrélations sur le coefficient de diffusion. Le coefficient de diffusion acide est déterminé à partir des tests expérimentaux, y compris les appareils à disque rotatif, l'inondation du noyau, la résonance magnétique nucléaire, les réacteurs annulaires, les plaques parallèles et les cellules de diffusion. La mesure de la diffusion est influencée par le type d'acide, des additifs chimiques, des minéraux, de la température et de la pression. Les coefficients de diffusion associées à divers types d'acides sont déterminés et valables.

1.4.2.10.Ordre de réaction

L'ordre de réaction dans la fracturation acide fait référence à l'ordre de la réaction chimique entre l'acide et la roche. L'ordre de réaction pour la fracturation acide est généralement du premier ordre. Cela signifie que la vitesse de la réaction est proportionnelle à la concentration de l'acide. Lorsque la concentration en acide augmente, la vitesse de réaction augmente également. Donc, l'ordre de réaction varier en fonction de l'acide spécifique utilisé et de la composition de la roche fracturée.

1.4.2.11.Energie de réaction

L'énergie de réaction dans la fracturation acide représente la quantité d'énergie libérée ou absorbée lors de la réaction chimique entre l'acide et la formation rocheuse. L'énergie de réaction dans la fracturation acide peut être exothermique ou endothermique, selon l'acide spécifique utilisé et la composition de la formation rocheuse. Une réaction exothermique libère de l'énergie sous forme de chaleur, tandis qu'une réaction endothermique absorbe l'énergie de l'environnement. Dans le cas d'une réaction entre l'acide chlorhydrique (HCl) et une roche carbonatée, l'énergie libérée est hautement exothermique.

L'énergie de réaction dans la fracturation acide est une considération importante car elle peut avoir un impact sur l'efficacité du processus de fracturation et la sécurité de l'opération. Le dégagement de chaleur excessive lors d'une réaction exothermique peut endommager la formation ou l'équipement, tandis que l'absorption d'énergie lors d'une réaction endothermique peut entraîner une baisse de température, ce qui peut affecter la viscosité de l'acide et l'efficacité du processus de fracturation.

1.4.2.12.La constante de vitesse de réaction (Réaction rate constant)

La constante de vitesse de réaction dans la fracturation acide fait référence à la vitesse à laquelle se produit la réaction chimique entre l'acide et la formation rocheuse. C'est une mesure de la rapidité avec laquelle l'acide est capable de réagir avec les minéraux de la roche.

La constante de vitesse de réaction dépend de divers facteurs, dont le type et la concentration de l'acide, les conditions de température et de pression et la composition de la formation rocheuse. Généralement, la constante de vitesse de réaction est plus élevée à des grand températures et pressions, et avec des concentrations d'acide plus élevées.

La constante de vitesse de réaction peut être calculée soit avec des expériences en laboratoire en exposant un échantillon de la formation rocheuse a certaines quantités d'acide pour une période de temps ou par des simulations informatiques. Dans ce cas, des modèles mathématiques sont utilisés pour simuler le processus de fracturation acide et prédire la vitesse de réaction. Ces modèles prennent en compte divers facteurs tels que la concentration d'acide, la température, la pression et la composition de la roche pour prédire la constante de vitesse et l'efficacité globale du processus de fracturation. Si la vitesse de réaction est trop lente, il peut être nécessaire d'augmenter la concentration de l'acide ou d'ajuster les conditions de température et de pression pour obtenir les résultats de fracturation souhaités

1.4.3 Sélection des candidats Fracturation acide

La sélection des bons candidats pour la fracturation acide est un aspect critique du processus. Toutes les formations ne se prêtent pas à la fracturation acide et certaines conditions doivent être remplies pour que des candidats soient sélectionnés pour ce traitement. La sélection des candidats à la fracturation acide est basée sur un certain nombre de facteurs, notamment le type et les propriétés de la formation rocheuse, les caractéristiques du réservoir et l'historique de production du puits.

Le premier et le plus crucial des facteurs à considérer est la lithologie de la formation. La présence de roches carbonatées, telles que le calcaire ou la dolomie, est un indicateur clé que la formation peut se prêter à la fracturation acide.

Après, Une fois que la géologie du réservoir a été évaluée, les caractéristiques du réservoir doivent être évaluées. Il s'agit d'analyser la porosité et la perméabilité de la formation, ainsi que la saturation et la mobilité des fluides au sein du réservoir. Si la formation est déjà perméable, le traitement à l'acide peut ne pas être nécessaire et d'autres techniques de stimulation peuvent être plus efficaces.

Ensuite, l'historique de production du puits est également une considération importante lors de la sélection des candidats à la fracturation acide. Si le puits a connu une baisse de production ou n'a jamais produit à des niveaux optimaux, la fracturation à l'acide peut être une option viable pour améliorer la production. Cependant, si le puits a déjà atteint son potentiel de production maximal, la fracturation à l'acide peut ne pas être nécessaire ou rentable.

Par ailleurs, Les meilleurs candidats sont peu profonds, dans lesquels la température de la formation doit se situer dans intervalle acceptable pour la fracturation acide. Généralement, la température du réservoir doit être comprise entre 150 °F et 250 °F et la contrainte effective maximale sur la fracture doit être inférieure à 5 000 psi, car des températures plus élevées peuvent réduire l'efficacité du traitement à l'acide alors que les températures base réduit la vitesse de réaction entre l'acide et la formation, ce qui permet à l'acide de pénétrer plus profondément dans la fracture avant de s'épuiser. De plus, l'acidité de l'eau de formation doit également être prise en considération. Si l'eau de formation est déjà acide, cela peut indiquer que la roche est déjà partiellement dissoute, ce qui rend la fracturation acide inutile.

D'autres facteurs qui peuvent influencer la sélection des candidats à la fracturation acide comprennent la présence de fractures ou de failles naturelles dans la formation, la profondeur du réservoir et la présence de zones écologiquement sensibles à proximité. Chacun de ces facteurs doit être évalué pour déterminer si la fracturation acide est une option viable pour augmenter la production du puits.

Enfin, la viabilité économique de la fracturation acide doit également être considérée. D'un côté Dans les réservoirs profonds et chauds, le coût d'un traitement de fracturation acide peut dépasser les coûts d'un traitement d'une fracture par soutènement. Dans les réservoirs chauds, des produits chimiques coûteux sont nécessaires pour inhiber la vitesse de réaction acide avec les produits tubulaires en acier et pour retarder la vitesse de réaction avec la formation. D'autre côté Le coût du traitement à l'acide et d'autres coûts associés, tels que les fermetures de puits et l'équipement, doivent être mis en balance avec l'augmentation potentielle de la production. La fracturation acide peut ne pas être économiquement réalisable si les réserves de la formation sont faibles ou si le coût du traitement dépasse les revenus potentiels.

1.4.4 Testes laboratoires

Les testes laboratoire effectuée avant une opération de fracturation acide sont essentiel pour s'assurer que le traitement est efficace et ne cause pas de dommages à la formation ou au puits traité. Les tests fournissent des informations précieuses qui aident à déterminer les propriétés de la roche réservoir et le type d'acide à utiliser. Les tests permettent également d'évaluer la compatibilité de l'acide avec la formation et l'efficacité du traitement. En effectuant ces tests, les opérateurs peuvent minimiser les risques associés aux traitements à l'acide et assurer une complétion de puits réussie et efficace. Les tests de laboratoire qui sont généralement effectués comprennent des tests de porosité et de perméabilité, des analyses de minéralogie, des tests de solubilité acide, des tests d'inondation de noyau et des tests de compatibilité.

Les tests de porosité et de perméabilité aident à déterminer la quantité d'espace poreux dans la roche et sa capacité à permettre aux fluides de la traverser,

respectivement. Si la roche a une porosité élevée, l'acide peut pénétrer plus profondément dans la formation, ce qui entraîne un traitement plus efficace. Ainsi qu'une roche à haute perméabilité peut permettre à l'acide de s'écouler plus facilement à travers la formation, ce qui entraîne une meilleure couverture et un meilleur traitement de l'acide. Les résultats de ces tests peuvent aider les opérateurs à déterminer la concentration optimale d'acide à utiliser et le meilleur placement de l'acide dans le puit stimuler pour obtenir les résultats souhaités.

L'analyse minéralogique permet d'identifier les types de minéraux présents dans la formation et leur sensibilité à l'acide. Différents minéraux peuvent réagir différemment à l'acide, et certains peuvent être plus résistants à la dissolution de l'acide que d'autres. En analysant la minéralogie de la formation, les opérateurs peuvent identifier les minéraux qui peuvent poser un défi lors du traitement à l'acide et déterminer le type d'acide approprié à utiliser; si la formation contient de la calcite, qui est très résistante à l'acide, un acide plus fort tel que l'acide fluorhydrique peut être nécessaire. De plus, l'analyse minéralogique peut aider les opérateurs à identifier tout dommage potentiel à la formation causé par l'acide, comme la formation de précipités qui peuvent obstruer les pores et réduire la perméabilité. Par conséquent, l'analyse minéralogique est cruciale pour s'assurer que le traitement à l'acide est efficace et n'endommage pas la formation.

Les tests de solubilité acide déterminent la concentration maximale d'acide qui peut être utilisée sans endommager la formation. Le test consiste à exposer les échantillons de roche à différentes concentrations d'acide et à mesurer la perte de poids des échantillons. La perte de poids indique la quantité de roche qui a été dissoute par l'acide. En effectuant des tests de solubilité dans l'acide, les opérateurs peuvent déterminer la concentration maximale d'acide pouvant être utilisée sans endommager la formation. L'utilisation d'une concentration trop élevée d'acide peut entraîner une dissolution excessive de la roche, ce qui peut entraîner des dommages à la formation.

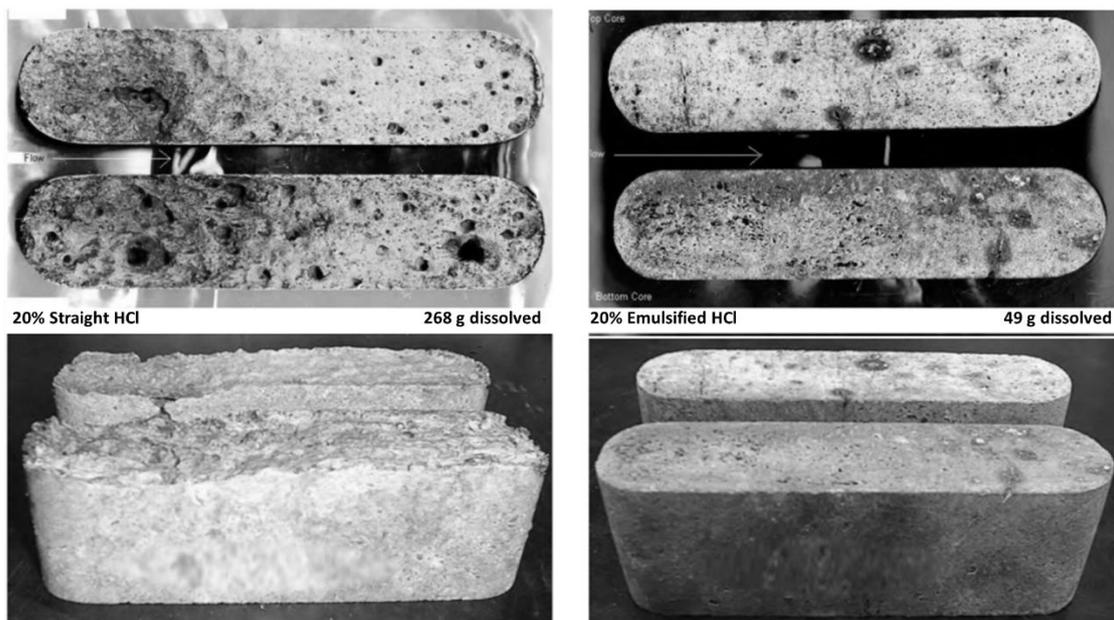


Figure 1.15. Test de solubilité à 250°F (SPE 50612)

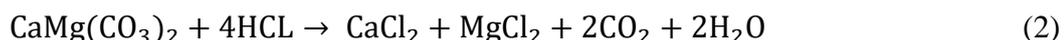
Tandis que les tests d'inondation du noyau (core flooding) simulent le traitement d'acide sur la formation pour évaluer son efficacité. Dans ce test un fluide ou une combinaison de fluides est injecté dans un échantillon de roche selon des conditions de température et de pression imposées. Les pressions et les débits aux deux extrémités du noyau sont mesurés, et le noyau peut également être étudié à l'aide d'autres mesures telles que la résonance magnétique nucléaire (RMN) pendant le test. Les objectifs comprennent la mesure de la perméabilité, de la perméabilité relative, du changement de saturation, des dommages de formation causés par l'injection de fluide ou des interactions entre le fluide et la roche. En effectuant des tests d'inondation du noyau, les opérateurs peuvent évaluer la capacité de l'acide à dissoudre les minéraux dans la formation et à créer des canaux et des fractures qui peuvent améliorer la perméabilité. Le test aide également les opérateurs à déterminer la concentration optimale d'acide, le taux d'injection et le placement dans le puits pour obtenir les résultats souhaités.

Les tests de compatibilité sont cruciaux pour s'assurer que l'acide utilisé dans le traitement est compatible avec la formation et les matériaux tels que l'acier et le ciment utilisés dans le puits ciblé. Le test consiste à mélanger l'acide et d'autres produits chimiques à utiliser dans le traitement et à mesurer toutes les réactions potentielles qui peuvent se produire. Les tests de compatibilité sont cruciaux car des produits chimiques incompatibles peuvent entraîner des réactions indésirables. Si l'acide s'avère incompatible avec l'un des matériaux, des ajustements peuvent être apportés au plan de traitement pour s'assurer que les matériaux ne sont pas endommagés. De plus, des tests de compatibilité peuvent aider à identifier tout problème de corrosion potentiel pouvant résulter de l'utilisation de différents produits chimiques pendant le traitement.

1.4.5 Technique de fracturation et mécanisme de dissolution des carbonates avec l'acide

La technique de fracturation acide consiste à dissoudre la roche en profondeur dans la face de fracture, créant ainsi un schéma différentiel de sorte que les canaux longs et conducteurs soient étroits dans le réservoir pour mieux supporter la contrainte de fermeture, mais plus larges près du puits de forage pour réduire la pression de la fracture. Une fois que l'acide est entré dans la formation, la réaction de la roche acide se produit immédiatement et il y a une certaine fuite. La fuite augmente linéairement avec l'augmentation du temps d'injection d'acide. La gravure à l'acide produit des trous (wormholes) qui augmentent la surface réactive et provoquent des fuites excessives et une dépense rapide de l'acide, ce qu'on appelle l'étape de percée. Les trous (wormholes) générés par la réaction des roches acides augmenteront rapidement la zone de fuite ou communiqueront avec des fractures profondes. Dans ce cas, la fuite sera difficile à contrôler et l'augmentation de la quantité d'injection d'acide a peu d'importance pour augmenter la distance d'action effective. Par conséquent, il est nécessaire de retarder la vitesse de réaction acide-roche. Cela nécessite que la formulation acide atteigne une vitesse de réaction retardée mais contienne une capacité de dissolution élevée, réduise

les fuites dans la matrice par des additifs et rende le frottement faible pour permettre un pompage à vitesse élevée, le CaCl₂ qui est produit sous forme d'acide par la réaction d'HCL avec la calcite ou la dolomite comme le montre les équations chimique (1) et (2) rentre de même en réaction avec l'agent tensio-actif in situ pour former un gel visqueux. Cette augmentation de la viscosité se poursuivra ce qui contribuera à réduire encore davantage la fuite du fluide.



En cas de formation épaisse ou de dérivation horizontales, des agents de déviation sont nécessaires pour générer des fractures multiples. Tous les additifs chimiques doivent être compatibles sans nier la fonctionnalité les uns des autres. Après le traitement, les produits chimiques injectés ne doivent pas induire de précipitations et de corrosion susceptibles de perturber la production d'hydrocarbures ou de raccourcir la durée de vie du puits. Il est possible aussi de forcer la largeur de la fracture par des méthodes opérationnelles spéciale comme l'injection de pad et d'acide par étapes pour propager la fracture le plus loin possible et utilisation de overflush pour déplacer l'acide plus profondément dans la fracture afin d'améliorer la distance de pénétration de l'acide.

Plusieurs modèles ont été élaborés pour décrire le mécanisme de dissolution des roches carbonatées par l'injection l'acide. Le modèle de (Schechter & Gidley, 1969) Fut l'une des premières expériences réalisées pour l'étude de la dissolution, lorsque ces deux chercheurs ont injecté de l'acide chlorhydrique dans des carottes de calcaire de l'Indiana. Ensuite, (Daccord, Chemical dissolution of a porous medium by a reactive fluid, 1987) a réalisé une première expérience d'injection radiale en utilisant un système eau-plâtre.

En 1993, (Daccord, Lietard, & Lenormand, Chemical dissolution of a porous medium by a reactive fluid. 2 - convection vs reaction, behavior diagram, 1993) ont réalisé des expériences d'injection de HCl dans des carottes de deux types de calcaires différents, en mettent le rôle de la diffusion en évidence. Ils ont déterminé le premier diagramme de comportement qui classifie le type de dissolution en fonction à la fois de la cinétique de réaction et des propriétés de transport. On distingue trois catégories :

a) Dissolution limitée par le transfert de masse ou les temps caractéristiques du transport convectif dans le milieu poreux et de la cinétique de réaction à la surface des pores sont faibles en comparaison du temps de transport par diffusion moléculaire. A l'échelle du pore il n'y a pas d'équilibre local, ce qui signifie que la concentration d'acide est nulle à la surface du pore car la cinétique de la réaction est très rapide en comparaison du transport du réactif vers la surface du pore. La réaction est alors limitée par le déplacement du réactif et des produits de la réaction dans la couche limite entourant les pores.

b) Dissolution limitée par la cinétique de réaction, dans ce cas il y a un équilibre local à l'échelle du pore. La réaction à la surface est suffisamment lente pour que la concentration y soit non nulle. On observe en général dans ces conditions un front de dissolution épais et un gradient de porosité faible.

c) Dissolution limitée par la convection ou le temps caractéristique du transport convectif devient comparable au temps du transport diffusif. On observe alors une compétition dans la croissance des wormholes entre leurs extensions et leurs épaississements. Cette description de ce modèle a pour défaut de mélanger des mécanismes physiques intervenant à des échelles différentes.

(Fredd & Miller, 2000) à leurs tours proposent alors une classification, selon les figures de dissolution observées à l'échelle de la carotte comme montré dans la figure (1.16).

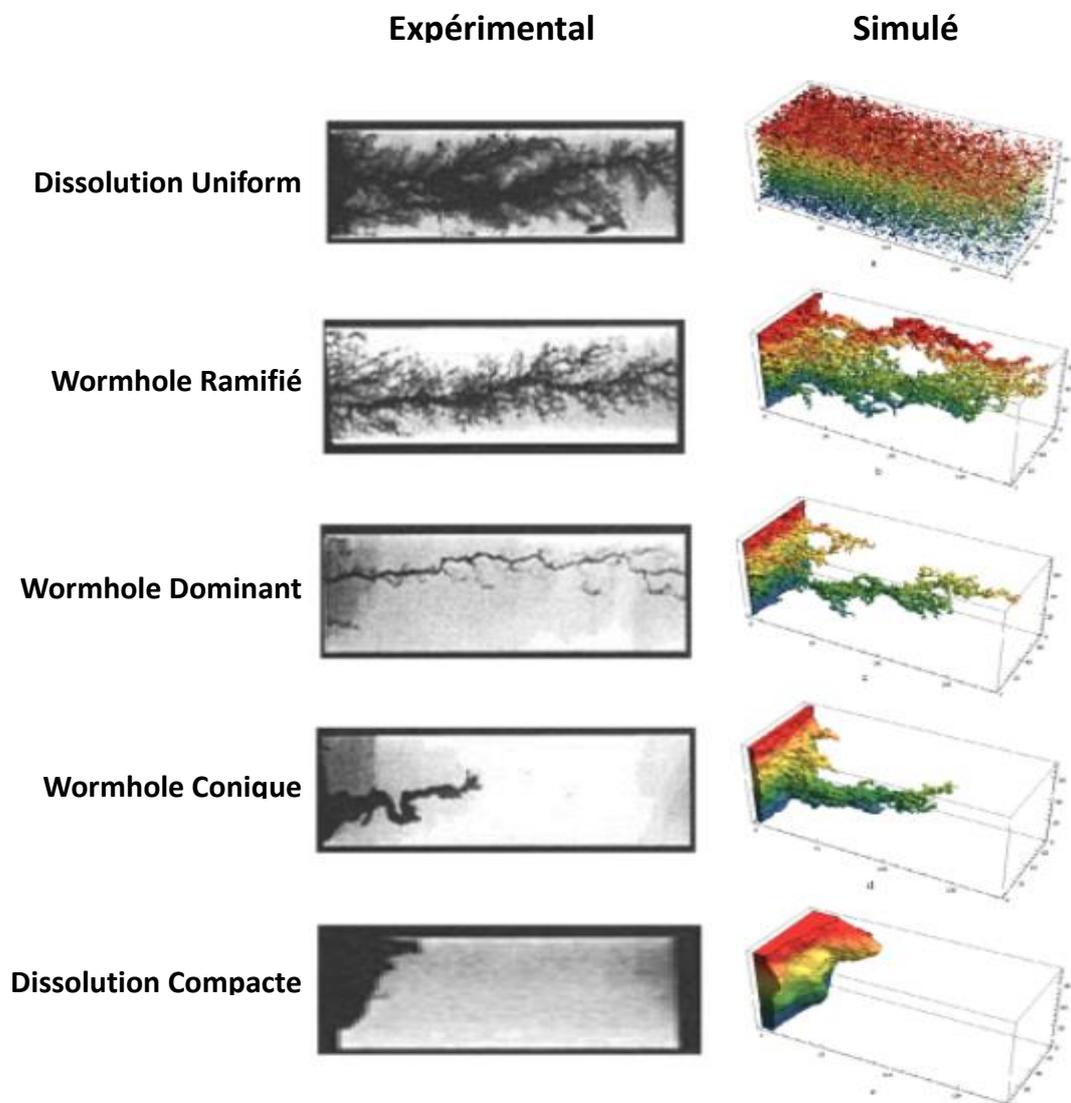


Figure 1.16. Exemple de schémas expérimentaux de dissolution [36]

a) La dissolution compacte correspond à l'avancée d'un front plat et de fine épaisseur, après lequel la roche est totalement dissoute. La diffusion est le mécanisme dominant du transport de l'espèce acide, par conséquent, stabilité de front pendant la dissolution, malgré les hétérogénéités de la roche.

b) Le régime de wormholes coniques correspond à un équilibre entre la diffusion et la convection dans le transport de l'espèce acide. Le front devient instable, en particulier lorsque la roche est très hétérogène. On observe la formation de wormholes de formes coniques quand la dissolution à la paroi latérale est du même ordre que la dissolution à l'extrémité du wormhole.

c) Le régime de « wormholes dominants » correspond à l'apparition de wormholes cylindriques et allongés, dans lesquels le transport de l'espèce acide est essentiellement convectif. Pour cette raison, la dissolution se concentre à l'extrémité des wormholes. Les vitesses d'écoulements sont suffisamment faibles pour conserver un front fin. Ce régime correspond aux conditions optimales d'acidification, c'est-à-dire au meilleur accroissement de la perméabilité pour une quantité d'acide injectée réduite.

d) Le régime de « wormholes ramifiés » correspond à des vitesses d'injection suffisantes pour que les wormholes puissent se scinder en plusieurs branches lorsque leurs extrémités rencontrent une hétérogénéité. Ce comportement traduit un léger épaissement du front de dissolution.

e) La dissolution uniforme correspond à un simple accroissement de la porosité de la roche. Dans ce régime, la vitesse d'injection est telle que l'acide peut parcourir une distance bien supérieure à la taille des hétérogénéités, avant d'être totalement consommé.

1.4.6 Fluide de fracturation

Un fluide de fracturation est un composant essentiel d'un traitement de fracturation hydraulique ; et sa fonction n'est pas seulement de créer une fracture, mais aussi de déplacer et de séparer entre les cycles d'injection d'acide dans le cas d'une fracturation acide. Les fluides de fracturation peuvent généralement être divisés en fluides à base d'huile, à base d'eau ou en fluides multiphasiques. Les fluides multiphasiques peuvent être regroupés en mousses, fluides énergisés et émulsions.

La grande majorité des fluides de fracturation utilisés dans l'industrie sont des fluides à base d'eau en raison de leur faible coût, de leurs hautes performances et de leur facilité de manipulation. Les polymères sont le principal ingrédient des fluides à base d'eau. Lorsque des polymères sont ajoutés à l'eau, ses molécules se décomposent dans la solution et augmentent ainsi considérablement la viscosité du fluide.

La gomme de guar et les dérivés de cellulose sont les types de polymères les plus couramment utilisés dans les fluides de fracturation. La gomme de guar est l'endosperme des graines de guar. Le guar peut être dérivé avec de l'oxyde de propylène pour produire de l'hydroxypropylguar. HPG contient moins de résidus insolubles et est plus stable à des températures élevées que le guar. Il existe un autre dérivé de guar nommé carboxyméthyl hydroxypropylguar (CMHPG). Les dérivés de guar sont actuellement les principaux gélifiants utilisés pour la fracturation hydraulique. Cependant, le principal problème avec les dérivés de guar est leurs résidus insolubles qui pourraient potentiellement endommager la formation.

La cellulose est un polysaccharide et le polymère organique le plus abondant sur Terre. Les dérivés de cellulose utilisés dans les fluides de fracturation comprennent l'hydroxyéthylcellulose (HEC), l'hydroxypropylcellulose (HPC) et la carboxyméthylhydroxyéthylcellulose (CMHEC).

Il existe plusieurs types de fluides de fracture à base d'eau, y compris l'eau lisse, le gel linéaire, le gel réticulé et le fluide tensioactif viscoélastique (VES). La différence entre eux est la composition et la concentration des additifs ajoutés.

Slickwater est principalement composé d'eau et d'un réducteur de frottement, plus un agent de contrôle de l'argile et un bactéricide. La viscosité de l'eau lisse dépend de la concentration ou de la charge de polyacrylamide utilisé dans le fluide, mais est généralement de l'ordre de quelques centipoises dans le but de réduire le frottement.

Linear Gel est principalement composé d'eau, d'un gélifiant tel que le Guar, HPG ou HEC, plus un agent de contrôle de l'argile et bactéricide. La viscosité du gel linéaire dépend fortement de la concentration du gel.

Le gel réticulé est composé de matériaux similaires à un gel linéaire, mais avec l'ajout d'un agent de réticulation qui peut augmenter la viscosité du gel linéaire jusqu'à 10 fois ou plus. Les avantages d'une viscosité plus élevée sont de deux ordres

Les fluides à base d'acide sont des fluides spéciaux à base d'eau qui sont couramment utilisés dans les opérations des traitements de fracturation à l'acide, pour des solubilités supérieures à 20%, le HCL est fortement conseillé pour la fracturation, autrement d'autres acides sont plus performants et offrent de meilleurs résultats. Le fluide le plus couramment utilisé dans la fracturation acide est l'acide chlorhydrique (HCl) à 15%, Pour obtenir plus de pénétration d'acide et plus de gravure, du HCl à 28% est parfois utilisé comme fluide acide primaire. Les copolymères d'acrylamide sont souvent utilisés pour viscosifier les fluides de fracturation à base d'acide. À l'occasion, l'acide formique (HCOOH) ou l'acide acétique (CH₃COOH) est utilisé car ces acides sont plus faciles à inhiber dans des conditions de haute température. Cependant, les acides acétique et formique coûtent plus cher que le HCl. L'acide fluorhydrique (HF) ne doit jamais être utilisé lors d'un traitement de fracturation acide dans un réservoir de

carbonate. L'acide est normalement gélifié, réticulé ou émulsifié pour maintenir la largeur de fracture et minimiser les fuites de fluide. Étant donné que l'acide réagit avec la formation, De grandes quantités d'additifs de perte de fluide sont généralement ajoutées au fluide acide pour minimiser les fuites de fluide.

Les fluides Visco-Elastic Surfactant sont un autre type de fluides à base d'eau qui génèrent des viscosités adaptées aux opérations de fracturation sans l'utilisation d'additifs polymères. Les VES sont des fluides non newtoniens, ce qui signifie que leur viscosité varie en fonction de la contrainte de cisaillement appliquée. Les VES sont également compatibles avec des sels tels que le chlorure de sodium, ce qui les rend utiles pour les applications de fracturation dans les formations salines. Ils ont également une meilleure stabilité thermique que certains autres fluides de fracturation, ce qui les rend utiles pour les applications dans les formations à haute température.

Un fluide de fracturation est une composition d'un fluide de base et un matériau viscosifiant et un copolymère des additifs. Il est important de déterminer que ces additifs n'interfèrent pas les uns avec les autres et ne créent aucun effet secondaire. Les additifs de fracturation couramment utilisés sont décrits ci-dessous.

Les agents de réticulation sont l'un des additifs importants utilisés dans les fluides de fracturation. Au lieu d'augmenter la concentration en polymère pour améliorer la viscosité du fluide, des agents de réticulation sont couramment utilisés pour améliorer de manière significative la viscosité du fluide en réticulant les chaînes moléculaires du polymère et en formant un réseau 3D de chaînes moléculaires. Les agents de réticulation couramment utilisés sont l'agent de réticulation au borate, l'agent de réticulation au titanate, l'agent de réticulation au zirconate et l'agent de réticulation à l'aluminium. Le niveau de pH d'un fluide est important pour le processus de réticulation. Le borate ne peut réticuler que dans des environnements alcalins, il ne peut donc pas être utilisé dans des fluides à base d'acide. Les composés d'aluminium ne peuvent réticuler que dans des environnements acides. Les complexes de titanate et de zirconate peuvent se réticuler dans une plage de pH plus large. La température du réservoir est un autre facteur lors de la sélection d'un agent de réticulation. La limite de température pour les composés d'aluminium est basse (150F), tandis que le zirconate bénéficie de la limite de température la plus élevée (400F). Parmi les autres agents de réticulation, le borate est le plus couramment utilisé et peut produire des gels extrêmement visqueux avec du guar et du HPG qui sont stables jusqu'à 325F.

Les stabilisateurs de gel peuvent être utilisés dans des environnements à haute température. Le méthanol et le thiosulfate de sodium sont généralement des stabilisants de gel. Ils peuvent étendre la plage de température des fluides à base de guar à plus de 350F.

Les briseurs de gel sont utilisés pour réduire la viscosité d'un fluide gélifié à une faible viscosité afin qu'il puisse refluer facilement. De plus, laisser un fluide à haute

viscosité dans la fracture endommagerait le pack d'agent de soutènement une fois que la fracture créée s'est refermée sur l'agent de soutènement une fois le traitement terminé. Les brise-roches les plus largement utilisés dans les fluides de fracturation sont les oxydants et les enzymes.

Les tampons (Buffers) sont utilisés comme moyen de maintenir le pH d'un fluide aqueux dans une plage souhaitable ou à une valeur presque constante. Certains agents de réticulation et agents de rupture ne fonctionnent tout simplement pas en dehors de plages de pH spécifiques. L'utilisation de tampons dans les fluides de fracturation peut aider à contrôler le processus de réticulation pour des agents de réticulation spécifiques. Les tampons couramment utilisés comprennent le bicarbonate de sodium, l'acide fumarique, une combinaison de phosphate mono- et disodique, de carbonate de soude, d'acétate de sodium ou une combinaison de ces produits chimiques. Des tampons sont également utilisés pour empêcher la contamination des réservoirs de fracture.

Les FR sont le principal ingrédient de slickwater. Les FR courantes sont à base de polyacrylamide et sont utilisées avec une plage de charge typique de 0,25 gal de FR par 1000 gal d'eau. Pratiquement tous les polymères agissent comme FR car ils peuvent supprimer un écoulement turbulent en présence de fluides de base à faible viscosité. FR peut être non ionique, anionique ou cationique.

Les bactéricides, également appelés biocides, sont utilisés dans les fluides à base d'eau mais ne sont pas nécessaires dans les fluides de fracturation à base d'acide ou d'huile. En pratique, un bactéricide est également ajouté aux réservoirs de fracture avant l'ajout d'eau pour maintenir l'enzyme bactérienne à un niveau bas. Elle contrôle la croissance des bactéries dans les fluides d'eau douce, linéaires et réticulés. Dans le dernier les agents gélifiants, tels que le guar et les polysaccharides, sont une source de nourriture pour les bactéries. Les bactéricides couramment utilisés dans les fluides de fracturation comprennent le glutaraldéhyde, les chlorophénates, les amines quaternaires et l'isothiazoline.

Les stabilisateurs d'argile sont utilisés pour contrôler les particules d'argile dans la formation exposée aux fluides de fracturation pendant les traitements. Le gonflement des argiles et la migration des fines induits par les traitements de stimulation peuvent endommager les formations. L'eau contenant 1% à 3% de KCl est couramment utilisée comme liquide de base dans les fluides de fracturation pour stabiliser les argiles et empêcher le gonflement.

Les tensioactifs s'adsorbent à l'interface entre deux substances non miscibles et réduisent ainsi la tension interfaciale. Les tensioactifs doivent être utilisés dans les mousses et les émulsions fluides. Les tensioactifs sont souvent utilisés comme modificateurs de perméabilité relative pour réduire la tension interfaciale et modifier l'angle de contact et la mouillabilité du réservoir. [68]

Les additifs de perte de fluide sont couramment utilisés dans les réservoirs à haute perméabilité et naturellement fracturés pour contrôler la perte de fluide. La farine de silice finement broyée est l'additif de perte de fluide le plus couramment utilisé pour les fluides à base d'eau.

Des agents de déviation sont utilisés pour bloquer temporairement les chemins à haute perméabilité qui empruntent la majeure partie du fluide. Tous les agents de déviation sont composés de matériaux gradués qui sont insolubles dans les fluides de fracturation pendant les traitements, mais qui sont solubles dans les fluides de formation ou solubles par un processus de dégradation thermique.

Des inhibiteurs de tartre (scale inhibitors) sont souvent ajoutés dans les fluides de fracturation hydraulique à titre préventif. Les fluides de fracturation à base d'eau dissolvent les minéraux de formation lorsque le puits est fracturé, et certains minéraux dissous précipitent pour former des écailles si les conditions sont bonnes. La plupart des inhibiteurs de tartre disponibles sont des composés phosphoreux tels que les phosphonates et les organophosphonates, qui sont anioniques. Les polymères organiques sont également utilisés comme inhibiteurs de tartre.

1.4.7 Model de fracturation acide

Un modèle de propagation de fracture hydraulique doit être exécuté pour déterminer ce qui doit être mélangé et pompé dans le puits pour atteindre les valeurs de longueur de fracture étayée et de conductivité de fracture désiré. L'ensemble de données de base doit être utilisé pour effectuer une analyse de cas de base.

Des progiciels commerciaux peuvent être utilisés pour aider à la conception de travaux de fracturation. Ces progiciels utilisent des algorithmes et des modèles avancés pour simuler le processus de fracturation acide et prédire l'efficacité de différents paramètres de conception.

Le logiciel permet généralement à l'utilisateur de saisir des informations telles que les caractéristiques du puits ; localisation, complétion, perforation et de la formation ; température de réservoir, géomécanique (module de young et le coefficient de poisson) et la petro physique (perméabilité, saturation, volume d'argile...) pour chaque profondeur, les propriétés des fluides utilisé ainsi que l'acide et les paramètres d'injection (débit, volume...) avec l'ordre des étapes d'injection. Le logiciel utilise ensuite ces informations pour générer des simulations du processus de fracturation acide et prédire les améliorations résultantes de la géométrie de la fracture, de la conductivité et de la productivité.

Certains des progiciels commerciaux couramment utilisés pour la conception de la fracturation acide comprennent FracCADE, FracPro, Gohferet Kinetix. Ces progiciels offrent une gamme de fonctionnalités et de capacités, telles que des outils de

visualisation 3D, des modèles de rhéologie des fluides et des modèles de transport d'agents de soutènement.

L'utilisation de progiciels commerciaux peut offrir plusieurs avantages dans la conception de travaux de fracturation à l'acide. Ces packages permettent des prévisions plus précises du processus de fracturation et des améliorations de la productivité, et peuvent aider à identifier les problèmes potentiels avant l'exécution du travail. Ils permettent également des itérations de conception rapides et peuvent aider à optimiser la conception pour obtenir les résultats souhaités tout en minimisant les coûts et les risques.

Les résultats générés par le logiciel doivent être examinés et validés par des ingénieurs expérimentés, et des ajustements peuvent être nécessaires pour tenir compte des caractéristiques uniques des puits et des formations qui ne sont pas prises en compte dans le logiciel. Le redesign est un processus qui implique de revoir et de modifier les paramètres de conception d'un travail de fracturation précédemment exécuté. L'analyse de data frac implique la collecte et l'analyse des données du travail de fracturation réel pour évaluer l'efficacité de la stimulation et déterminer la géométrie de fracture et la conductivité réelles obtenues.

L'analyse de data frac permet d'identifier toute lacune ou tout résultat sous-optimal du travail de fracturation précédent. Sur la base de l'analyse, l'étape suivante consiste à identifier les paramètres de conception qui doivent être modifiés pour résoudre les problèmes identifiés. Cela peut inclure la modification du type ou de la concentration d'acide utilisé, la modification du débit d'injection, de la pression ou de la durée du travail, ou la modification de la stratégie de perforation. Une fois les paramètres de redesign identifiés, un nouveau plan de conception est créé.

Dans les tableaux et les figures ci-dessous, il est illustré deux stimulation Gohfer et Kinetix effectuée pour 2 différents puits de fracturation à l'acide dans la région de Hassi R'Mel.

Tableau 1.1. pumping schedule d'un opération fracturation acide d'un puit à HRM

Etape	Nom d'étape	Nom de fluide	Débit(bbl/min)	Volume de fluide(gal)
1	Pre-Pad	25# Gel Linéaire	5-15	5000
2	PAD	Hybor H 25#	15	5000
3	Acid 15% HCL	Acide HCL15% 180F	15	4500

4	CSA	CSA 15% 180F	15	4500
5	PAD	Hybor H 25#	15	5000
6	Acid 15% HCL	Acide HCL15% 180F	15	4500
7	CSA	CSA 15% 180F	15	4500
8	Displacement	25# Gel Linéaire	15	4800
9	Shut In	Fermeture	-	-
10	CFA	X-Tend 28% 180F	115	3000
11	Linear Gel	25# Gel Linéaire	15	9600
12	Shut In	-	-	-

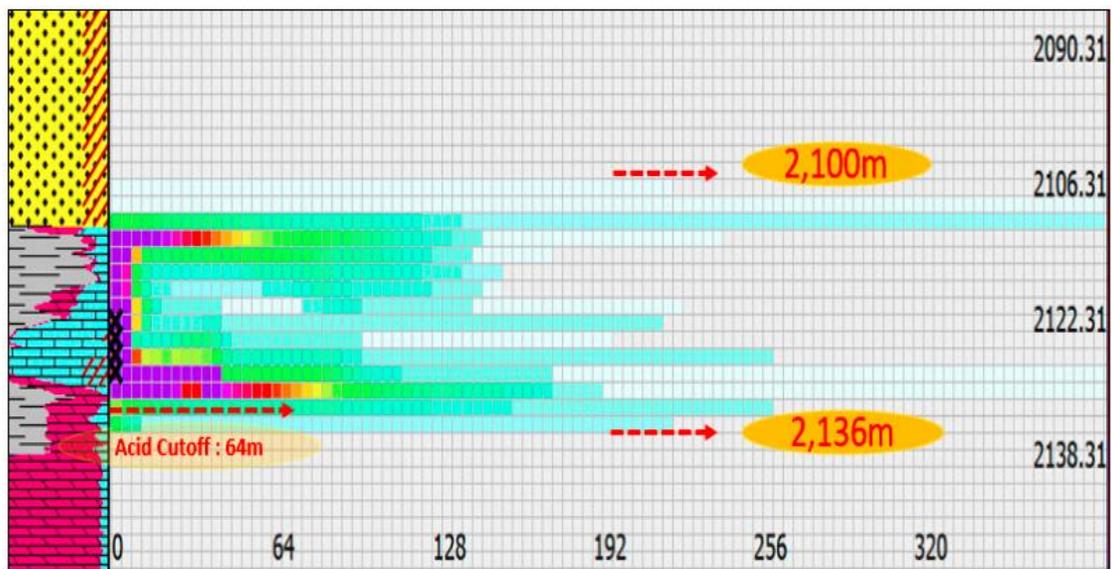


Figure 1.17. model de propagation de fracturation acide par Gohfer pour un puit à HRM

Tableau 1.2. pumping schedule d'un opération fracturation acide d'un puit à HRM

Etape	Nom d'étape	Nom de fluide	Temps de pompage(min)	Volume de fluide(gal)
1	Preflush	Solvant Mutuel	5,5	2100

2	Acid HCl28	HCl 28	1,9	878
3	PAD	YF125	3,5	2940
4	Cycle 1	OPR15LT	7,1	6304
5	PAD	YF125	2,6	2940
6	Cycle 2	OPR15LT	6	6296
7	PAD	YF125	2,6	3066
8	Cycle 3	HCl15	5,6	6300
9	Overflush	Solvant Mutuel	3,2	4200
10	CFA	HCl28	1,9	2272
11	Displacement	Eau Traité	2,1	2688
12	Displacement	Eau Traité	22,4	2688

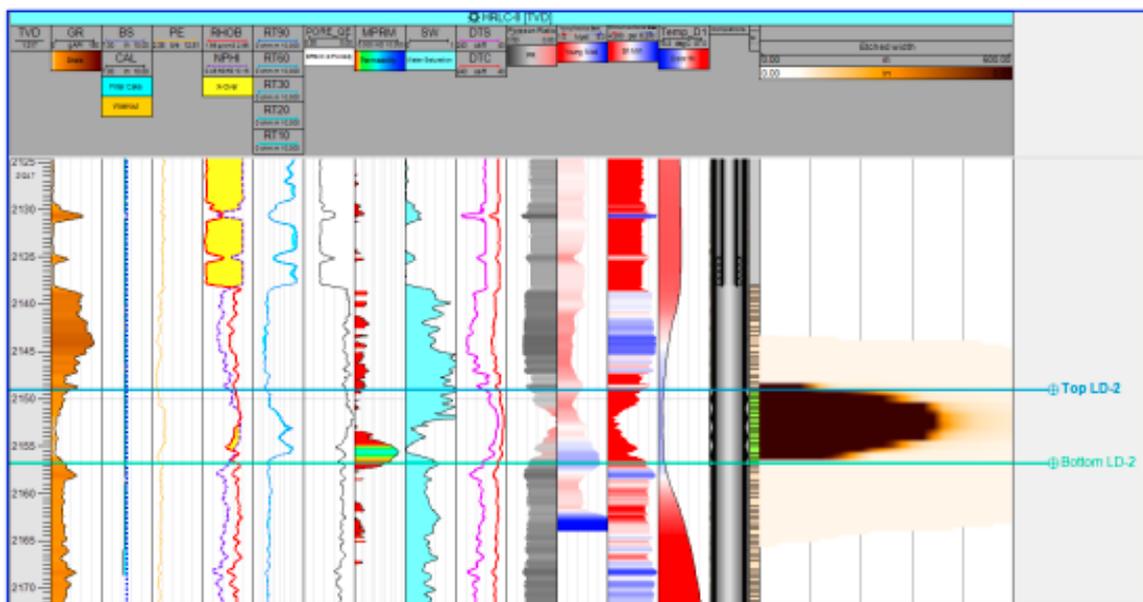


Figure 1.18. Model de propagation de fracturation acide par Kenitix pour un puit à HRM

1.4.8 Procédure de l'opération

Le processus de travail de fracturation hydraulique implique généralement plusieurs étapes. Après la sélection d'un puit candidat à la fracturation acide et le choix de société se service qui va effectuer la tâche. La première étape du processus de fracturation hydraulique consiste à installer l'équipement nécessaire, y compris les pompes, mélangeurs, réservoirs de stockage de fluides, réservoirs de additifs chimiques, équipements de surveillance et de contrôle et les équipements auxiliaires tels que les tuyaux (hoses, pipes), vannes et collecteurs(manifords), etc.

La pression nominale de l'équipement de tête de puits de production est souvent inférieure à la pression requise pour pomper un traitement de fracturation à haute pression. Les piles de fracturation (frac stacks) sont utilisées pour remplacer temporairement la tête de puits de production afin de la protéger des effets de la haute pression et de l'abrasion lors des opérations de fracturation.

En tant que cœur de tout traitement de fracturation, les pompes à haute pression sont l'une des pièces les plus importantes de l'équipement de fracturation car elles fournissent la puissance nécessaire pour décomposer la formation et pour transmettre le fluide et l'agent de soutènement dans la fracture à des pressions aussi élevées que 20 000 psi. Les pompes à haute pression sont généralement de deux types, triplex et quintuplex, et sont capables de fournir une puissance hydraulique jusqu'à 3 000 ch. Le nombre de pompes nécessaires est déterminé par les débits et les pressions de pompage prévus.

Le mélangeur hydraulique (blender) est chargé de mélanger les fluides de fracturation avant qu'ils ne soit pompé dans le puit. Le mélangeur est composé de trois composants importants de cuve de melange et de deux pompes centrifuges ; la pompe d'aspiration et la pompe de refoulement. Le système de mélange est une unité à basse pression. Les mélangeurs prélèvent l'eau des réservoirs de liquide avec une pompe aspirante, qui envoie l'eau dans une cuve de mélange. La cuve de mélange mélange l'eau avec les additifs chimiques. Les produits chimiques secs sont livrés par un système d'additif sec monté sur le mélangeur alors que les additifs liquides sont délivrés par un système d'additifs liquides monté à bord ou hors-bord du mélangeur. Une pompe de refoulement tire le mélange de la cuve de mélange et le refoule vers le collecteur de refoulement du mélangeur. Du collecteur de décharge, le mélange est envoyé à la remorque du collecteur et est transféré aux pompes de fracturation, qui déchargent le mélange sous pression vers la tête de puits.

Le collecteur est un agencement de conduites d'écoulement, de raccords et de vannes qui relie tous les équipements de fracturation à la tête de puits. Il a à la fois un côté basse pression lié au mélangeur et un côté haute pression lié à la tête de puits, avec toutes les pompes haute pression entre les deux pour pressuriser le système de fluide.

Une remorque de collecteur modulaire et flexible est souvent utilisée pour aider à organiser à la fois le raccordement d'aspiration basse pression et le raccordement de décharge haute pression. Le nombre de tuyaux d'aspiration entre le mélangeur et les pompes haute pression est déterminé par le débit de la pompe.

Le data fourgon est un équipement mobile spécialisé installé avec des programmes informatiques, des moniteurs à écran plus grand et des commutateurs de commande pour que les ingénieurs de fracturation surveillent et contrôlent un traitement de fracturation sur le site du puits. Pendant le traitement, les débits de pompage, les pressions de traitement, la densité des fluides, les taux d'additifs chimiques, en passant par l'arrêt des pompes, etc. sont constamment surveillés et collectés. Un laboratoire de fluides mobile est souvent installé sur la fourgonnette de données ou séparément accompagné.

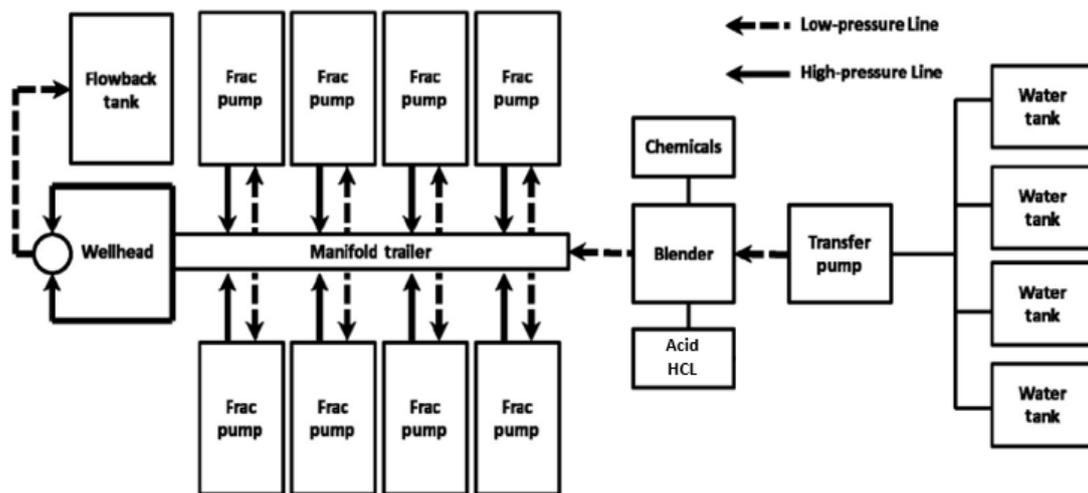


Figure 1.19. Schéma de principe des équipements d'un site de fracturation acide

Les fluides sont amenés sur place par camions et stockés dans des réservoirs de fluides sur le site de traitement. Les unités de stockage d'acide sont généralement de grands réservoirs en acier conçus pour stocker l'acide à une température et une pression spécifiques. Ils sont souvent équipés de dispositifs de sécurité, tels que des soupapes de surpression et des alarmes, pour garantir que l'acide est stocké et transporté en toute sécurité. Les réservoirs peuvent également être isolés ou chauffés pour maintenir la bonne température.

Une fois l'équipement en place, un test d'injectivité est la première opération à réaliser. Le test consiste à l'injection d'un fluide tel que l'eau traitée, la saumure gélifiée ou non gélifiée en régime de fracturation, ce test a pour but de :

- Vérifier si la formation absorbe le fluide
- Déterminer le gradient de fracturation
- Vérifier le comportement des équipements du puits

Cette étape est primordiale dans la décision finale de fracturation. Si le réservoir est injectable on passe vers l'étape suivant si non l'opération est annulée.

Après le test d'injectivité, une mini-fracturation aussi appelé data frac est réalisée. Ce processus permet de créer une fracture non soutenue pendant une durée de temps suffisante de manière à permettre par leurs analyses, de fournir les informations nécessaires sur les conditions régnantes au fond du puits, pour le redesign de l'opération de fracturation. Les types d'essais de DataFrac sont :

1. Essai par paliers de débit (Step Rate Test):

Il se compose de deux essais. L'essai par paliers de débit croissant (Step-Up Rate Test) qui permet de déterminer la pression d'extension ou de propagation de la fracture (FPP) et l'essai par paliers de débit décroissants (Step-Down Rate Test) qui assure l'évaluation des pertes de charges aux abords du puits et d'évaluer l'influence de l'état des perforations et/ou l'effet de tortuosité de la fracture sur l'interprétation.

2. Essai du flow back:

C'est une méthode très utile pour déterminer la pression de fermeture (FCP), ce test est généralement combiné avec un SRT. Cet essai consiste à surveiller et à enregistrer le débit du reflux, le débit est maintenu constant (entre 1/6 à 1/4 du débit du dernier palier stabilisé injecté lors du SRT). Maintenir le débit du reflux constant est une tâche critique dans un test de flow back, une vanne tarée est prévue à cet effet.

3. Essai d'efficacité du fluide qui sont le pump-in, le shut-in test ou le fluid efficiency test. À partir de cet essai on peut déterminer une multitude de paramètres.

- La pression de fermeture de la fracture (FCP).
- L'efficacité du fluide de traitement (η).
- La pression nette (PNet).
- Les pertes de fluide.
- Les pertes de charges ($\Delta P_{\text{friction}}$).
- Chute de pression instantanée de fermeture (ISIP).
- La pression de la couche (Pc).
- La pression de propagation de la fracture (FPP).
- Le modèle de propagation de la fracture...

Après 4h d'exécution de mini frac, généralement un log de température peut être pris pour évaluer les changements de température en fonction de profondeur pour déterminer la hauteur exacte de la propagation de la fracture. Dans la figure suivant un log température d'un puit de fracturation a l'acide a la région de Hassi R'Mel.

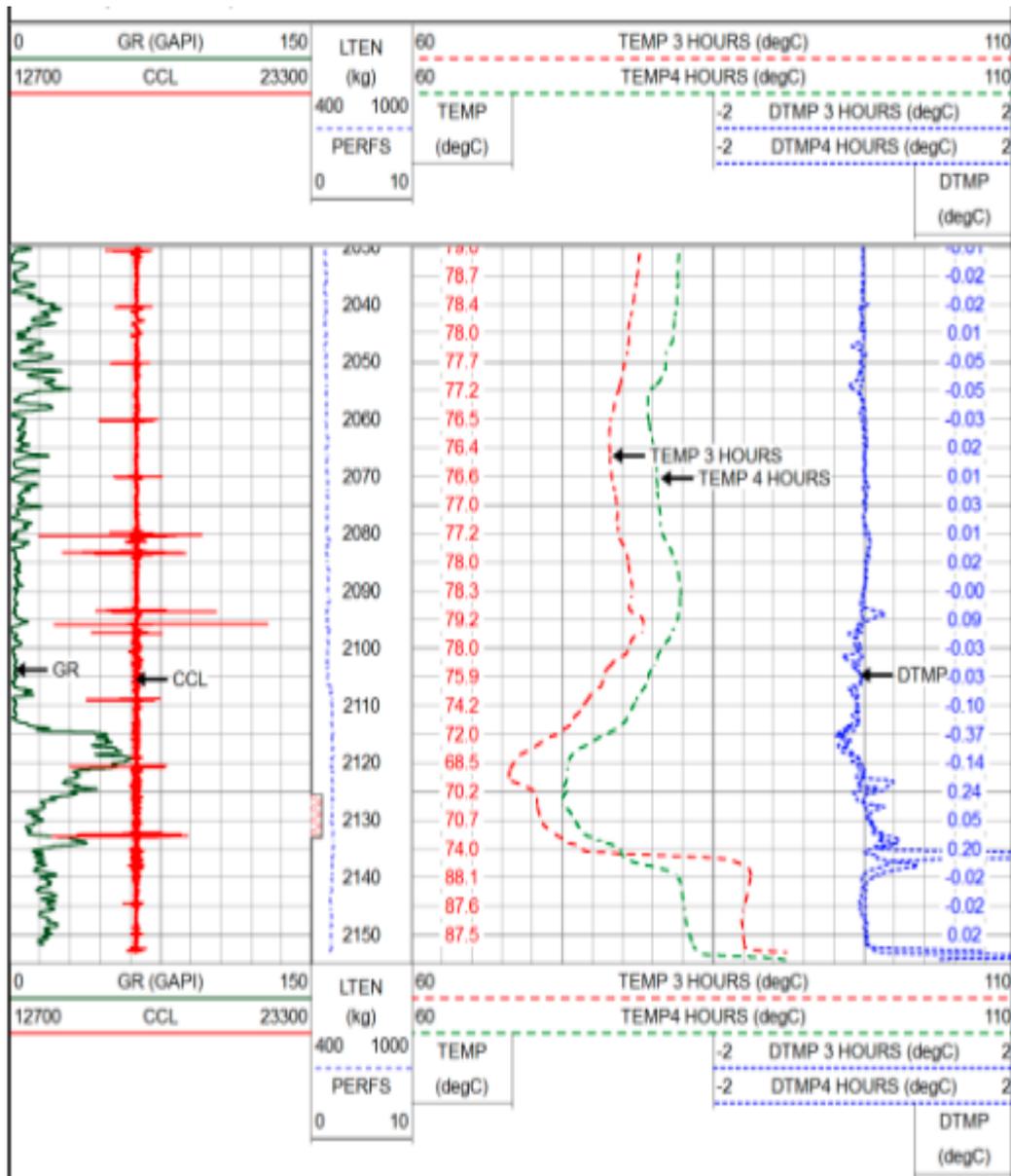


Figure 1.20. Log température d'un puit de fracturation acide à la région de Hassi R'Mel.

Dès que le design proposé en premier lieu est calibré par les données extraits des tests précédent et validé, l'opération de main frac peut se lancer. Cette opération est une série d'étapes qui doit être exécuté avec un haut percions dans un duré de temps limité.

D'abord Les équipements et les installations doivent résister aux pressions atteintes lors d'une fracturation. Alors, une série de tests sur les installations. Les principales installations qui doivent être testées sont :

- Les conduites
- Les sorties de pression des unités de pompage
- Les vannes de décharge et Les vannes de contrôles des pompes (les pops offs)

- La tête de puits
- Le Tree-Saver
- Le tubing
- L'espace annulaire
- La soupape de surpression (pressure relief valve)
- Le Packer

En second lieu, Un gel linéaire est généralement employé (pré-pad), ce tampon de fluide est injecté à faible débit. Il a pour but d'amorcer les pompes et remplir le puits dans le cas où le niveau statique de celui-ci est bas.

Après, Le pad volume est injecté dans le but de créer une fracture avec la géométrie stimuler. La pression nécessaire à rouvrir la fracture est appelée pression de réouverture de la fracture (RFP), elle est généralement inférieure à la pression de fracturation établie pendant les tests de minifrac. Fréquemment durant l'injection du pad les pertes de charge empêchent l'extension longitudinale de la fracture.

Une fois que les valeurs souhaitées des dimensions de la fracture créée sont atteintes, l'acide est pompé dans des cycle et enfoncé dans la fracture pour graver les parois de la fracture afin de créer une conductivité de fracture. Le nombre des cycles change selon le besoin, chaque cycle est consitute d'une composition des acide pur, gélifié, réticulé ou émulsifié pour maintenir la largeur de la fracture et minimiser les fuites de liquide et suivi par un volume de pad.

Ensuite, généralement un volume d'acide spécial (X-tend de Halliburton ou CFA DE Schlumberger...) est injecté avec un régime matriciel. cette étape permet une pénétration plus profonde de l'acide vivant dans la formation et augmentant le contact stimulé avec le réservoir par rapport aux systèmes HCl conventionnels.

Puis, Un gel linéaire est pompé pour déplacer le mélange précédent dans la formation. Le volume de chasse est Variable en fonction de la taille de la complétion et de type des fluides déjà utilisé.

En dernier lieu, l'arrêt de l'injection et fermeture du puits, A partir de ce moment, on observe le déclin de pression jusqu'à ce que la pression de fond soit inférieure à la pression de fermeture (FCP mini frac). L'enregistrement du déclin continu jusqu'à ce la pression en surface soit sécurisé pour désinstaller les frac stacks. La pression au fond devient plus faible que les contraintes in situ (FCS) cela enclenche le processus de fermeture de la fracture.

Enfin, dégorgement et mise en production du puits; Il faut tenter d'évacuer au mieux non seulement le fluide de traitement contenu dans le puits et dans la fracture mais encore le fluide qui a filtré dans la formation.

1.4.9 Comparaison fracturation acide et fracturation propane

La principale différence entre la fracturation à l'acide et la fracturation par soutènement réside dans la manière dont la conductivité de la fracture est créée. Dans la fracturation par soutènement, un agent de soutènement est utilisé pour maintenir la fracture ouverte une fois le traitement terminé, tandis que la fracturation acide repose sur la dissolution de la roche pour créer des canaux qui composent les parois de la fracture, permettant ainsi aux hydrocarbures de s'écouler. La roche doit être partiellement soluble dans l'acide pour que des canaux puissent être gravés dans les parois de la fracture. De plus, la fracturation à l'acide est généralement effectuée sans agent de soutènement, donc le risque de screenout est annulé. La fracturation acide est généralement utilisée dans les formations tight, tandis que la fracturation par soutènement est utilisée dans les formations à des contraintes de fermeture et de température de réservoir élevées. Les deux techniques peuvent être utilisées en combinaison pour obtenir des résultats de production optimaux, et le choix de la technique appropriée dépend des caractéristiques de la formation traitée. La fracturation acide et la fracturation par soutènement peuvent toutes les deux être utilisées pour stimuler les réservoirs carbonatés, mais elles ont des mécanismes et des résultats différents. La fracturation acide est souvent la technique préférée pour les réservoirs de carbonate, car ce sont généralement des formations tight et elles sont plus solubles aux acides. En revanche, la fracturation par soutènement peut être utilisée dans les réservoirs carbonatés où la roche est plus dure, ce qui signifie que les contraintes horizontales minimales sont plus importantes et dans le cas où la formation est moins soluble aux traitements acides. Étant donné que les réservoirs de calcaire sont ductiles, une faible contrainte effective sur la fracture est nécessaire pour maintenir une conductivité de fracture adéquate pendant toute la durée de vie du puits. Dans les réservoirs calcaires profonds, dans lesquels des problèmes existent avec une température de fond élevée et une contrainte effective élevée sur la fracture, des fluides à base d'eau avec des agents de soutènement peuvent être utilisés avec succès pour stimuler la formation. Dans les réservoirs dolomitiques profonds qui sont moins ductiles que les calcaires, la fracturation acide peut fonctionner de manière satisfaisante ; cependant, la fracturation de l'agent de soutènement avec des fluides à base d'eau peut également fonctionner. Lorsqu'il est décidé de stimuler un réservoir carbonate, les coûts et les avantages d'un traitement par fracture acide doivent être comparés à un traitement par fracturation par soutènement. Il ne faut pas supposer que la fracturation acide fonctionne toujours mieux, car la formation est un carbonate.

Tableau 1.3. Acid Fracturing & Prop Fracturing Comparison

Considerations	Acid Frac	Prop Frac
Mineralogy (Carbonate / Sandstone)	>70% Carb.	Carb. & Sand.
Temperature Constraints		
Limestone	<~350F	<450F**
Dolomite	150F to 350F	<450F**
Equipment/Treatment complexity	Low	Medium
Risk of screenout	No risk	5-10%***
Risk of proppant flowback	No risk	Yes
Fluid Loss Control	Poor (VDA)	Better
Sensitivity to Natural Fractures	High (MaxCO3 Acid)	High (FiberFRAC)
Residual Damage in Fracture	Typically No	Yes
Fracture Length Achievable	Shorter	Longer
Fracture conductivity achievable	High	Good
Fracture conductivity sustainable	Poor	Good
Competent Rock (E/s) required	High	Medium
Impact of Horizontal Sterilities	High (anhydrite)	No

CHAPITRE 02

Réservoir Carbonaté

2.1. Généralité

Les réservoirs carbonatés contribuent dans la production d'une grande partie du pétrole et de gaz mondial et détiennent plus de la moitié des plus grandes réserves et une partie du pétrole brut de la meilleure qualité.

Les carbonates peuvent présenter des propriétés très variables dans de petites sections du réservoir, ce qui les rend difficiles à caractériser. Ces réservoirs sont généralement très étendus et très épais, ils sont caractérisés par une porosité et une perméabilité extrêmement hétérogène. Ces hétérogénéités sont dues au large éventail d'environnements dans lesquels les carbonates se sont déposés et à l'altération diagénétique subséquente du tissu rocheux d'origine. L'espace poreux d'une roche carbonatée est le résultat de l'action de plusieurs phases diagénétiques. L'origine de porogénèses ou de poronécroses revient aux facteurs biologiques, dynamiques et physico-chimiques principalement liés à l'enfouissement. Nombre de ces réservoirs carbonatés sont naturellement fracturés et/ou présentent un système de porosité secondaire étendu et extrêmement complexe. Prévoir avec précision les quantités et les types de porosité, localement pour le développement des champs et régionalement pour les pièges stratigraphiques, est un défi majeur.

Les types de roches des réservoirs carbonatés sont principalement constitués de calcaire ou de craie, composés de deux minéraux, la calcite (CaCO_3) et la dolomie, composée principalement de dolomite $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$.

Les carbonates proviennent des squelettes calcaires des organismes, formant des sédiments bioclastiques. Ces fragments sont cimentés par le carbonate précipité dans l'eau. La plupart des organismes vivaient sur le fond dans des eaux marines peu profondes, où des algues étaient présentes. Cependant, après leur mort, les organismes ont pu tomber à une plus grande profondeur et s'accumuler. En dessous d'une certaine profondeur (4 000 à 6 000 m), tous les carbonates sont dissous en raison de la forte pression. La plupart des réservoirs de pétrole et de gaz carbonatés sont riches en calcite. Cependant, sous l'effet des activités géologiques et géochimiques, la dolomite peut se former en remplaçant le calcium de la composition calcaire par du magnésium dans le fluide interstitiel dans l'environnement de dépôt. La principale différence entre les réservoirs de carbonates et les réservoirs clastiques est que le dépôt clastique nécessite le transport de grains vers le bassin sédimentaire, alors que les carbonates prennent naissance dans le bassin de dépôt.

2.2. Minéralogie des roches carbonatée

Les principaux composés minéraux constituant les roches carbonatées sont la calcite pour les calcaires proprement dits, l'aragonite et le minéral dolomite, en proportions croissantes à travers les calcaires magnésiens et les dolomites.

Pourtant, une compréhension approfondie des termes calcite, aragonite et dolomite est d'une importance fondamentale pour la plupart des études sur la corrélation et la genèse des roches carbonatées.

2.2.1 La calcite (CaCO_3)

Ce minéral est largement répandu dans les roches sédimentaires (et dans une moindre mesure dans les roches métamorphiques). Il se distingue par ses plans de clivage non orthogonaux et sa couleur claire. En raison de sa composition chimique, il présente une solubilité élevée et est particulièrement sensible à l'attaque acide. Lorsqu'il est exposé à l'acide chlorhydrique, il produit une effervescence intense (libération de CO_2). Cette caractéristique est utilisée pour détecter la présence de ce minéral dans une roche.

La calcite a plusieurs formes cristallines, voir la figure sous-dessus. En haut : des formes rhomboédriques, qui peuvent être plus plates ou plus aiguës. Fig 6: une forme prismatique. Fig 5: une forme scalénoédrique, similaire à une double bipyramide mais formée par la combinaison de triangles scalènes. Fig 4 : une forme tabulaire. Ce ne sont là que quelques exemples parmi les plus courants, car on connaît plus de 400 formes cristallines différentes pour la calcite.

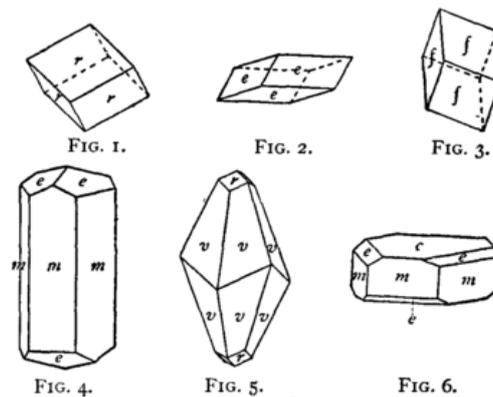


Figure 2.1. Formes cristallines de la calcite [2]

2.2.2 L'aragonite (CaCO₃)

L'aragonite est un carbonate de calcium (CaCO₃) ayant la même formule chimique que la calcite, mais ses ions carbonate sont disposés différemment. L'aragonite et la calcite sont des polymorphes du carbonate de calcium. Elle est plus dure que la calcite et légèrement plus dense, mais comme la calcite, elle réagit vigoureusement à l'attaque d'un acide faible, produisant une effervescence. L'aragonite, moins courante que la calcite qui est la forme la plus stable du carbonate de calcium, est le carbonate le plus instable.

2.2.3 La dolomite [CaMg (CO₃)₂]

La dolomite [CaMg(CO₃)₂] est le deuxième carbonate le plus abondant dans les roches carbonatées après la calcite. Elle tire son nom de Déodat Gratet de Dolomieu (1750-1801), un géologue français qui a décrit ce minéral pour la première fois ainsi que les roches carbonatées des Dolomites, dans le nord de l'Italie, qui portent également son nom. À l'exception de quelques rares dolomites primaires, la dolomite se trouve principalement en tant que minéral diagénétique dans les roches sédimentaires carbonatées (en particulier : la dolomie ou la dolostone).

La dolomite est souvent confondue avec la calcite, d'autant plus qu'ils sont fréquemment présents ensemble dans les roches carbonatées. Cependant, la dolomite est moins soluble que la calcite et sa réaction à l'acide chlorhydrique est beaucoup plus faible.

Les dolomies se présentent généralement sous deux aspects différents : les dolomies à grains fins, caractérisées par une structure litée et des intercalations de lits argileux, et les dolomies grenues, qui se trouvent entre des bancs de calcaire. Les dolomies à grains fins sont qualifiées de dolomies primaires, formées par précipitation directe de cristaux de dolomite, tandis que les dolomies grenues sont dite dolomite secondaire, résultant de la dolomitisation des calcaires.

Les formes de cristallisation de la dolomite sont pratiquement identiques à celui de la calcite.

Remarque

En se basant sur les quantités de calcite et de dolomite présentes, il est possible de classer les roches carbonatées. Si la calcite domine la dolomite, la roche est qualifiée de calcaire. Si c'est l'inverse, la roche est qualifiée de dolomite. Lorsque les pourcentages sont égaux, on parle de roche calcaire dolomitique.

Cependant, il est rare de les trouver exempts d'autres carbonates en tant que composants essentiels, principalement ceux du fer et du manganèse, qui sont

généralement en combinaison isomorphique avec les constituants de l'un ou l'autre des minéraux mentionnés ci-dessus. La proportion de ceux-ci est bien inférieure à celle des autres, mais elle peut parfois atteindre un pourcentage considérable. Lorsqu'ils prédominent, la roche n'est plus un calcaire mais devient un minerai de fer ou de manganèse.

2.3. Classification des roches carbonatées

L'industrie pétrolière connaît plusieurs classifications des roches carbonatées. Les deux systèmes de classification les plus courants pour les roches carbonatées sont ceux de (Folk R. L., 1959) et de (Dunham, 1962).

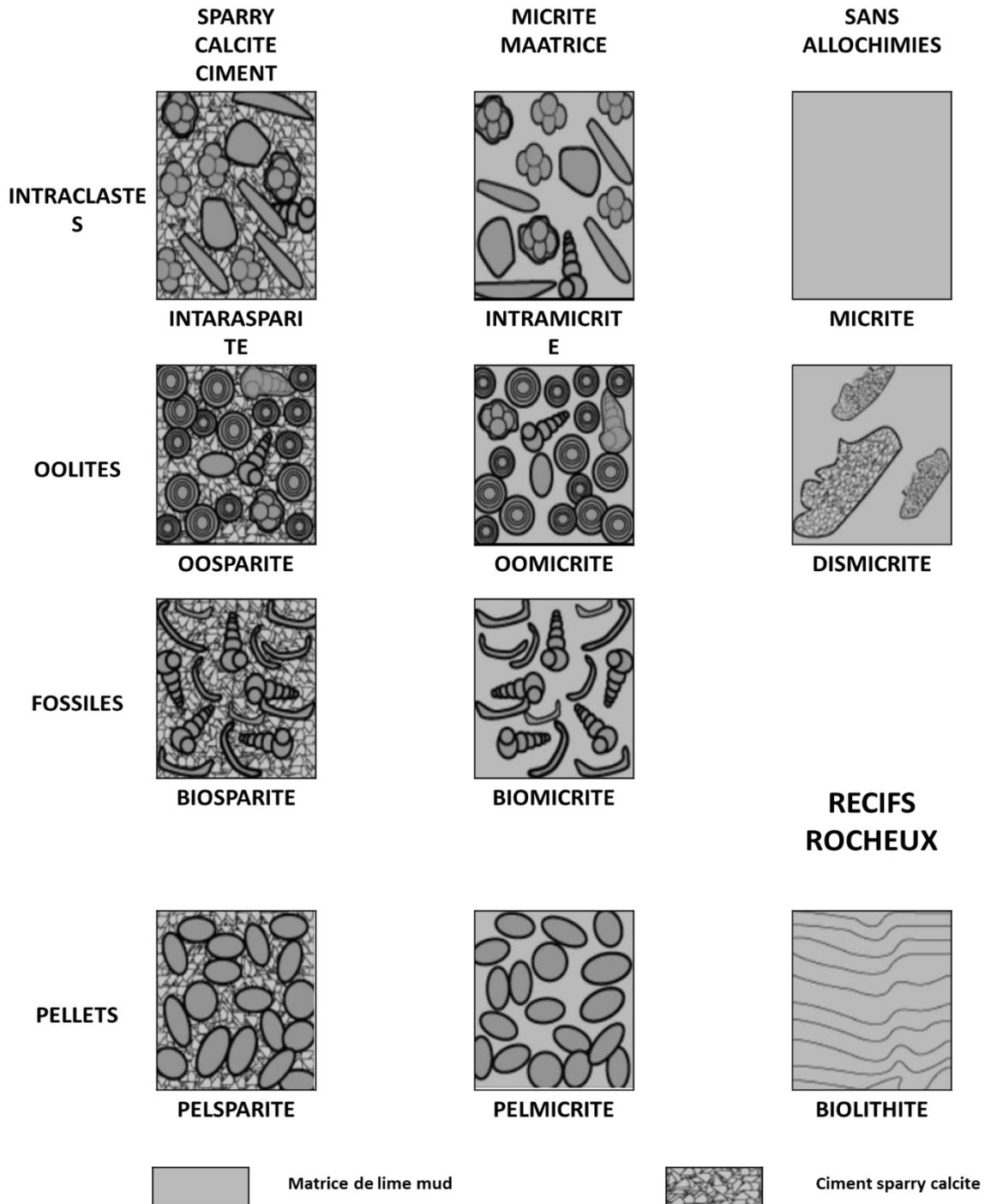


Figure 2.2.C.G.St.C.Kendall, 2005 schema [35]

((Folk R. L., 1959), (Folk L. R., 1962)) a défini une méthode de classification des roches carbonatées basée sur l'analyse pétrographique de coupes minces. Le système de classification principal est illustré à la figure ci-dessus :

Ce système est basé sur deux composantes principales, la matrice et les allochtones (grains). Une distinction est faite entre quatre types différents d'allochems, ainsi que ceux dépourvus d'allochems ou de constructeurs de récifs. Dans ce système, le matériau de la matrice, qu'il s'agisse soit de sparry ou bien de micrite calcite ciment est utilisé comme division principale.

En revanche, la classification de (Dunham, 1962) et ses modifications par (Embry & Kolvan , 1971) et (James , 1984) est également basé sur les attributs texturaux, mais uniquement ceux acquis pendant le dépôt ; ce qui signifie que les ciments sont exclus. Pour cette raison, son schéma peut être mieux adapté aux descriptions de roches qui utilisent une loupe ou un microscope binoculaire comme il est présenté dans la figure ci-dessous :

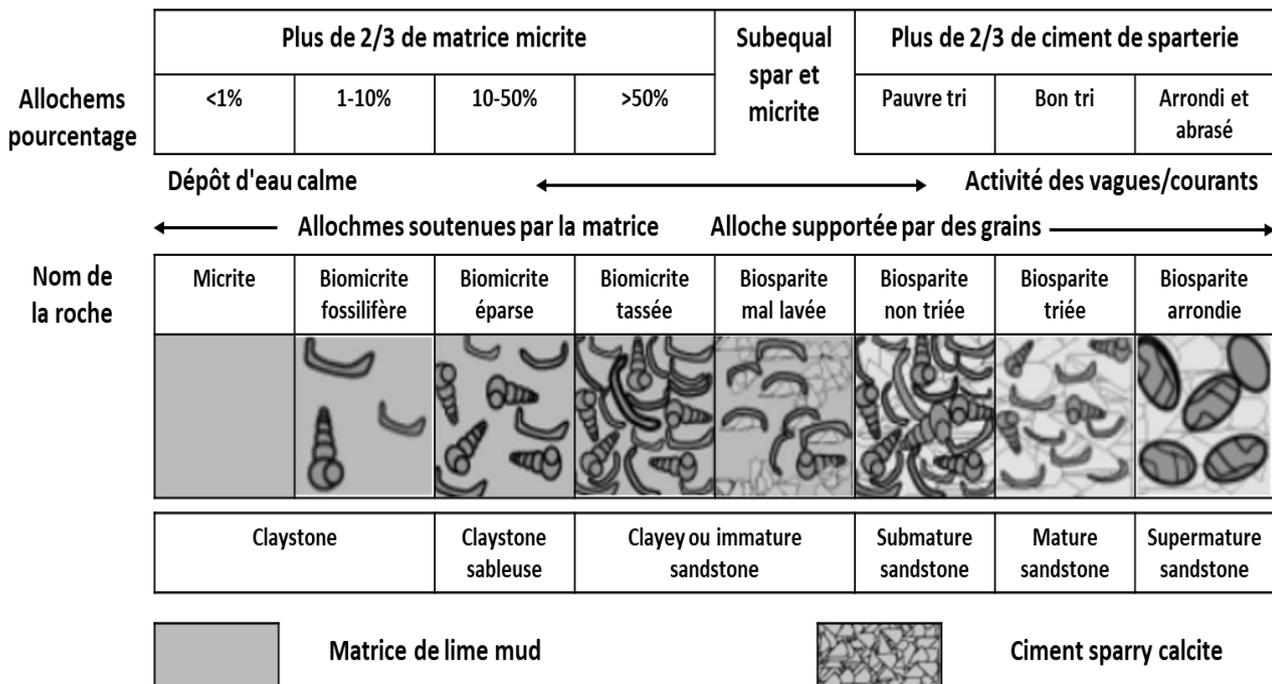


Figure 2.3.C.G.St.C.Kendall, 2005 schéma [35]

Ce schéma s'applique davantage aux affleurements, aux échantillons manuels et aux carottes de forage. Son schéma utilise trois éléments de base :

- La proportion de boue,
- Le pourcentage de grains,
- La présence d'un organique agents liants pendant le dépôt,

Le choix d'utilisation d'une de ces deux méthodes est relié à l'intensité principale de l'utilisation. Si, la concentration est sur le terrain et l'affleurement, Dunham est le choix idéal. Alors que, si l'accent est mis sur la pétrographie et les coupes minces, Folk est le choix le plus logique. Et si vous incorporez des travaux d'affleurement et de microscopie, vous pouvez utiliser les deux schémas avec des références croisées pour les noms de roches.

Texture De Dépôt Reconnaissable				Composants liés ensemble lors de la disposition	Texture de dépôt non reconnaissable
COMPOSANTS NON LIES ENSEMBLE LORS DE LA DISPOSITION		Grain soutenu			
Contient de la boue		Grain soutenu			
Boue soutenue (clay et fine silt)		Grain soutenue			
<10% grains	> 10% grains	> 10% boue	< 10% boue		
Mustonde	Wackestone	Packstone	grainstone		

Figure 2.4. Dunham's (1962) depositional classification of carbonate rocks scheme

2.4. Stimulation de réservoir carbonaté

La plupart des puits situés dans des réservoirs carbonatés sont stimulés. La productivité des réservoirs carbonatés peut être améliorée par la stimulation acide car les roches carbonatées sont solubles dans la plupart des acides. Par exemple, une quantité d'HCL de 1000 gallons à une concentration de 15 % dissolvent 900 kg de matériaux carbonatés.

La stimulation acide est divisé en deux major méthodes ; l'acidification matricielle ou bien la fracturation acide. Dans les roches dures et à faible contrainte de confinement, la fracturation acide peut donner de meilleurs résultats que l'acidification matricielle, elle vise à créer une fracture d'une pénétration substantielle dans le réservoir. En revanche, la fracturation acide est moins efficace dans les roches à haute perméabilité, à forte contrainte de confinement ou dans les roches tendres, qui conduit à l'acidification matricielle, qui implique l'injection de fluides à des pressions de sous-fracturation. Pour

un puits spécifique et un volume d'acide donnés, l'une de ces méthodes donne de meilleurs résultats que l'autre. Ce résultat dépend de la minéralogie du réservoir et de l'existence de fractures naturelles, mais il semble être insensible à la perméabilité du réservoir, selon un vaste ensemble de données présenté par (Burton, Nozaki, Zwarich, & Furui, 2018), tant que le réservoir est suffisamment perméable pour permettre l'injection de la matrice. Le résultat des opérations de fracturation acide est en revanche très sensible à la perméabilité du réservoir. En général, la stimulation par fracturation est effectuée dans des réservoirs de perméabilité plus faible. On déduit que l'acidification matricielle est plus efficace dans le cas d'un puits dans des réservoirs carbonatés de haute perméabilité alors que la fracturer à l'acide est mieux pour les puits dans les carbonates de faible perméabilité.

Quelle que soit la technique utilisée, le but de l'acide est d'augmenter la perméabilité ou la conductivité en dissolvant soit la roche du réservoir, soit les matériaux qui causent des dommages dans la roche. Le résultat est quelque peu proportionnel au volume d'acide injecté. L'acide chlorhydrique est le principal acide utilisé, mais plusieurs autres types et de nombreux aditifs sont utilisés pour répondre aux exigences des conditions spécifiques du puits ou du réservoir. Il existe une combinaison de paramètres, parmi lesquels la perméabilité, la contrainte de confinement, les propriétés géo mécaniques des roches, les conditions du réservoir et les résultats souhaités, qui peut être utilisée comme critère pour décider laquelle de ces techniques convient le mieux pour chaque cas.

N'est pas évident et n'existe pas encore dans l'industrie pétrolière, un critère pour sélectionner la meilleure méthode de stimulation entre la fracturation acide et l'acidification de la matrice. Plusieurs opérations de fracturation acide ont signalé des résultats insatisfaisants lorsqu'une opération d'acidification de la matrice avait déjà été effectuée sur le même puits. [66]

2.5. Formation des réservoirs carbonatés dans Algérie

Le modèle géologique retenu par les études actuelles d'exploration suggère un environnement marin relativement profond, caractérisé par une faible énergie et une abondance de foraminifères planctoniques. Les sédiments déposés dans ce milieu seraient des dépôts de plate-forme provenant d'eaux peu profondes, contenant des débris de coquilles de mollusques transportés par des courants de turbidité de pente.

Cette observation exclut probablement un environnement de dépôt peu profond caractérisé par des variations rapides de faciès dans les directions horizontale et verticale.

Les dépôts ont été fortement cimentés ultérieurement, subissant une fracturation post-dépositionnelle et diagénétique, avec certains des fractures également cimentées.

L'observation de vacuoles dans les carottes suggère des périodes de dissolution causées par des fluides acides, probablement d'origine météorique, qui ont pu circuler le long des fractures ou suite à une émergence.[49]

2.6. Réservoir de HASSI R'MEL

2.6.1 Généralité

Comme mentionné dans les sections précédentes, les réservoirs carbonatés contiennent un pourcentage très élevé des réserves mondiales d'hydrocarbures. Bien que l'Algérie dispose de vastes réservoirs gréseux, il ne faut pas négliger le potentiel des formations carbonatées. Ces dernières se situent principalement dans le nord du pays, où la tectonique est très complexe. Récemment, l'exploration de ces réservoirs a commencé, notamment dans les champs de Tiaret, Baydh, Constantine et Hassi-R'mel. Dans la suite, nous allons nous concentrer sur le champ d'Hassi R'mel, son historique et sa stratigraphie.

Hassi-R'mel est l'un des premiers champs à avoir été explorés, où des puits ont été spécifiquement forés pour exploiter ce réservoir. Cependant, dans autres puits la production de la couche gréseuse a été abandonnée en raison du déclin de la pression. Par la suite, dans les mêmes puits, l'exploitation de la couche située au-dessus, la couche carbonatée, a été entreprise.

Le gisement de Hassi R'mel a été découvert en 1956, HR1 est le premier forage a été réalisé. Il est devenu opérationnel en 1961 et est considéré comme l'un des gisements les plus importants en Algérie en termes de réserves. Il est un gisement de gaz à condensat avec un anneau d'huile sur sa périphérie Est et Sud. Initialement, la production provenait principalement de trois niveaux gréseux du Trias et récemment de niveau carbonaté du Lias.

Le champ de Hassi R'mel. Il est situé sur une superficie d'environ 3500 Km². Il se trouve à environ 550 km au Sud de la capitale Alger, à 100 km au Nord-Ouest de la ville de Ghardaïa et à 80 km au Sud-Est de la ville de Laghouat. Alors que l'altitude moyenne de la zone est de 750 m du niveau de la mer.

D'un point de vue géologique, le champ de Hassi R'mel est situé au centre de la partie Nord de la plateforme saharienne et dans le Nord-Ouest du bassin triasique. Il présente une structure de forme anticlinal elliptique allongée en direction NNE-SSW, qui est greffée sur un relief paléozoïque érodé jusqu'au Cambro-Ordovicien. Il est limité:

- Par les chaînes de l'Atlas Saharien du Nord.
- Par le bassin de Béchar À l'Ouest.
- Par les zones hautes de Djemaa –Touggourt À l'Est.

- Parle Bassin d'Oued Mya Au Sud.

2.6.2 Stratigraphie

Voici la colonne stratigraphique de la région, présentée de bas en haut. La couverture sédimentaire de la région est principalement méso-cénozoïque, avec une épaisseur variant de 2000 à 2300 mètres.

2.6.2.1. Le socle précambrien

Se compose de grands éléments de granite fracturé, de couleur rose et orange.

2.6.2.2. Paléozoïque

2.6.2.2.1. Cambrien

Le cambrien est identifié par repos des dépôts fins d'origine marines de l'Ordovicien sur le socle cristallin. Il a été subdivisé en quatre lithozones selon l'hétérogénéité de fins a grossiers, résultant de grano-décroissante, à nombreux feuillets argileux.

Entre le cambrien et l'ordovicien il présent une zone de transition, cette zone est formée de grès fins plus ou moins quartzifiés, d'argiles noires silto-micacées et les Tigillites sont abondant

Le Cambrien est une période géologique située entre le socle cristallin à sa base et les dépôts fins d'origine marine de l'Ordovicien.

Il se caractérise par une séquence granulométrique décroissante comprenant des niveaux des grès quartzitiques hétérogènes, allant des fines aux grossières. Ils présentent un ciment siliceux abondant et de nombreux feuillets d'argile. Cette succession de matériaux a été subdivisée en quatre lithozones distinctes.

À la partie supérieure de la séquence cambrienne, on observe une zone de transition entre le Cambrien et l'Ordovicien. Cette zone se caractérise par une alternance de grès fins, plus ou moins quartzifiés, et d'argiles noires silto-micacées. Les tigillites sont également présentes en abondance dans cette zone.

Ainsi, le Cambrien est une période géologique définie par sa position stratigraphique et ses caractéristiques lithologiques distinctes. Les dépôts cambriens dans la région sont marqués par des grès quartzitiques, des couches argilo-silteuses et une zone de transition avec l'Ordovicien comprenant des grès fins et des argiles noires.

1. Zone R3 : Il s'agit d'une zone non productive caractérisée par la présence de grès grossiers à conglomératique.

2. Zone R2 : Cette zone est principalement constituée de grès argileux anisométriques et est considérée comme un réservoir secondaire. Son épaisseur est de 100 mètres.
3. Zone Ra : Cette zone est composée de grès quartzite avec une épaisseur variant de 0 à 120 mètres. Elle est subdivisée en trois ensembles granulométriques distincts : Zone grossière inférieure ; Zone fine médiane ; Zone grossière supérieure
4. Zone Ri : Cette zone est caractérisée par la présence de grès quartzites isométriques, qui sont généralement massifs et de granulométrie fine à moyenne. Ces grès sont bien classés et présentent un ciment argileux siliceux. On observe également une présence abondante de Tigillites dans cette zone.

2.6.2.2.2. L'Ordovicien

L'Ordovicien se présente sous la forme d'une méga-séquence qui témoigne de la première incursion marine dans la région. Il présente dans l'Ouest du champ est entièrement détritique, avec une épaisseur importante de 150 mètres. Il convient de noter que certains puits de Hassi R'mel ne parviennent pas à atteindre le Cambro-Ordovicien. Cette séquence stratigraphique est composée des quartzites et d'argile.

En raison de l'érosion, certains dépôts paléozoïques ont été entièrement érodés à travers toute la plateforme saharienne, laissant des affleurements dispersés à différents endroits. Certains exemples de ces dépôts paléozoïques incluent le Dévonien et le Silurien, qui n'a été identifié qu'au nord-ouest du champ.

2.6.2.2.3. Silurien

Il est caractérisé par la présence d'argiles noires indurées contenant des graptolites. Il a une épaisseur de 350 mètres.

2.6.2.2.4. Dévonien

Il est principalement constitué d'argiles, avec des passées de grès. Son épaisseur varie de 0 à 10 mètres.

2.6.2.3. Mésozoïque

Les dépôts mésozoïques reposent sur les dépôts paléozoïques en discordance hercynienne.

2.6.2.3.1. Trais

Les dépôts triasiques de Hassi R'Mel sont représentés par les séries inférieures, le Trias argileux gréseux (TAG) et le Trias argileux. Ils reposent en discordance sur le Cambro-Ordovicien, et sont recouverts par une couche significative salifère d'âge Lias.

- a) Série inférieure : elle est présentée par une alternance d'argile avec des passées de grès argileux. Cette série inclut également un épisode d'épanchement volcanique qui s'intègre dans la série inférieure.
- b) Trias Argilo- gréseux (TAG) : La formation de Hassi R'Mel est composée des trois niveaux producteurs gréseux: A, B et C. Les niveaux A et B sont principalement constitués de grès fins à moyens, tandis que le niveau C est caractérisé par des grès grossiers.
 - Le niveau C : est caractérisé localement par des grès grossiers très peu cimentés contenant des conglomérats, des galets, du quartz et des débris charbonneux.
 - Niveau B : est composé de grès très argileux et anhydritiques. Il est particulièrement présent dans la zone centrale du champ.
 - Niveau A : est composé de grès fins à très fins, qui sont argileux et présentent une forte cimentation anhydritique.
- c) Trias Argileux : est subdivisé dans sa partie médiane par un banc dolomitique appelé D2, ce qui le divise en Trias Argileux Inférieur et Trias Argileux Supérieurs. Ce D2 marque la transition entre le Trias et le Lias. Cette formation est principalement composée d'argiles indurées de couleur brun chocolat, avec des intercalations de filonnets d'anhydrite et de sel.

2.6.2.3.2. Le Jurassique

Le Jurassique a une épaisseur moyenne de 1100 mètres et comprend quatre formations lithologiques, qui sont, de bas en haut :

Le Lias est composé de quatre ensembles lithologiques distincts :

- Le Lias salifère (I, II, III et IV),
- Le Lias anhydritique,
- Le Lias carbonaté,
- Le Lias marneux.

Le niveau dolomitique est déterminé par ces repères. Le repère dolomitique D2 représente la transition entre le salifère IV et l'argileux, tandis que le repère dolomitique D1 se situe entre les salifères I+II et le salifère III.

Le Dogger : Il est constitué de calcaire dolomitique et argile. Il est composé de deux formations :

- Le Dogger lagunaire,
- Le Dogger argileux.

Le Malm : est caractérisé par des grès et des argiles versicolores avec des bancs de lignite, ainsi que des calcaires cristallins. Il peut parfois être argileux et contenir de la dolomie grise argileuse. Au centre du champ, il présente une composition détritique.

2.6.2.3.3. Crétacé

Néocomien : Il est caractérisé par une alternance d'argiles et de grès.

Le Barrémien : Il est principalement constitué de grès fins à grossiers avec un ciment argileux ou carbonaté, ainsi que d'argiles plastiques sableuses versicolores. Il est totalement absent dans la partie nord du champ.

L'Aptien : Au Sud, il est formé de marnes gréseuses avec des passées de grès argileux. Au Nord, il devient dolomitique, de couleur beige à rosâtre, avec des argiles. Le gypse est présent par endroits.

L'Albien : est formé essentiellement de grés et subdivisé en deux séries :

Une est de grés fins rouges, roses ou beiges avec ciment calcaire ou argilo-dolomitique à intercalation d'argiles versicolores généralement de sable. La deuxième série est gréseuse et sableuses fines, vers la base devenant plus argileux et gypseux.

Le Cénomaniens : il est de dolomie cristalline à intercalation d'argiles versicolores et de calcaires dolomitiques.

Le Turonien : il est constitué de dolomies cristallines blanches ou beiges, vacuolaires et fissurées par endroit.

Le Sénonien : il est formé essentiellement par des calcaires dolomitiques. À la base, apparaissent la dolomie fissurée à niveaux siliceux par endroit.

2.6.2.4. Le Cénozoïque

Le cénozoïque repose sur les formations mésozoïques en discordance. Il a été affecté par une érosion intense, il est représenté par les formations Mio-pliocène qui composée d'une croûte calcaire et une série argilo – gréseuse.

ERE	SYS	ETAGES	Ep. moy	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE		
CENOZOÏQUE	NEOGENE	CROUTE HAMMADIENNE	100	Croute calcaire et série argilo-gréseux		
		MOI-PLIOCENE				
MESOZOÏQUE	CRETACE	SENONIEN	40	Calcaire à silex		
		TURONIEN	40	Dolomie vacuolaire		
		CENOMANIEN	100	Calcaire et argile		
		CONTINENTAL INTERCALLAIRE	ALBIEN	220	Grès fins, friables, à passées d'argile	
			APTIEN	20 à 30	Dolomie gréseuse, marne et argile.	
			BARREMIEN	35	Grès fin à grossier, à ciment carbonaté.	
			NEOCOMIEN	150	Grès à passées d'argile, de calcaire et de lignite.	
	JURASSIQUE	MALM	600	Carbonates, grès et argile.		
		DOGGER	ARGILEUX	100	Calcaire dolomitique et argile.	
			LAGUNAIRE	120		
		LIAS	MARNEUX	130	Marnes et calcaire.	
			CARBONATE		Calcaire à passées d'argile et d'anhydrite.	
			ANHYDRITIQUE	80	Anhydrite massive.	
			SALIFERE I + II	300 à 400	Sel massif à passées d'argile, et repère D1 (dolomie)	
			SALIFERE III		Sel à passées d'argile	
			ARGILEUX	15	Argile plastique, et repère D2 (dolomie)	
		SALIFERE IV	0 à 70	Sel à passées d'argile		
	TRIAS	TRIAS ARGILO-GRESEUX	ARGILEUX	40	Argile plastique	
			ARGILO-GRESEUX	A	120	Grès fins à moyens, à ciment plus ou moins argileux, anhydritique, à intercalations d'argile brune.
				B		
C						
SERIE INFERIEURE	0 - 30	Andésite, argile et passées de grès argileux				
PALEOZOÏQUE	DEVONIEN	0 à 10	Argile à passées de grès			
	SILURIEN (Gothlandien)	350	Argile noire indurée à Graptolites			
	ORDOVICIEN	150	Quartzites et argile			
	CAMBRIEN	R1	250	Grès quartzitique à tigillite		
		RA		grès quartzite anisométrique		
R2		grès anisométrique, argileux.				
R3		grès grossier à conglomératique				
précambrien	SOCLE		Eléments de granite fracturé, rose à orange. ferromagnésiens.			

Figure 2.5. Colonne stratigraphique de Hassi R'mel (puits Acide Frac Hassi R'mel)

2.6.3 Migration et piégeage des hydrocarbures

La roche mère principale du bassin est des argiles à graptolites du Silurien radioactif. Ces argiles possèdent des caractéristiques géochimiques remarquables, notamment une teneur en carbone organique total initiale moyenne de 11%. Cette roche est considérée comme une excellente roche mère, avec une présence d'huile à l'est du périmètre et de gaz humide et condensat au sud.

Dans certaines zones profondément enfouies, ces argiles évoluent vers la phase gazeuse. Malgré l'érosion de ces argiles dans cette partie du bassin d'Oued Mya, elles auraient contribué à l'alimentation de nos réservoirs à partir de zones éloignées.

La migration des hydrocarbures semble avoir eu lieu sur de longues distances. Les argiles d'El Gassi et les argiles d'Azzel de l'Ordovicien sont considérées comme des roches mères secondaires, impliquées dans ce processus de migration.

Les principaux réservoirs du bassin d'Oued Mya sont formés par les grès fluviaux du Trias, en particulier l'unité de la série inférieure qui se trouve au centre du bassin et au sud de Hassi R'mel.

Les carbonates dolomitique (Lias) sont maintenant considérés comme des objectifs principaux après le déclin de pression dans les couches gréseuses, dans les puits d'exploration de LD-2.

Ainsi que Les grès quartzitiques de l'unité des quartzites de Hamra (Ordovicien) sont des objectifs secondaires.

Les réservoirs triasiques sont recouverts à l'échelle régionale par des évaporites du Trias (salifère S4) et du Lias (niveaux S3 à S1). En ce qui concerne les réservoirs paléozoïques, leur couverture est assurée par des séries argileuses intercalées.

Selon les études de (citées dans l'étude sismique de western Geco en 2001, 1998), la génération et l'expulsion des hydrocarbures se sont faites à partir du Crétacé supérieur. L'alimentation des réservoirs s'est effectuée par les failles préexistantes pendant l'orogénèse autrichienne, et/ou par migration latérale le long des drains formés par les niveaux perméables.

2.6.4 Evaluation pétro-physique de réservoir LD-2

Comme dit précédemment dans la section (1.2), les paramètres pétro-physiques sont très importants dans l'étude d'un réservoir bien que dans la fracturation à l'acide.

La majorité des recherches pétrolières s'est concentrée sur la Plate-forme Saharienne, qui abrite de nombreux réservoirs liés aux périodes géologiques du

Paléozoïque et du Mésozoïque. Ces recherches ont classé les réservoirs en fonction de leur porosité, en utilisant des catégories de porosité effective : élevée, au-dessus de 18 % ; moyenne entre 18 % et 12 % ; faible entre 12 % et 6 % ; et très faible en dessous de 6 %.

Le niveau LD-2 de la région de Hassi R'mel présente une complexité tectonique et se caractérise par son hétérogénéité. Par la suite, nous allons évaluer ce niveau à partir des sept puits (P-01, P-02, ... P-07).

Le réservoir LD-2 se subdivise en trois zones à des profondeurs diverses dans les sept puits : partie sommitale, centrale et partie basale. Dans le cas de P-01 les parties sommitale et centrale sont compacts avec une porosité max de 3% et perméabilité presque nul <0.01 mD. Par contre la partie basale présente des porosités moyennes de l'ordre de 10% l'épaisseur de ces parties sont comme suite :

- Partie sommitale : 2125m à 2127m en MD.
- Partie centrale : 2127m à 2130m en MD.
- La partie basale du LD-2 (2130m-2132m) .

P-02 : La partie centrale est dominée par les calcaires dur et compacts ; Par contre les parties sommitale et basale sont principalement calcaire-dolomitique et légèrement argileuse avec les profondeurs suivantes :

- La partie sommitale : 2133m à 2134.5m en MD : Argilo-carbonatée, les porosités sont de l'ordre de 5%.
- La partie centrale :2134.5m à 2137.3m en MD : porosité moyenne 6% ; assez compacte sauf a la côte 2135.5m Net Pay: 0.7m avec les moyennes pétrophysiques suivantes: Porosité : 7% ; Vsh < 5 % ; Sw: 47%.
- La partie basale : 2137.3m à 2139m : Argilo-carbonatée ; une porosité moyenne de 7% est estimée.

Dans le puit P-03, le réservoir LD-2 (2169.7m - 2173.5m MD) est dominé par les dolomies dans la partie centrale et basale. La partie sommitale est majoritairement de la calcite. Un pic de porosité atteignant les 10% à la côte 2171.5m avec un pic de perméabilité de l'ordre de 100 md. Il présent net pay de 2.4m avec porosité effective entre 5% et 10%, correspondant à des perméabilités entre 0.5mD à 100 mD.

Le LD-2 dans le puit P-04 est dominé par la calcite avec présence de 10% dolomie dans la partie basale. Il se subdivise en deux zones contrairement les autres puits :

- La partie sommitale : 2087m à 2090.8m en MD : Argilo-carbonatée, plutôt compact ; les porosités sont de l'ordre de 5%.
- La partie Basale :2090.8m à 2093.5m en MD : porosité moyenne 11% ; un pic de porosité atteignant les 18% à la côte 2091.8m avec une perméabilité 1.12 mD.

Net Pay : 2.4m avec les moyennes pétro physiques suivantes : Porosité : 11%; Perméabilité : 0.56 mD.

P-05 : Le LD-2 est dominé par la calcite avec présence de l'anhydrite dans la partie basale. Les parties sommitale et basale, dans ce puits, sont Argilo-carbonatées, plutôt compact ; les porosités sont de l'ordre de 5%. La partie centrale est dominée par la calcite.

Dans le puit P-06, les parties sommitale et basale sont principalement dolomitiques, la partie centrale est dominée par la calcite ; avec des porosités estimées entre 3% et 12.25%, La porosité maximale est de 6.5% à la côte 2149.8m en MD Avec un pic de perméabilité atteignant 9mD

Dans le dernier puit P-07, Le réservoir LD-2 est dominé par la calcite avec une présence de 15% de dolomie ; la porosité maximum est de 11%; la perméabilité maximum est de 2 mD (à 2155.54m). Il présente un net pay de 1.96m et une porosité moyenne : 8.1%.

En conclusion, cette évaluation a montré que les paramètres pétro-physique de réservoirs LD-2 sont faible qui implique les dernier 4 puits sont des bons candidats pour fracturation à l'acide.

CHAPITRE 03

Modélisation de la demi-longueur et la conductivité de la fracture

3.1. Revue de la littérature

Plusieurs chercheurs ont étudié les divers aspects des modèles de conception de traitement de fracturation acide. Ces modèles servent d'outils pour visualiser la propagation des fractures hydrauliques et aident à décrire l'effet de chaque paramètre de traitement sur le succès final d'un travail de stimulation par fracturation acide.

(Howard, C.C, Fast, & C.R, 1957) Ont publié le premier calcul mathématique pouvant être utilisé pour concevoir un traitement de fracture. Le modèle de (Howard, C.C, Fast, & C.R, 1957) suppose que la largeur de fracture était constante partout, permettant de calculer la zone de fracture en fonction des caractéristiques de la fuite (leakoff) de fluide de fracture de la formation et du fluide de fracturation.

Les modèles 2D les plus couramment utilisés dans la conception du traitement des fractures sont le modèle PKN et le modèle KGD. Ces deux modèles sont utilisés pour déterminer les dimensions initiales de la rupture hydraulique avant injection d'acide. Les modèles PKN et KGD supposent que l'écoulement de fluide dans une fracture est dans la direction de la propagation de la fracture ou de la longueur de la fracture régi par la théorie de la lubrification et la loi de Poiseuille. Ils supposent que la fracture est confinée et qu'il n'y a pas de changement dans la contrainte horizontale, la pression du réservoir et la température.

Entre ces deux modèles classiques, le modèle PKN, du nom de trois chercheurs contributeurs (Perkins & Kern, 1961) et (Nordgren, 1972)) également appelé le modèle en forme de lame ou le modèle en forme de doigt est d'une importance pratique dans l'industrie pétrolière. Ce modèle a été développé par (Perkins & Kern, 1961) et a été amélioré par (Nordgren, 1972). Depuis son introduction, des modèles plus complexes, tels que les modèles pseudo-tridimensionnels P3D ou tridimensionnels planaires PL3D, ont été introduits pour applications pratiques.

Le modèle PKN est un modèle 2D de déformation plane supposé dans le plan vertical où la fracture a une section elliptique à la fois dans les directions horizontale et verticale. Ce modèle est bien connu pour une longue longueur de fracturation, une hauteur limitée mais constante et de petite largeur propagées dans une formation élastique linéaire isotrope homogène caractérisée par le module de Young E , le coefficient de Poisson ν et la ténacité K_{Ic} . Ce modèle a subi plusieurs modifications, le modèle PKN-C qui a été développé en incorporant l'équation de Carter II dans le modèle original pour un bilan matière à débit d'injection constant avec fuite de fluide, la modification de Nolte qui a donné le modèle PKN-N et le modèle PKN- α où la demi-longueur de la fracture est directement proportionnelle au temps de pompage de fluide

de fracturation, ce qui permet d'estimer l'évolution de la longueur de la fracture au fur et à mesure de l'injection.

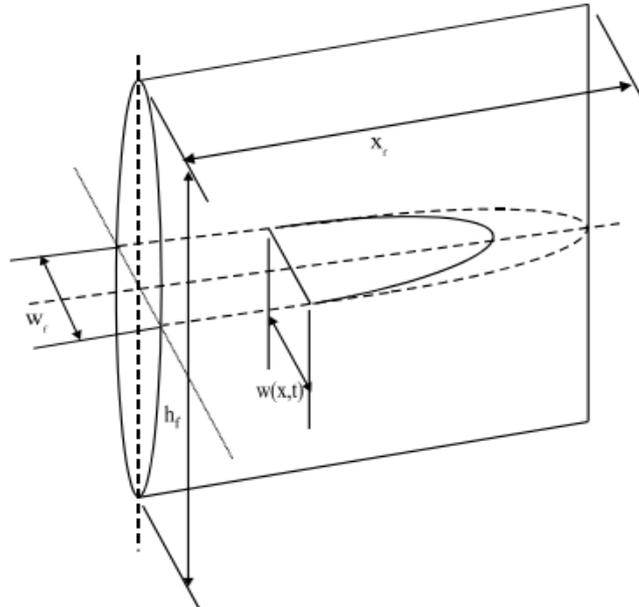


Figure 3.1. Le modèle de fracture PKN

En outre, Le modèle radial Khristianovitch-Geertsma-de Klerk (Khristianovitch, S.A., Zheltov, & Y.P., 1955), (Geertsma & de Klerk, 1969)) suppose un modèle 2D plan-déformation dans un plan horizontal avec une hauteur de fracture constante supérieure à la longueur de fracture. Dans le modèle KGD, une section horizontale elliptique et une section verticale rectangulaire sont supposées où la largeur de fracture est indépendante de la hauteur de fracture et constante dans la direction verticale. Ce modèle a aussi subi les modifications déjà présentés dans le paragraphe ci-dessus qui donne le modèle KGD-C, le modèle KGD-N et le modèle KGD- α .

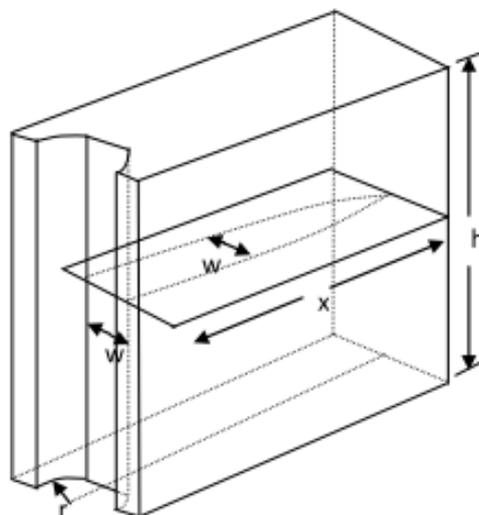


Figure 3.2. Le modèle de fracture KGD

La modélisation de la propagation de fracture acide s'est considérablement améliorée grâce à la technologie informatique et a une meilleure compréhension des données souterraines. Les modèles sont développés principalement pour estimer la longueur de pénétration de l'acide et le profil de la concentration de l'acide et la largeur cavée le long de la fracture en intégrant le modèle de propagation de la fracture avec le modèle de réaction de l'acide.

L'une des premières tentatives de conception de la fracturation à l'acide a été faite par (Williams & Nierode, 1972) ce modèle prédit avec précision la distance de pénétration de l'acide. (Williams & Nierode, 1972) méthode dépendait de la solution analytique de transfert de chaleur pour l'écoulement de fluide entre des parois poreuses parallèles (Terrill, 1965) qui utilise la solution de (Berman, 1953) pour obtenir des profils de vitesse dans les directions x et y , satisfaisant à la fois les équations de continuité et d'équilibre de quantité de mouvement ainsi que l'équation du bilan massique acide, la solution analytique et le nombre de Peclet. L'approche utilisée par (Williams & Nierode, 1972) supposait un fluide newtonien laminaire incompressible, une largeur constante, une vitesse de fuite (leakoff) uniforme, un état d'équilibre et une vitesse de réaction acide infinie aux parois de la fracture.

Suite à ce dernier, (Roberts, 1975) ont utilisé la même approche de (Williams & Nierode, 1972) pour concevoir des opérations de fracturation acide, mais au lieu de supposer une concentration nulle aux surfaces de fracture, ils ont introduit la condition aux limites. (Lo, 1989) ont utilisé l'approche de (Roberts, 1975) en supposant une concentration nulle aux parois de la fracture. Leur contribution majeure a été leur modélisation d'injections multiples de fluides, ce qui est une pratique courante dans les opérations de fracturation acide.

Ensuite, (Settari A. , 1993) a éliminé l'hypothèse d'état stable en introduisant le terme transitoire dans les équations de continuité et de bilan de masse acide. En conséquence, L'effet de wormhole est inclus en faisant varier la vitesse de fuite (leakoff). La méthode de solution développée dans le modèle est similaire au modèle de réaction acide-roche en régime permanent 2D, qui ne considère que les changements de concentration d'acide avec le temps. Après, (Settari, Sullivan, & Hansen, A new two-dimensional model for acid-fracturing design, 1998) ont utilisé ainsi, l'équation de la fonction d'écoulement de (Berman, 1953) pour calculer la distribution de la vitesse d'écoulement le long des directions de la longueur et de la largeur de la fracture ; ces résultats ont ensuite été utilisés pour résoudre le modèle de réaction acide-roche. En 2001, (Settari, Sullivan, & Hansen, 2001) ont introduit un modèle de fracture acide 2D avec des équations discrétisées et résolues le long de la fracture et sur toute sa largeur dans les directions x et y (équation de concentration).

Autre, (Nierode, Williams, & Bombardieri, 1972) Présentent une nouvelle façon de calcul la valeur qui peut être ajoutée à partir de la fracturation acide. Une méthodologie prédisant l'effet de la fracturation acide dans les réservoirs carbonatés a

été développée. Cela tient compte de la géométrie de la fracture et des spécifications des travaux de fracturation à l'acide. Trois modèles ont été développés, deux en 2D et un pseudo en 3D. Ces modèles servent d'outils pour visualiser la propagation des fractures hydrauliques et aident à décrire l'effet de chaque paramètre de traitement sur le succès final d'un travail de stimulation par fracturation acide.

Récemment, (Mahdiyar, Salari, Qajar, & Kalantariasl, 2019) ont présenté un couple de corrélations pour l'estimation de la largeur et de la demi-longueur de la fracture gravée en tenant compte des interactions acide-roche, du réservoir et des paramètres opérationnels. Pour développer et vérifier les corrélations proposées, ils ont utilisé une grande banque de données produite par leur simulateur interne, qui modélise l'écoulement d'acide unidimensionnel à travers une seule fracture hydraulique en tenant compte de la réaction acide-roche et également des fuites (leak-off) de fluide vers la matrice. Les équations gouvernantes sont résolues numériquement en utilisant une approche aux différences finies et les résultats ont été comparés avec un simulateur commercial pour vérification. Il est également expliqué comment les valeurs de largeur de fracture gravée et de demi-longueur de fracture.

Les formations carbonatées sont généralement naturellement fracturées. Dans ce type de formation, l'interaction de l'hydraulique avec les fractures naturelles peut être complexe et elle est rarement prise en compte dans la modélisation des fractures acides. Les modèles de fracturation acide existants ont déterminé la conductivité de la fracture en supposant le flux d'acide et la réaction dans les fractures hydrauliques uniquement, tout en négligeant l'effet de gravure (etching) des fractures naturelles par l'acide et leur contribution à la conductivité globale du système de fracture et l'impact significatif sur l'exécution et les résultats de la conception de la fracture acide. Ainsi, la distance de pénétration de l'acide simulée à l'aide d'un logiciel commercial est généralement plus longue que la distance réelle. Il existe un nombre limité de publications sur la modélisation du processus de fracturation acide dans les carbonates naturellement fracturés.

D'abord, (Dong, et al., 2002) ont établi un modèle pour simuler l'acidification des réservoirs de carbonate naturellement fracturés, constatant que lorsque la largeur de fracture naturelle était supérieure à 0,01 cm, les résultats étaient similaires à ceux des fractures hydrauliques acidifiantes où la surface de fracture était gravée et la création de wormhole minimisée. Lorsque la largeur de fracture naturelle était inférieure à 0,002 cm, les auteurs ont découvert que des wormhole étaient créés et que le processus ressemblait à une acidification de la matrice. Entre les deux, un canal a été créé qui était large près de l'entrée et étroit près de la sortie. Leur modèle décrivait l'acidification d'échantillons de carottes naturellement fracturés.

Ensuite, (Mou, Zhu, D., Hill, & A.D, 2011) ont développé un modèle mathématique, dans lequel la fracture hydraulique est coupée par deux fractures naturelles et l'acide s'infiltré dans la matrice et dans les fractures naturelles. Ils ont

montré que la perte d'acide à travers la matrice était négligeable par rapport à la fuite (leakoff) à travers les fractures naturelles, et la fuite (leakoff) augmentait avec l'augmentation de la largeur des fractures naturelles et de la densité des fractures.

En 2016, (Mou, et al., 2016) ont fourni un modèle qui capture les fuites (leakoff) de fracture acide lorsqu'il est appliqué à des formations naturellement fracturées. Ces chercheurs ont observé que la plupart des fuites (leakoff) se produisaient dans les fractures naturelles, tandis que les fuites (leakoff) dans la matrice étaient négligeables.

Il existe aussi quelques publications sur l'amélioration de l'efficacité de la fracturation acide dans les réservoirs naturellement fracturés, dont beaucoup se concentrent sur l'utilisation de systèmes d'acide viscoélastique avec des déviateurs pour réduire la perte d'acide des principales fractures en comblant les fractures naturelles. (Arangath, et al., 2008), (Jauregui, et al., 2011) (Rahim, et al., 2017); (Williams, et al., 2016); (McCartney, et al., 2017)).

Les recherches s'enchaînent; (A. Ugursal, D. Zhu, & A. D. Hill, 2018) ont développé un modèle pour prédire les performances de fracturation acide dans les réservoirs naturellement fracturés. Le modèle suppose que la fracture principale est coupée par des fractures naturelles symétriques transversales. Le modèle simule le transport d'acide, la réaction acide-roche, l'augmentation de la largeur de fracture due à la gravure (etching) des parois de fracture et la fuite (leakoff) d'acide à travers les fractures naturelles. Le modèle suppose également que le flux dans les fractures naturelles et la fuite (leakoff) dépendent de la pression et changent avec le temps. La concentration d'acide pour les fractures naturelles était basée sur la solution analytique de Terrill; la concentration d'acide dans la fracture hydraulique a été résolue numériquement. On a supposé que l'acide ne s'échappait que par la fracture naturelle. La conductivité est calculée par une corrélation qui tient compte des hétérogénéités de reconnaissance à petite échelle. La conductivité d'une fracture principale s'est avérée inversement proportionnelle au nombre et à la taille de toutes les fractures naturelles.

Puis, (Lurua, Changlinb, Mei, & Desheng, 2018) ont établi un modèle d'écoulement et de réaction de fluide acidifiant en tenant compte de l'effet de fuite (leakoff) multiple de la fracture naturelle, du wormhole et de la matrice selon le principe d'équilibre de réaction en phase liquide et le principe d'équilibre de réaction local après que le changement dynamique de la géométrie de la fracture dans le processus de fracture créé par le fluide prépad a été simulé dans le modèle mathématique pseudo-tridimensionnel classique de propagation de la fracture. Le modèle de fracturation acide prépad considère que l'effet de fuite (leakoff) multiple est plus approprié pour la fracturation acide simulation de réservoirs fracturés et poreux.

Récemment (Aljawad , Schwalbert, Mahmoud, & Sultan, 2020) ont fourni une approche intégrée où les fractures naturelles sont prises en compte à la fois dans la modélisation des fractures acides et de la productivité. Le modèle est dynamique,

intégrant la propagation de la fracture avec le transport réactif d'acide et couplé avec le transfert de chaleur. Le modèle de fracture acide proposé génère la perméabilité du réseau de fractures, qui est ensuite utilisée dans le modèle de productivité. Une étude paramétrique a été menée pour étudier l'impact des fractures naturelles sur la productivité des puits fracturés à l'acide. La conductivité et la longueur de pénétration de l'acide sont les facteurs qui contrôlent la productivité du puits fracturé selon des recherches antérieures. Ces deux facteurs peuvent être conçus pour atteindre une productivité optimale à partir d'un travail de fracture à l'acide.

Par ailleurs, la recherche ciblant l'optimisation de la conception des fractures acides est limitée. (Sevougian, et al., 1987) ont commencé les premières recherches ciblant l'optimisation de la conception des fractures acides. Ils ont formulé une solution pour une conductivité et une longueur de pénétration d'acide optimales. L'approche de conception de fracture unifiée (UFD) a été appliquée par (Ravikumar, et al., 2015) pour optimiser la conception de fracture acide. Dernièrement (Aljawad, et al., 2019) ont illustré que la conception optimale de la fracture acide est une fonction de la perméabilité de la formation, de la minéralogie de la roche, de la profondeur, de la résistance de la roche et du volume de traitement à l'acide. La conception optimale pourrait être accompli à travers différentes conditions de conception. L'augmentation du volume de traitement acide nécessite un taux d'injection d'acide optimal plus élevé. Cependant, (Lotfi, Hosseini, Aftabi, Baghbanan, & Xu, 2021) présentent une méthode de calcul pour optimiser les traitements de fracturation acide. Tout d'abord, les paramètres de géométrie de fracture sont calculés à l'aide des méthodes de conception de fracture unifiées. Ensuite, les paramètres de conception contrôlables sont itérés jusqu'à ce que les paramètres de géométrie de fracture atteignent leurs valeurs optimales. Modèle de propagation de la fracture d'acide

3.2. Modèle de la demi longueur de la fracture d'acide

Lors de la fracturation acide, la géométrie initiale de la fracture est formée par un processus mécanique similaire à la fracturation par soutènement. La géométrie du modèle de propagation de fracturation est basée sur la méthode PKN-C (Rahman, 2010). La demi longueur est déterminée par l'équation (3.1).

$$x_f = \frac{(\bar{w} + 2S_p) \times q_i}{2c_L^2 \times \pi \times h_f} [\exp(\beta^2) \times \text{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1] \quad (3.1)$$

Où :

$\text{erfc}(\beta)$ représente la fonction d'erreur complémentaire

Le coefficient β est représenté par l'équation (3.2)

$$\beta = \frac{2c_L \sqrt{\pi \times t_i}}{\bar{w} + 2S_p} \quad (3.2)$$

Où q_i est le débit injecté, S_p est le spurt loss, h_f est la hauteur de fracture, C_L est le coefficient de fuite, t_i est le temps d'injection et \bar{w} est la largeur de fracture moyenne dans étape de pad qui peut être calculé comme suit :

$$\bar{w} = w_f \frac{\pi}{4}, \quad (3.3)$$

Où la largeur de fracture w_f est représenté par l'équation (3.3).

$$w_f = 9.15^{\left(\frac{1}{2n+2}\right)} \times 3.98^{\left(\frac{n}{2n+2}\right)} \times \left[\frac{1+2.14n}{n}\right]^{\left(\frac{n}{2n+2}\right)} \times k^{\left(\frac{1}{2n+2}\right)} \times \left(\frac{q_i^n h_f^{1-n} x_f}{E'}\right)^{\left(\frac{1}{2n+2}\right)} \quad (3.4)$$

$$E' = \frac{E}{(1-\nu^2)} \quad (3.5)$$

Où n et k sont les paramètres de la loi de puissance, q_i est le débit d'injection, h_f est la hauteur de la fracture, x_f est la longueur de la fracture, E' est le module de young modifié, il est calculé à l'aide de l'équation (3.6).

$$E' = \frac{E}{(1-\nu^2)} \quad (3.7)$$

La condition de convergence est de minimiser l'équation (3.8). Elle est de l'ordre de 10^{-10} . Ce processus se poursuit jusqu'à ce que la demi-longueur finale soit atteinte.

$$abs\left(\frac{x_f^{k+1} - x_f^k}{x_f^{k+1}}\right) \times 100 \quad (3.9)$$

Pour obtenir la longueur de pénétration d'acide dans la formation, l'équation suivante est utilisée (Economides M. J., 1992) :

$$X_{af} = u_x \frac{w_f^2}{4D_{eff}} \quad (3.10)$$

Où D_{eff} est le coefficient de diffusion d'acide efficace, w_f est la largeur de la fracture déjà calculée, u_x représente la vitesse de pénétration de l'acide dans la direction de plan $(h_f x_f)$. Elle est estimée par l'équation (4.13).

$$u_x = \frac{q_i}{2\Gamma w_f h_f} \quad (3.11)$$

$$\Gamma = \frac{\pi}{4} \quad (3.12)$$

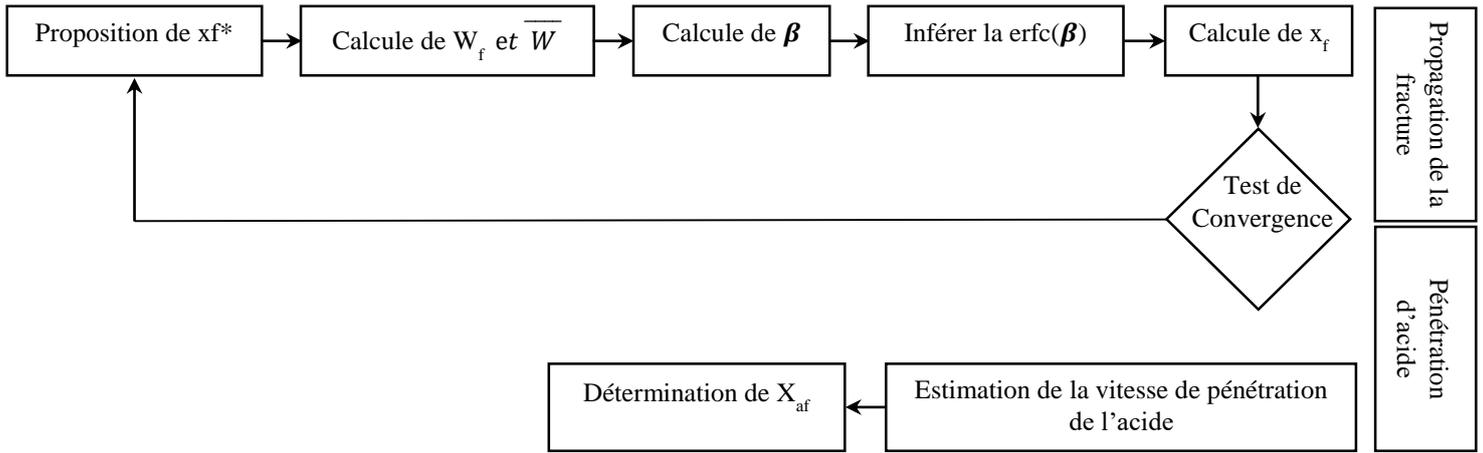


Figure 3.3. Organigramme de modèle de propagation de la fracture d'acide

3.3. Modèle de conductivité de la fracture d'acide

La conductivité de fracture acide est encore peut comprise en comparaison avec la conductivité de fracture étayée. (Nierode & Kruk, 1973) ont développé une corrélation basée sur la quantité de roche dissoute dans une fracture acide et la résistance de l'encastrement rocheux. Si tout l'acide injecté dans une fracture dissout la roche sur la face de fracture, la largeur idéale moyenne est simplement le volume total de roche dissoute divisé par la zone de fracture, qui est la suivante :

$$\overline{W}_i = \frac{XV}{2(1-\phi)h_f x_f} \quad (3.13)$$

Où X est le pouvoir dissolvant volumétrique de l'acide, V est le volume total d'acide injecté, hf est la hauteur de fracture et xf est la demi-longueur de fracture.

(Schechter R. S., 1992) a présenté une équation du rapport de la largeur idéale à la largeur idéale moyenne par rapport à la position fractionnaire en fonction de N_{pe} et N_{Re}.

$$W_i = \overline{W}_i \sum_{n=0}^{\infty} \left[G_n \left(1 + \frac{2\lambda_n^2}{3N_{pe}} \right) \left(1 - \frac{x}{x_f} \right)^{\left(\frac{2\lambda_n^2}{3N_{pe}} \right)} \right] \quad (3.14)$$

Avec :

$$\lambda_n = \sum_{i=0}^3 g_{i,n} N_{pe}^i + \sum_{i=1}^2 h_{i,n} N_{Re}^i$$

$$G_n = \sum_{i=0}^3 \overline{g}_{i,n} N_{pe}^i + \sum_{i=1}^2 \overline{h}_{i,n} N_{Re}^i$$

Où :

$$N_{pe} = \frac{u_y \times w_f}{2D_{eff}} \quad (3.15)$$

$$N_{Re} = \frac{\rho \times u_y \times w_f}{2\mu} \quad (3.16)$$

$g_{i,n}$, $h_{i,n}$, $\bar{g}_{i,n}$, $\bar{h}_{i,n}$ sont des constantes de calcul données dans les tables (3.1) et (3.2)

Tableau 3.1. Les coefficients pour calculer λ_n

N	$g_{0,n}$	$g_{1,n} \times 10$	$g_{2,n} \times 10^3$	$g_{3,n} \times 10^4$	$h_{1,n} \times 10^3$	$h_{2,n} \times 10^3$
1	1.68231	-2.26693	6.7544 ^e	-1.8408	6.7593	-4.6274
2	5.67053	-0.69600	17.2931	-2.9304	1.0032	-3.4376
3	9.66842	-0.39587	10.7754	-0.5564	-5.7028	-0.4705
4	13.66772	-0.27662	7.9375	-0.1358	-9.1500	-0.5668
5	17.66740	-0.21305	6.3431	-0.0373	-12.4496	-0.71169

Tableau 3.2. Les coefficients pour calculer G_n

N	$\bar{g}_{0,n} \times 10$	$\bar{g}_{1,n} \times 10^4$	$\bar{g}_{2,n} \times 10^4$	$\bar{g}_{3,n} \times 10^5$	$\bar{h}_{1,n} \times 10^4$	$\bar{h}_{2,n} \times 10^4$
1	9.10378	-2.38279	14.9298	-8.97017	-7.08188	-1.18392
2	0.53126	1.88909	-12.5375	8.13482	4.01538	0.35148
3	0.15272	0.39035	-1.6607	0.680785	1.03940	0.51540
4	0.06807	0.07330	-0.4172	0.11312	0.58639	0.141225
5	0.03739	0.1901	-0.1503	0.027559	0.35277	0.056322

Une fois que la largeur idéale de dissolution par l'acide est obtenue, on calcule la conductivité idéale par équation suivante :

$$(W_{kf})_i = \frac{(W_i)^3}{12} \quad (3.17)$$

Après, on passe à la conductivité de la fracture acide qui est obtenue à partir de la corrélation de Nierode et Kruk (1973). Cette corrélation est basée sur une mesure approfondie en laboratoire de la conductivité acide et corrèle la conductivité avec la largeur idéale, contrainte de fermeture σ_c et la force d'encastrement dans la roche S_{roche} .

$$k_f w = C_1 e^{-C_2 \sigma_c} \quad (3.18)$$

$$C_1 = 2.94 \times 10^{-4} (W_{kf})_{i_i}^{0.822} \quad (3.19)$$

$$C_2 = (36.82 - 1.885 \ln(S_{roche})) \cdot 10^{-7} \quad \text{Si: } 0 < S_{roche} < 1.38 \times 10^8 \text{ Pa} \quad (3.20)$$

$$C_2 = (9.1 - 0.404 \ln(S_{roche})) \cdot 10^{-7} \quad \text{Si: } 1.38 \times 10^8 < S_{roche} < 3.45 \times 10^9 \text{ Pa} \quad (3.21)$$

Ensuite, on peut déterminer la conductivité adimensionnelle par équation suivante :

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{k x_f} \quad (3.22)$$

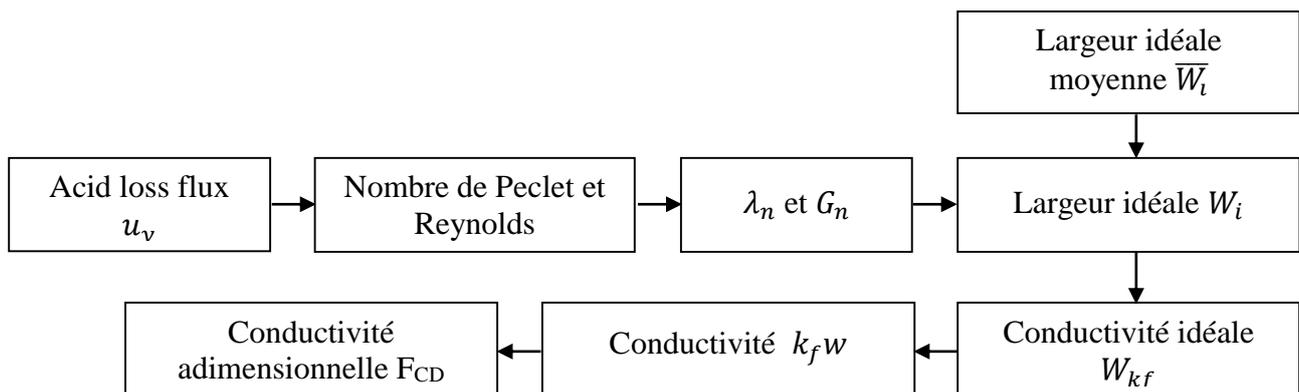


Figure 3.4. Organigramme de Modèle de conductivité de la fracture d'acide

3.4. Design d'expérience

3.4.1 Généralité

Le design d'expérience (DOE) est une branche de la statistique, (Antony & Kaye, 2000) le définit comme une technique puissante utilisée pour découvrir les paramètres de processus les plus influents et déterminer à quels niveaux ils doivent être définis pour optimiser les mesures de performance associées. La conception d'expériences (DOE) est une approche systématique et rigoureuse de la résolution de problèmes d'ingénierie qui applique des principes et des techniques à l'étape de la collecte de données afin d'assurer la génération des conclusions valides, défendables et justifiables. De plus, tout cela est réalisé sous la contrainte d'un minimum de dépenses.

Cette méthode est couramment utilisée dans l'industrie pétrolière pour résoudre des problèmes, améliorer la performance, et réduire les coûts de production...

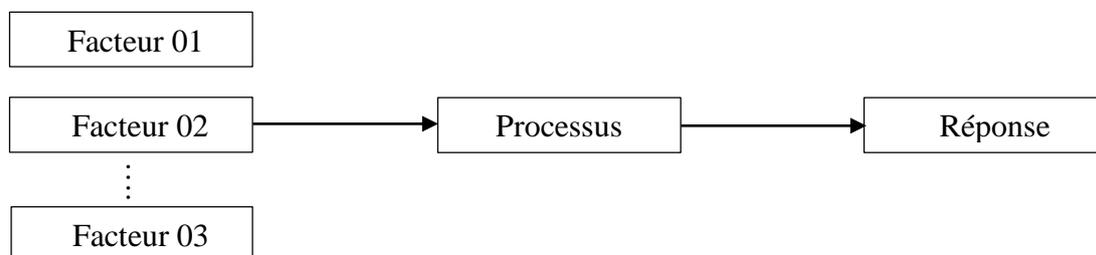


Figure 3.5. Entrées et sorties d'une expérience

3.4.2 Les principaux termes de DOE

Les termes les plus couramment utilisés dans la méthodologie DOE incluent : facteurs, niveaux, réponses, block, réplication et interaction.

1. Les facteurs sont les paramètres du processus qui sont censés avoir une certaine influence sur la réponse. Ils peuvent être quantitatifs ou mesurables ou qualitatifs ou catégoriels.
2. Les niveaux sont les valeurs qu'un facteur peut assumer ou prendre. Les conceptions les plus simples n'utilisent que deux niveaux de chaque facteur. En l'absence de réponses non linéaires, cela fournira généralement les informations nécessaires de la manière la plus efficace. Les niveaux peuvent être fixes, c'est-à-dire des niveaux d'intérêt spécifiques ; ce qui signifie que les inférences statistiques faites sur les facteurs sont confinées à ces valeurs spécifiques, ou elles peuvent être aléatoires, c'est-à-dire choisies au hasard parmi une plus grande population de niveaux possibles. Dans ce cas, l'expérimentateur peut tirer des conclusions sur l'ensemble de la population de niveaux, et pas seulement sur ceux qui ont été utilisés dans la conception expérimentale.
3. Les réponses, ou mesures de sortie, sont les éléments du résultat du processus qui mesurent l'effet souhaité.

4. Block et réplication : le blocage est une technique expérimentale permettant d'éviter toute variation indésirable dans l'entrée ou le processus expérimental. Par exemple, une expérience peut être menée avec le même équipement pour éviter toute variation d'équipement. Les praticiens reproduisent également des expériences, effectuant la même combinaison plus d'une fois, afin d'obtenir une estimation de la quantité d'erreur aléatoire qui pourrait faire partie du processus.
5. Interaction : Lorsqu'une expérience comporte trois variables ou plus, une interaction est une situation dans laquelle l'influence simultanée de deux variables sur une troisième n'est pas additive.

3.4.3 Les étapes de DOE

La première étape consiste à définir votre objectif et votre portée pour le DOE. Vous devez également identifier les facteurs que vous souhaitez faire varier et contrôler dans l'expérience, et leur relation avec le résultat.

La deuxième étape consiste à concevoir votre expérience en utilisant une méthode et un plan appropriés. En fonction de votre objectif, vous pouvez choisir parmi différents types de DOE, les expériences sont souvent planifiées selon un plan factoriel complet, où chaque combinaison possible de niveaux de facteurs est testée au moins une fois.

Plan factoriel complet est un moyen important pour évaluer l'influence des facteurs sur la réponse. Une expérience d'un plan factoriel complet est une expérience dont la conception consiste en deux facteurs ou plus, chacun avec des niveaux spécifiques, et dont les unités expérimentales prennent toutes les combinaisons possibles de ces niveaux pour tous ces facteurs. Une telle expérience permet à l'investigateur d'étudier l'effet de chaque facteur sur la variable réponse, ainsi que les effets des interactions entre facteurs sur la variable réponse. En résumé, une expérience factorielle complète est une expérience qui examine l'effet de toutes les combinaisons possibles de facteurs et de niveaux. Cependant, ils ont l'inconvénient de nécessiter trop d'exécutions lorsque l'on travaille avec un grand nombre de facteurs. Comme le nombre d'exécutions augmente de manière exponentielle avec le nombre de variables impliquées.

Le modèle mathématique postulé est un modèle du premier degré par rapport à chaque facteur. L'équation (3.23) représente le modèle postulé sans interactions.

$$y = a_0 + \sum_{i=1}^k a_i x_i + \epsilon \quad (3.23)$$

Où a_0 représente l'effet théorique et les a_i représentent les effets principaux des différents facteurs.

Le modèle avec interactions d'ordre 2 prend en considération les interactions entre chaque facteur et un autre. Les effets des interactions sont quantifiés et représentés par les coefficients a_{ij} de l'équation (3.24).

$$y = a_0 + \sum_{i=1}^k a_i x_i + \sum \sum_{i < j}^k a_{ij} x_i x_j + \epsilon \quad (3.24)$$

Le modèle générique à k facteurs avec toutes les interactions est dit modèle complet, il peut être décrit par l'équation (3.25).

$$y = a_0 + \sum_{i=1}^k a_i x_i + \sum \sum_{i < j}^k a_{ij} x_i x_j + \dots + \sum \dots \sum_{i < j}^k a_{ij..k} x_i x_j \dots x_k + \epsilon \quad (3.25)$$

3.5. Modèle Machine Learning

L'apprentissage automatique comprend une vaste collection de méthode diverses qui visent à produire des modèles à partir de suffisamment de données empiriques uniquement. Ils permettent de déterminer la dépendance des variables entre elles en utilisant seulement les données et facilite la prise de décision rapidement tout en tenant compte des défis actuels.

L'apprentissage automatique est composé de trois parties principales. Tout d'abord, il comprend des modèles prototypiques qui pourraient être appliqués aux données disponibles. Ces modèles sont connus sous différentes appellations, comme les réseaux de neurones, les arbres de décision ou le clustering k-means. Deuxièmement, chaque modèle est accompagné de plusieurs directive, appelées algorithmes, qui nous guident dans le calcul des coefficients du modèle à partir d'un ensemble de données. Ce processus est également connu sous le nom de training du modèle. Une fois le training terminé, le prototype initial a été transformé en un modèle pour l'ensemble de données spécifique que nous avons fourni. Troisièmement, le modèle final doit être déployé pour pouvoir être utilisé. En général, évaluer un modèle est beaucoup plus facile et rapide que le trainer. En fait, c'est l'une des caractéristiques principales de l'apprentissage automatique qui le rend si attrayant : une fois formé, le modèle peut être utilisé en temps réel.

ML est divisé en deux groups basés sur deux attributs différents. Le premier groupage est supervisé et non-supervisé. L'autre groupage est classification ou bien régression méthodes.

Les méthodes supervisées traitent des ensembles de données pour lesquels nous possédons des données empiriques pour les entrées du modèle ainsi que les sorties souhaitées du modèle. En revanche les méthodes non supervisées traitent des ensembles de données où seules les entrées sont disponibles, sans sorties souhaitées. Il est évident que cette différence implique que les méthodes supervisées soient beaucoup plus précises dans la prédiction des résultats. D'autre part, les méthodes non supervisées ont pour l'objectif d'apprendre la structure des données d'entrées et reconnaître certains schémas en leurs sein.

La distinction entre les méthodes de classification et régression est également fondamental. Les méthodes de classification ont le but de placer un point des données à

l'un des plusieurs groupes prédéfinis, tandis que les méthodes de régression cherchent à calculer une valeur numérique.

Voici un aperçu des six modèles de régression supervisée que nous avons utilisés.

3.5.1 L'arbre de décision

Les arbres de décision sont les algorithmes d'apprentissage automatique les plus largement utilisés en raison de leur simplicité, de leur interprétabilité, de leur faible coût computationnel et de leur représentation graphique. Ils sont utilisés pour construire des modèles de prédiction à partir de données en partitionnant l'espace de données de manière récursive et en ajustant des modèles de prédiction simples dans chaque partition. En conséquence, le partitionnement peut être représenté graphiquement sous la forme d'un arbre de décision. À la base de l'arbre se trouve une décision à prendre. À chaque embranchement, une question relativement facile à répondre est posée. En fonction de la réponse, nous empruntons une branche plutôt qu'une autre, jusqu'à atteindre un point de l'arbre qui ne comporte plus d'autres branches, appelé nœud feuille. Ce nœud feuille représente la bonne réponse à la décision initiale (la figure ci-dessous illustre le fonctionnement de méthode).

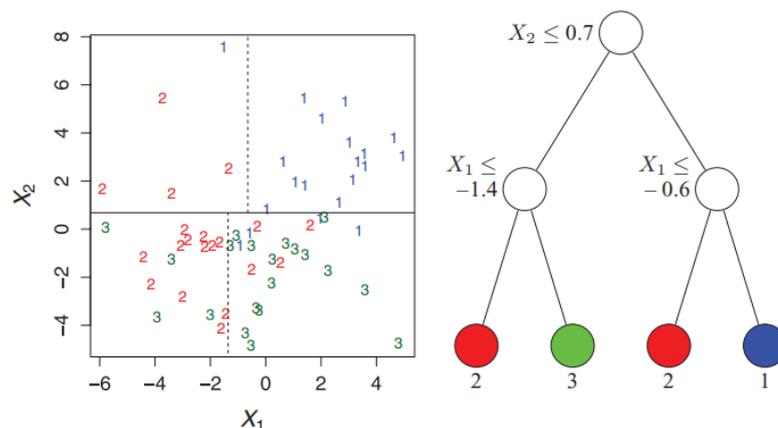


Figure 3.6. Partitions (gauche) et structure de l'arbre de décision (droite) pour un modèle d'arbre de classification avec trois classes étiquetées 1, 2 et 3. À chaque nœud intermédiaire, un cas est dirigé vers le nœud secondaire gauche si et seulement si la condition est satisfaite. La classe prédite est indiquée sous chaque nœud feuille.[90]

Le principal avantage de l'utilisation d'une structure arborescente hiérarchique pour prendre des décisions de classification est que la structure de l'arbre est transparente, ce qui, par comparaison avec les réseaux neuronaux artificiels (ANNs), est plus facile à interpréter. Afin d'induire l'arbre de décision à partir d'un ensemble de données, une mesure d'évaluation de chacune des caractéristiques probantes est utilisée pour maximiser l'hétérogénéité inter-nœuds.

Les arbres de classification sont conçus pour des variables dépendantes qui prennent un nombre fini de valeurs non ordonnées, l'erreur de prédiction étant mesurée en termes de coût de mauvaise classification. Les arbres de régression sont destinés aux variables dépendantes qui prennent des valeurs discrètes continues ou ordonnées, l'erreur de prédiction étant généralement mesurée par la différence au carré entre les valeurs observées et prédites.

D'abord on commence par classification, nous disposons d'un échantillon d'entraînement de n observations sur une variable de classe Y qui prend des valeurs de 1 à k , et de p variables prédictives, X_1, \dots, X_p . Notre objectif est de trouver un modèle permettant de prédire les valeurs de Y à partir de nouvelles valeurs de X . En théorie, la solution consiste simplement à diviser l'espace des X en k ensembles disjoints, A_1, A_2, \dots, A_k , de telle sorte que la valeur prédite de Y soit j si X appartient à A_j , pour $j = 1, 2, \dots, k$.

Comme décrit par (Breiman, 1984), l'induction du DT consiste d'abord à sélectionner des vecteurs de mesure de séparation optimaux. Le processus commence par diviser la fonction dépendante, ou le nœud racine, en morceaux binaires, où les nœuds secondaires sont « plus purs » que le nœud racine. Grâce à ce processus, les DT recherchent dans toutes les divisions candidates pour trouver la division optimale, s^* , qui maximise la « pureté » de l'arbre résultant (telle que définie par la plus grande diminution de l'impureté).

$$\Delta i(s, t) = i(t) - p_L i(t_L) - p_R i(t_R), \quad (3.26)$$

Dans cette équation, s est la division candidate au nœud t , et le nœud t est divisé par s en le nœud enfant gauche t_L avec une proportion de p_L et le nœud secondaire droit t_R avec une proportion de p_R . $i(t)$ est une mesure de l'impureté avant séparation, $i(t_L)$ et $i(t_R)$ sont des mesures de l'impureté après séparation, et $\Delta i(s, t)$ mesure la diminution de l'impureté à partir de la séparation s .

Il existe de nombreuses approximations pour mesurer l'impureté. Certaines des plus fréquentes sont le gain-ratio, l'indice de Gini (Breiman, 1984) et le test du Chi-carré. La mesure la plus courante est l'indice de Gini. L'indice de Gini utilisé dans cette recherche mesure $i(t)$ comme

$$I_G(t_{X(x_i)}) = 1 - \sum_{j=1}^m f(t_{X(x_i)}, j)^2, \quad (3.27)$$

Où $f(t_{X(x_i)}, j)$ représente la proportion d'échantillons ayant la valeur x_i appartenant à la feuille j en tant que nœud t . Le critère de division de l'arbre de décision est basé sur le choix de l'attribut ayant le plus faible indice d'impureté de Gini (IG).

Si les variables X prennent des valeurs ordonnées, deux solutions classiques sont l'analyse discriminante linéaire et la classification par nearest neighbor. Ces méthodes

donnent des ensembles A_j avec des frontières linéaires morcelées et non linéaires respectivement, qui ne sont pas faciles à interpréter si p est grand.

L'algorithme de l'arbre de classification THAID est le premier à avoir été publié. Il utilise une mesure d'impureté du nœud basée sur la répartition des valeurs observées de Y dans le nœud. THAID divise un nœud en examinant toutes les variables X et les ensembles S pour trouver la division $\{X \in S\}$ qui minimise l'impureté totale de ses deux nœuds. Si X prend des valeurs ordonnées, l'ensemble S est un intervalle de la forme $(-\infty, c]$. Sinon, S est un sous-ensemble des valeurs prises par X . Ce processus est appliqué de manière récursive aux données de chaque nœud enfant. La division s'arrête si la diminution relative de l'impureté est inférieure à un seuil prédéfini. L'algorithme 1 présente le pseudocode des étapes de base.

Algorithme 1 : Pseudocode pour la construction de l'arbre par recherche exhaustive

1. Commencer à la racine de l'arbre.
2. Pour chaque variable X , trouver l'ensemble S qui minimise la somme des impuretés des deux nœuds enfants et choisir la division $\{X^* \in S^*\}$ qui donne le minimum global pour X et S .
3. Si un critère d'arrêt est atteint, sortir de l'algorithme. Sinon, appliquer l'étape 2 à chaque nœud enfant successivement.

Un arbre de régression est similaire à un arbre de classification, sauf que la variable Y prend des valeurs ordonnées et qu'un modèle de régression est ajusté à chaque nœud pour donner les valeurs prédites de Y . Les méthodes d'arbre de régression AID et CART suivent l'algorithme 1, avec l'impureté du nœud étant la somme des écarts quadratiques par rapport à la moyenne et le nœud prédisant la moyenne de l'échantillon de Y . Cela donne des modèles piecewise constant. Bien qu'ils soient simples à interpréter, la précision de prédiction de ces modèles est souvent inférieure à celle des modèles plus lisses. Il peut toutefois être peu pratique du point de vue computationnel d'étendre cette approche aux modèles piecewise linear, car deux modèles linéaires (un pour chaque nœud enfant) doivent être ajustés pour chaque division candidate.

GUIDE utilise des techniques d'arbre de classification pour résoudre le problème de régression. À chaque nœud, il ajuste un modèle de régression aux données et calcule les résidus. Ensuite, il définit une variable de classe Y' prenant les valeurs 1 ou 2, en fonction du signe du résidu. Enfin, il applique l'Algorithme 2 à la variable Y' pour diviser le nœud en deux. Cette approche présente trois avantages :

- Les divisions sont impartiales ;
- Un seul modèle de régression est ajusté à chaque nœud ;
- Parce qu'elle est basée sur les résidus, la méthode n'est limitée ni aux modèles piecewise constant ni au critère des moindres carrés.

Algorithme 2 : Pseudo-code pour la construction d'un arbre de classification
GUIDE :

1. Débuter au nœud racine.
2. Pour chaque variable ordonnée X , la convertir en une variable non ordonnée X' en regroupant ses valeurs dans le nœud en un petit nombre d'intervalles. Si X est non ordonnée, définir $X' = X$.
3. Effectuer un test du chi carré d'indépendance de chaque variable X' par rapport à Y sur les données dans le nœud et calculer sa probabilité de signification.
4. Choisir la variable X^* associée à X' qui a la plus petite probabilité de signification.
5. Trouver l'ensemble de division $\{X^* \in S^*\}$ qui minimise la somme des indices de Gini et l'utiliser pour diviser le nœud en deux nœuds enfants.
6. Si un critère d'arrêt est atteint, sortir. Sinon, appliquer les étapes 2 à 5 à chaque nœud enfant.
7. Élaguer l'arbre avec la méthode CART.

La méthode CART utilise une généralisation de la variance binomiale (indice de Gini) et une validation croisée à 10 plis (par défaut). CART est implémenté dans le système R sous le nom de RPART.

3.5.2 Random forest

Random forest (RF) est une méthode de régression qui combine les performances de plusieurs algorithmes d'arbres de décision pour classer ou prédire la valeur d'une variable. Lorsque RF reçoit un vecteur d'entrée (x) contenant les valeurs des différentes caractéristiques analysées pour un ensemble de données d'apprentissage donné, elle construit un ensemble de K arbres de régression et fait la moyenne des résultats.

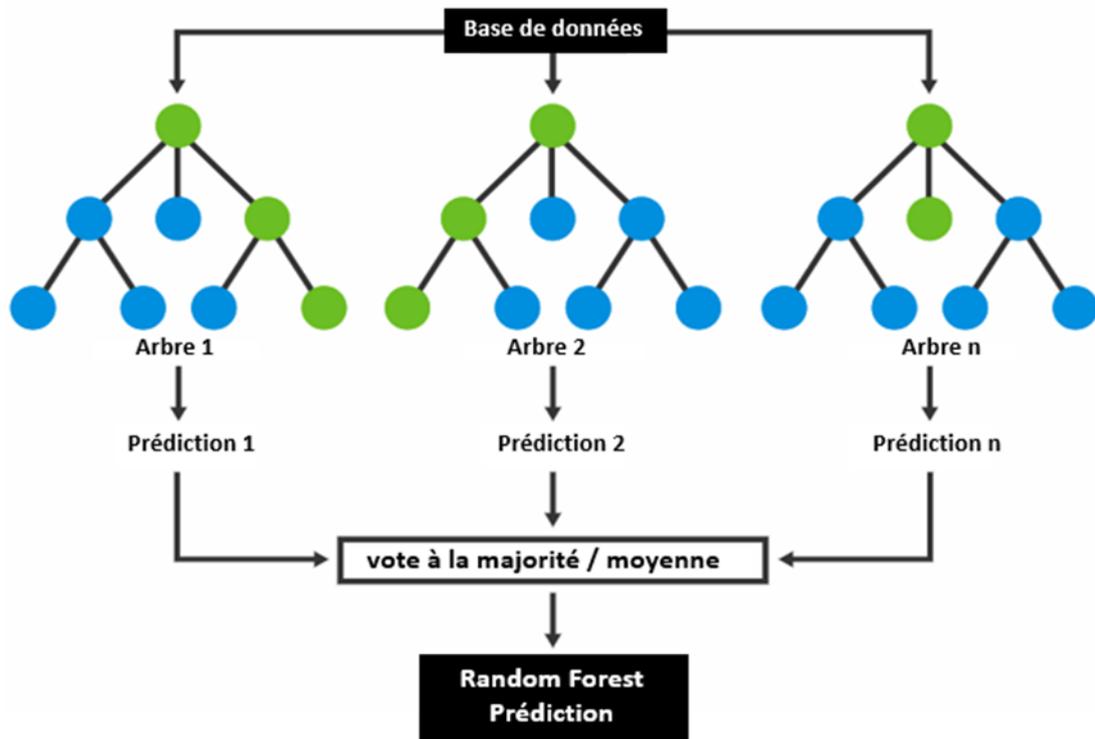


Figure 3.7. Random Forest modèle

Une fois que ces K arbres $\{T(x)\}_{1 \leq k \leq K}$ sont développés, le prédicteur de régression de RF est défini comme suit :

$$\hat{f}_{rf}^K(x) = \frac{1}{K} \sum_{k=1}^K T(x), \quad (3.28)$$

Pour éviter la corrélation entre les différents arbres, la forêt aléatoire (Random Forest) augmente la diversité des arbres en les faisant pousser à partir de différents sous-ensembles d'entraînement créés grâce à une procédure appelée bagging. Le bagging est une technique utilisée pour la création de données d'entraînement en rééchantillonnant de manière aléatoire l'ensemble de données d'origine avec remplacement, c'est-à-dire sans suppression des données sélectionnées de l'échantillon d'entrée pour générer le sous-ensemble suivant $\{h(x, \theta_k), k = 1, \dots, K\}$, où $\{\theta_k\}$ sont des vecteurs aléatoires indépendants avec la même distribution. Ainsi, certaines données peuvent être utilisées plus d'une fois dans l'entraînement, tandis que d'autres peuvent ne jamais être utilisées. Cela permet d'obtenir une plus grande stabilité, car cela rend l'algorithme plus robuste face à de légères variations dans les données d'entrée, tout en augmentant la précision des prédictions. D'autre part, lorsqu'une forêt aléatoire (RF) fait pousser un arbre, elle utilise le meilleur attribut/point de division au sein d'un sous-ensemble d'attributs sélectionné de manière aléatoire à partir de l'ensemble global d'attributs d'entrée. Par conséquent, cela peut diminuer la puissance de chaque arbre individuel, mais cela réduit la corrélation entre les arbres, ce qui réduit l'erreur de généralisation. Une autre

caractéristique intéressante est que les arbres d'un classifieur RF poussent sans élagage, ce qui les rend légers d'un point de vue computationnel.

De plus, les échantillons qui ne sont pas sélectionnés pour l'entraînement du k-ième arbre dans le processus de bagging sont inclus dans un autre sous-ensemble appelé out-of-bag (oob). Ces éléments oob peuvent être utilisés par le k-ième arbre pour évaluer les performances. De cette manière, la forêt aléatoire (RF) peut calculer une estimation non biaisée de l'erreur de généralisation sans utiliser un sous-ensemble externe de données de test. L'erreur de généralisation converge lorsque le nombre d'arbres augmente ; par conséquent, la RF ne surentraîne pas les données. La RF fournit également une évaluation de l'importance relative des différentes caractéristiques probantes. Cet aspect est utile pour les études multi-sources, où la dimensionnalité des données est très élevée, et il est important de savoir comment chaque caractéristique influence le modèle de prédiction afin de pouvoir sélectionner les meilleures caractéristiques probantes. Pour évaluer l'importance de chaque variable (par exemple, une bande d'image satellite), la RF modifie une des caractéristiques probantes d'entrée tout en maintenant les autres constantes, et mesure la diminution de précision qui s'est produite à l'aide de l'estimation de l'erreur oob.

3.5.3 KNN- méthode

La régression des k-Nearest Neighbor (k-NN) est l'une des approches de régression non paramétrique les plus simples et faciles à mettre en œuvre utilisées en apprentissage automatique. L'objectif principal derrière la régression des k nearest neighbors est que lorsqu'un nouveau point de données doit être prédit, les k nearest neighbors du point sont sélectionnés à partir de l'ensemble d'entraînement. En conséquence, la prédiction d'un nouveau point de données sera la moyenne des valeurs des k-nearest neighbors. L'algorithme des k-nearest neighbors repose sur trois étapes principales :

1. Calculer la distance prédéfinie entre l'ensemble de données de test et l'ensemble de données d'entraînement ;
2. Sélectionner les k plus proches voisins avec les k distances minimales à partir de l'ensemble de données d'entraînement ;
3. Prédire la sortie finale output en fonction d'une approche de pondération par moyenne.

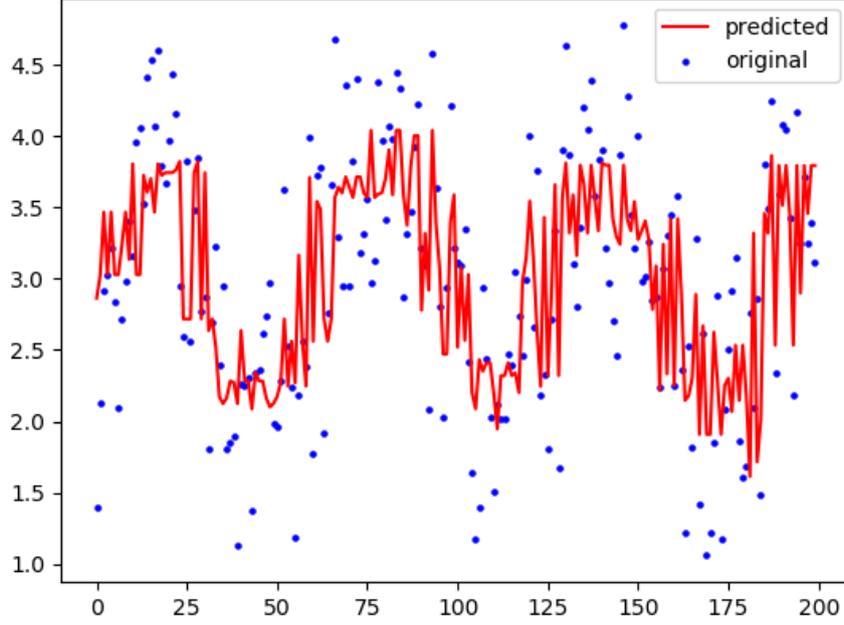


Figure 3.8. k-nearest neighbor regression modèle

Une mesure de distance est nécessaire pour distinguer la similitude entre deux instances. Les distances de Manhattan et d'Euclide sont largement utilisées comme métriques de distance à cet égard. La distance de Manhattan pondérée est déterminée par ce qui suit :

$$D[X^i, X^j] = \sum_{n=1}^r w_n |x_n^{(i)} - x_n^{(j)}|, \quad (3.29)$$

Lorsque X^i et X^j sont deux instances et qu'il y a r attributs pour chaque instance, c'est-à-dire $X = [x_1, \dots, x_n, \dots, x_r]$ et w_n est le poids attribué au n ème attribut. Le poids w_n est égal à 1 dans la distance de Manhattan d'origine et indique une contribution égale de chaque attribut à la distance D . La signification de chaque attribut est assez distincte dans la prédiction. Le poids w_n prend en compte la contribution de chaque variable à la distance et serait calculé par le processus d'optimisation. La prédiction est effectuée en fonction des valeurs cibles liées une fois que la valeur des k -nearest neighbor est déterminée. Supposons que X^1, \dots, X^K indique les k -nearest instances qui sont les plus proches de l'instance de test X , et leurs sorties sont indiquées par p^1, \dots, p^K . La distance entre le k -nearest neighbor et X suit l'ordre croissant de $d^1 \leq \dots \leq d^K$ où $d^k = D[X, X^k]$ ($k = 1, \dots, K$). La prédiction ponctuelle est estimée par une moyenne pondérée à travers une fonction exponentielle comme suit :

$$\hat{p} = \sum_{k=1}^K \delta^k p^k = \frac{\sum_{k=1}^K e^{-d^k} p^k}{\sum_{k=1}^K e^{-d^k}}, \quad (3.30)$$

où d^k et p^k sont les distances associées à l'instance X^k et à la output , respectivement.



Figure 3.9. Régression polynomiale modèle

3.5.4 Polynomiale modèle

La régression multiple fait référence aux applications de régression dans lesquelles il y a plus d'une variable indépendante. La régression multiple inclut une technique appelée régression polynomiale. Dans la régression polynomiale, nous effectuons une régression d'une variable dépendante sur les puissances des variables indépendantes.

Le modèle de régression multiple de base d'une variable dépendante (réponse) Y sur un ensemble de k variables indépendantes (prédicteurs) X_1, X_2, \dots, X_k peut être exprimé comme suit :

$$\begin{cases} y_1 = \beta_0 + \beta_1 x_{11} + \dots + \beta_k x_{1k} + e_1 \\ y_2 = \beta_0 + \beta_1 x_{21} + \dots + \beta_k x_{2k} + e_2 \\ \vdots \\ y_n = \beta_0 + \beta_1 x_{n1} + \dots + \beta_k x_{nk} + e_n \end{cases} \quad (3.31)$$

$$y_i = \beta_0 + \beta_1 x_{i1} + \dots + \beta_k x_{ik} + e_i, \text{ for } i = 1, 2, \dots, n \quad (3.32)$$

où y_i est la valeur de la variable dépendante Y pour le i -ème cas, x_{ij} est la valeur de la j -ème variable indépendante X_j pour le i -ème cas, β_0 est l'ordonnée à l'origine de la surface de régression (en tenant compte de la multidimensionnalité), chaque $\beta_j, j=1, 2, \dots, k$, est la pente de la surface de régression par rapport à la variable X_j , et e_i est le composant d'erreur aléatoire pour le i -ème cas. Dans les équations de base (ci-dessus), nous avons n observations et k prédicteurs ($n > k + 1$).

Les hypothèses du modèle de régression multiple sont similaires à celles du modèle de régression linéaire simple. Les hypothèses du modèle sont les suivantes :

- Pour chaque observation, les erreurs e_i suivent une distribution normale avec une moyenne de zéro et un écart type σ , et elles sont indépendantes des termes d'erreur associés à toutes les autres observations. Les erreurs ne sont pas corrélées les unes avec les autres. C'est-à-dire que $e_i \sim N(0, \sigma^2)$ pour tous les i de 1 à n , indépendamment des autres erreurs.

- Dans le contexte de l'analyse de régression, les variables X_j sont considérées comme des quantités fixes, bien que dans le contexte de l'analyse de corrélation, elles soient des variables aléatoires. Dans tous les cas, X_j est indépendant du terme d'erreur. Lorsque nous supposons que X_j est une quantité fixe, nous supposons que nous avons des réalisations de k variables X_j et que le seul aléatoire dans Y provient du terme d'erreur.

3.5.5 Linéaire Ridge modèle

La régression Ridge est une technique de régression linéaire qui vise à résoudre le problème de multi-collinéarité, c'est-à-dire lorsque les variables indépendantes sont fortement corrélées entre elles. Elle est utilisée lorsque le modèle de régression classique présente une instabilité ou une sensibilité excessive aux variations des données.

L'algorithme de régression Ridge consiste à ajouter une pénalité supplémentaire aux coefficients de régression dans le but de réduire leur variance. Cette pénalité est déterminée par un paramètre de régularisation, appelé lambda (λ), qui contrôle le niveau de pénalisation. Plus la valeur de lambda est élevée, plus la pénalité est importante et plus les coefficients de régression seront réduits.

L'algorithme de régression Ridge minimise une fonction de coût qui combine à la fois l'erreur de prédiction (erreur au carré) et la pénalité de Ridge (somme au carré des coefficients). Il ajuste les coefficients de régression de manière à minimiser cette fonction de coût, en trouvant un équilibre entre l'ajustement aux données et la réduction de la variance des coefficients.

La régression de Ridge suit les étapes suivantes :

- Standardiser les variables indépendantes en soustrayant la moyenne et en divisant par l'écart type.
- Ajouter un terme de pénalité à la fonction de coût utilisée dans la régression linéaire, qui est la somme des carrés des résidus.
- Trouver les coefficients de régression qui minimisent la fonction de coût pénalisée en utilisant des méthodes d'optimisation telles que la méthode des moindres carrés.
- Choisir la valeur optimale du paramètre de pénalité lambda (λ) en utilisant des techniques telles que la validation croisée.

- Utiliser les coefficients de régression estimés pour prédire les valeurs de la variable dépendante.

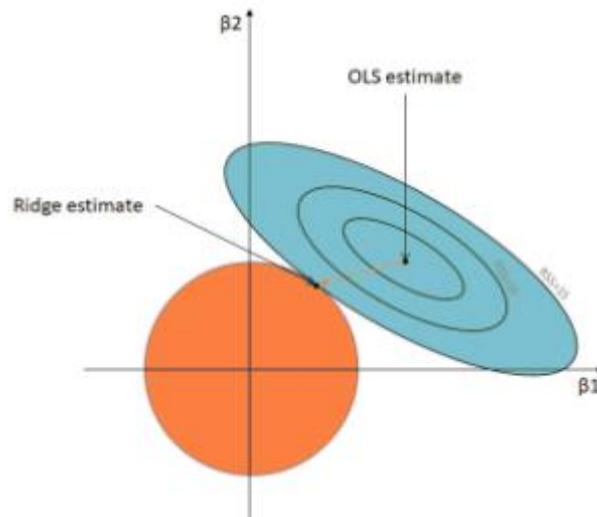


Figure 3.10. Régression linéaire Ridge modèle

3.5.6 Linéaire bayésienne de Ridge modèle

La régression linéaire bayésienne de Ridge est une méthode d'apprentissage automatique qui combine les principes de la régression linéaire et de l'approche bayésienne. Elle est utilisée pour modéliser les relations linéaires entre les variables d'entrée et la variable cible.

L'algorithme de la régression linéaire bayésienne de Ridge suit les étapes suivantes:

1. Préparation des données :
Standardiser les variables indépendantes en soustrayant la moyenne et en divisant par l'écart type.
2. Spécification du modèle :
Définir le modèle de régression linéaire bayésienne de Ridge en utilisant une distribution a priori sur les coefficients de régression. Dans ce cas, la distribution a priori est généralement choisie comme une distribution normale centrée sur zéro.
3. Estimation des coefficients :
Utiliser les données d'entraînement pour estimer les coefficients de régression en utilisant la méthode des moindres carrés bayésiens. Cela implique de maximiser la vraisemblance a posteriori, qui est obtenue en combinant la distribution a priori et les données d'entraînement.
4. Choix du paramètre de pénalité :
Choisir la valeur optimale du paramètre de pénalité lambda (λ) en utilisant des techniques telles que la validation croisée bayésienne ou

l'estimation empirique de Bayes. Cela permet de déterminer le degré de régularisation souhaité dans le modèle.

5. Prédiction :

Utiliser les coefficients de régression estimés pour prédire les valeurs de la variable dépendante dans les données de test ou de validation.

L'algorithme de la régression linéaire bayésienne de Ridge utilise la régularisation de Ridge, qui introduit un terme de pénalisation dans la fonction de coût pour éviter le surajustement (overfitting). Cette régularisation permet de stabiliser les estimations des paramètres du modèle en réduisant leur variance.

En utilisant une approche bayésienne, la régression linéaire bayésienne de Ridge permet également de quantifier l'incertitude associée aux prédictions en fournissant des intervalles de confiance pour les valeurs prédites.

3.5.7 Evaluation et comparaison des modèles

Pour comparer l'efficacité de différentes techniques d'analyse multivariée, il est nécessaire d'utiliser des critères de sélection de modèles qui comparent les précisions des modèles afin de minimiser l'erreur de prédiction et d'aider à choisir les modèles pour des résultats optimaux tels que le coefficient de détermination R^2 , le MAE (Mean Absolute Error) et le MSE (Mean Squared Error).

Le coefficient de détermination R^2 est une mesure couramment utilisée pour évaluer la qualité de l'ajustement d'un modèle de machine learning. Il indique la proportion de la variance totale de la variable dépendante qui peut être expliquée par le modèle, et donc, il est compris entre 0 et 1. Une valeur de R^2 de 1 indique que le modèle explique parfaitement la variance des données, tandis qu'une valeur de R^2 de 0 indique que le modèle n'explique pas du tout la variance des données.

La formule du coefficient de détermination R^2 (R carré) est la suivante :

$$R^2 = 1 - \frac{SSR}{SST}, \quad (3.33)$$

Où SSR (Sum of Squares Residual) représente la somme des carrés des écarts entre les valeurs prédites et les valeurs réelles, et SST (Sum of Squares Total) représente la somme des carrés des écarts entre les valeurs réelles et la moyenne des valeurs réelles.

Mean squared error (MSE), L'erreur quadratique moyenne (EQM), est souvent utilisée comme mesure de la taille globale de l'erreur de mesure. MSE pour un coefficient de modèle a la forme suivante :

$$MSE = \frac{1}{n} \sum (y - \hat{y})^2, \quad (3.34)$$

Où n est le nombre d'observations, y représente les valeurs réelles et \hat{y} représente les valeurs prédites. MSE quantifie la différence quadratique moyenne entre les valeurs prédites et les valeurs réelles. Un MSE plus faible indique un meilleur ajustement du modèle aux données et suggère de plus petites erreurs de mesure.

MAE (Mean Absolute Error) est une autre mesure couramment utilisée pour évaluer la performance d'un modèle de machine learning. Contrairement à l'erreur quadratique moyenne (MSE) qui calcule la moyenne des carrés des écarts, le MAE calcule la moyenne des valeurs absolues des écarts entre les valeurs prédites et les valeurs réelles.

La formule du MAE est la suivante :

$$MAE = \frac{1}{n} \sum |y - \hat{y}|, \quad (3.35)$$

Où n est le nombre d'observations, y représente les valeurs réelles et \hat{y} représente les valeurs prédites par le modèle.

Le MAE mesure la moyenne des erreurs absolues, ce qui donne une idée de la magnitude moyenne des erreurs de prédiction. Une valeur de MAE plus faible indique une meilleure performance du modèle, car cela signifie que les prédictions sont en moyenne plus proches des valeurs réelles.

Comparé à l'erreur quadratique moyenne (MSE), le MAE est moins sensible aux valeurs aberrantes, car il ne prend pas en compte les carrés des écarts. Cependant, il ne tient pas compte de la direction des erreurs, ce qui peut être un inconvénient dans certains cas.

Il est important de choisir la mesure d'erreur appropriée en fonction du contexte et des objectifs spécifiques du problème de modélisation. Le MAE est souvent utilisé lorsque la magnitude des erreurs est importante et que l'on souhaite évaluer la performance moyenne du modèle.

CHAPITRE 04

Optimisation des paramètres opérationnels de la fracturation acide pour la maximisation des demi longueurs

4.1. Méthodologie

Cette étude a développé un nouveau modèle pour maximiser la demi longueur, optimiser la conductivité et déterminer la combinaison optimale des paramètres opérationnels qui réalisent ces valeurs. Cette méthodologie proposée pour la modélisation, la prédiction et l'optimisation des paramètres de fracturation a été réalisée en trois étapes principales :

Premièrement, nous avons appuyé sur les modèles de modélisation de la fracture pour déterminer les paramètres visés pour cette étude qui sont la demi longueur dynamique et effective et la conductivité. Tout d'abord, un calcul itératif est lancé pour l'estimation de la demi longueur effective et pour cela nous avons choisi de travailler avec le modèle PKN-C présenté par (Carter, 1957). Ensuite, nous avons déterminé la pénétration d'acide dans la fracture par la méthode présentée dans (Economides, 1992). Puis, nous nous sommes servis des corrélations de (Schechter R. S., 1992) et des (Nierode & Kruk, 1973) pour déterminer la conductivité dans la fracture.

En deuxième lieu, nous avons fourni une étude dans le domaine de l'apprentissage automatique pour maximiser la demi-longueur. Dans le modèle mathématique il faut insérer à chaque fois une valeur initiale de demi longueur et lancer une boucle d'itérations pour arriver à terminer la demi longueur en plus les relations entre les variables sont complexes et non linéaires, c'est pour cette raison, que nous avons choisi d'utiliser les modèles de ML à cette étape pour faciliter et simplifier le processus de détermination de la demi longueur.

Une quantité importante de données de fracturation acide avec différentes caractéristiques de réservoir et de paramètres opérationnelles a été générée de manière aléatoire par un plan d'expérience. Ces ensembles de données ont ensuite été utilisés pour former et obtenir des modèles de prédiction de demi longueur dynamique et effective à l'aide de divers algorithmes ML, après le modèle avec la précision de prédiction la plus élevée a été sélectionné.

En troisième lieu, nous avons davantage développé le fonctionnement du programme proposé. Ce programme calcule la demi-longueur, la pénétration d'acide dans la fracture et la conductivité de la fracture en utilisant les modèles précédemment proposés pour les paramètres de formation introduits et les différentes combinaisons des paramètres opérationnels générées par d'autres plans d'expériences.

Ensuite, il détermine la demi-longueur effective maximale, la demi-longueur dynamique correspondante et la conductivité optimale. Pour déterminer cette dernière, tout d'abord, il sélectionne toutes les valeurs de conductivité calculées supérieures à la

valeur souhaitée de simulation. Ensuite, parmi cette liste, il choisit la valeur minimale comme la valeur optimale de conductivité. Une fois ces valeurs déterminées, il sélectionne la combinaison des paramètres opérationnels qui les réalisent. Nous proposons également un graphique qui montre le profil de la conductivité le long de la fracture pour le cas donné, avec différentes concentrations d'acide HCl : 15%, 20% et 28%.

Enfin, à l'aide de la bibliothèque thiknter, nous avons créé une interface pour faciliter l'utilisation et la manipulation de programme. Ces trois étapes principales sont présentées dans le digramme ci-dessous.

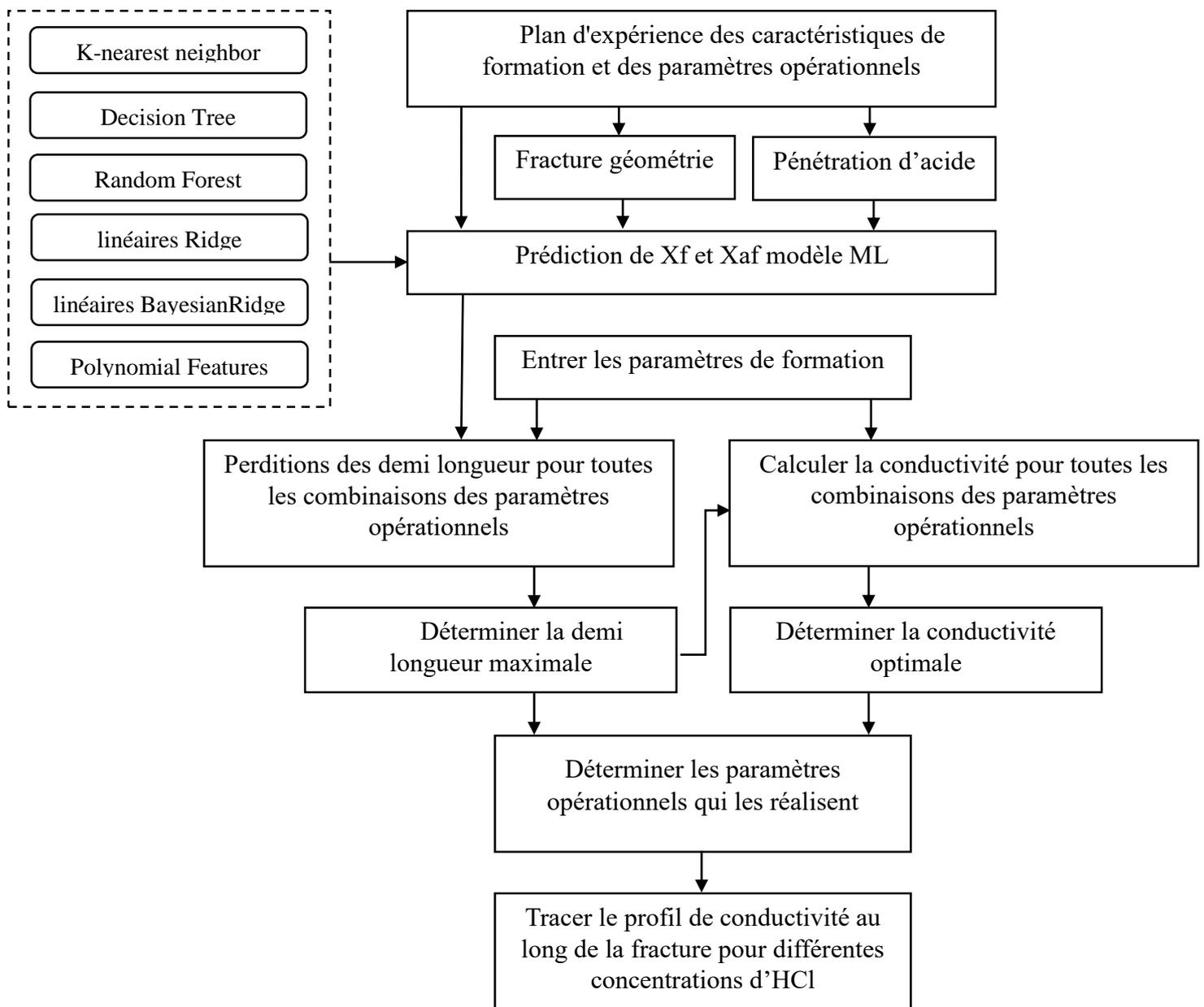


Figure 4.1. Méthodologie de méthode proposé

4.2. Préparation et génération des données

La préparation et la génération des données est une étape cruciale pour le succès de notre programme. En générale, l'ensemble des données est sélectionné soit des rapports des opérations effectuées sur LD-2 de Hassi R'Mel, de logiciel commercial Fracpro ou par des experts de fracturation. On fait varier les valeurs des paramètres de réservoir selon les paramètres des puits de réservoir carbonaté LD2 de Hassi R'Mel stimulé et les paramètres fonctionnels selon la valeur minimale et maximale qui peut être atteinte sur le terrain selon la capacité de matériel utilisé. Pour sélectionner les paramètres du modèle ML nous sommes basés sur tous les paramètres des équations empiriques du modèle de modélisation de la fracture qui varient d'un puit à un autre : débit, temps, module de young, coefficient de poisson, leakoff et la hauteur de la fracture. Alors que les paramètres des sorties sont générés par le modèle de modélisation de la fracture.

Les paramètres fixes essentielles pour le modèle de modélisation de la fracture sont répertoriés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 4.1. Données des fluides fixes pour le modèle de modélisation de la fracture

Paramètres opérationnels et des fluides		
Sp	0.00983	m ² /s
N	0.7	-
K	2.27	Pa.s ⁿ
Deff	4.5e-8	m ² /sec

Pour la génération des bases des données, nous nous sommes servis des plans d'expériences. Le DOE consiste à identifier les facteurs qui influencent un processus ou un produit, à concevoir des expériences pour tester l'effet de ces facteurs sur les résultats, à collecter les données et à les analyser pour identifier les relations entre les facteurs et les résultats. Les expériences sont souvent planifiées selon un plan factoriel complet, où chaque combinaison possible de niveaux de facteurs est testée au moins une fois.

Les plans factoriels complets sont souvent utilisés dans l'industrie pour l'optimisation des processus. Ils permettent d'identifier les conditions optimales pour maximiser les performances et minimiser les coûts. Un plan factoriel complet consiste en toutes les combinaisons de facteurs possibles dans un test et plus important encore, fait varier les facteurs simultanément plutôt qu'un facteur à la fois. En utilisant cette approche, il est possible d'examiner à la fois les effets principaux ; effet des variables indépendantes sur la variable dépendante et les interactions ; effet de l'interaction entre les variables indépendantes sur la variable dépendante associés aux facteurs catégoriels et continus qui est exactement ce qu'on cherche dans notre cas et la raison pour laquelle

on a choisi le plan factoriel complet dans notre travail en plus que ce type de plan nous donne la possibilité de choisir le nombre et les valeur des niveaux désirés pour chaque facteur.

Dans notre travail, Les plans DOE ont servis d’outil pour générer les expériences dans plusieurs étapes de processus. D’abord, ils ont été utilisé comme input dans notre programme ML pour déterminer la demi longueur dynamique et effective. D’autres plans DOE ont été utilisé pour choisir la combinaison des paramètres opérationnelles qui maximisent la pénétration de l’acide et optimisent la conductivité de la fracture.

Les variables du DOE telles que le nombre de facteurs, les niveaux et la logique pour les sélectionner dépendent généralement du type d'enquête.

Des plans factoriels complets généraux comprenant des facteurs à plus de deux niveaux. Les facteurs variables principaux dans nos plans d’expériences sont :

Les paramètres opérationnels

- Débit de pompage
- Temps de pompage
- Concentration d’acide
- Volume d’acide

Les paramètres de formation

- Module de young
- Coefficient de poisson
- Leakoff
- La hauteur de pay zone

Ayant décidé d’utiliser des déférente niveaux par chaque facteur, le brainstorming indique les valeurs ci-dessous :

Tableau 4.2. Les facteurs et les niveaux de cas traité

Facteur	Nombre de niveaux	Niveau Bas	Niveau Haut
Q(bpm)	Plus de 10 facteurs ça dépend d’utilisation	15	30

t(min)	Plus de 8 facteurs ça dépend d'utilisation	45	90
E (Pa)	05	2.5×10^{10}	5×10^{10}
V	05	0.2	0.3
CL(m/s ^{1/2})	09	5×10^{-5}	6.5×10^{-5}
hf(m)	07	15	75
Xacide(m ³ de roche/m ³ d'acide)	03	0.082,0.114,0.17	
Vacide(m ³)	50	30	80

Après de désigner l'objectif de procédure, identifier les facteurs et les niveaux et choisir le full factoriel comme le type de DOE à utiliser. On a importé la bibliothèque itertools pour générer les expériences.

La base de données utilisée contient 134 400 observations. Elle est composée de 8 variables, toutes de type quantitatif. Parmi ces variables, 6 sont des variables d'entrée (input) et 2 sont des variables cibles à prédire Xf et Xaf. Les types de données utilisés sont int64 et float64, qui correspondent respectivement aux entiers et aux nombres décimaux.

```
<class 'pandas.core.frame.DataFrame'>
RangeIndex: 134400 entries, 0 to 134399
Data columns (total 8 columns):
#   Column  Non-Null Count  Dtype
---  -
0   Q        134400 non-null  int64
1   t        134400 non-null  int64
2   E        134400 non-null  float64
3   v        134400 non-null  float64
4   CL       134400 non-null  float64
5   hf       134400 non-null  int64
6   xf       134400 non-null  float64
7   xaf      134400 non-null  float64
dtypes: float64(5), int64(3)
memory usage: 8.2 MB
```

Figure 4.2. Des informations sur la base de données

Le fichier Excel contenant ces données a une taille de stockage de 8,2 Mo.

Voici quelques observations aléatoires extraites de la base de données

Tableau 4.3. Quelques observations aléatoires

	Q	t	E	V	CL	Hf	Xf	Xaf
112225	28	60	4 ^e +10	0.26	0.000050	25	296.107718	136.866566
39966	19	80	4 ^e +10	0.24	0.000055	45	146.353266	40.909269
35505	19	55	3 ^e +10	0.26	0.000050	25	191.111073	82.042253
90691	25	80	5 ^e +10	0.26	0.000065	75	110.511022	30.727387
38918	19	75	3 ^e +10	0.30	0.000065	65	91.559211	27.452263

La fonction `dataset.describe()` nous fournit des statistiques descriptives pour chaque colonne de la base de données pour nous donner une idée de la répartition et de la distribution des différentes variables. Voici un aperçu des résultats :

- `count` : indique le nombre d'observations non nulles dans chaque colonne.
- `mean` : représente la moyenne des valeurs dans chaque colonne.
- `std` : correspond à l'écart type des valeurs dans chaque colonne, ce qui mesure la dispersion des données autour de la moyenne.
- `min` : donne la valeur minimale présente dans chaque colonne.
- `25%` : représente le premier quartile, c'est-à-dire la valeur en-dessous de laquelle se situe 25% des données.
- `50%` : indique le deuxième quartile, qui correspond à la médiane des valeurs.
- `75%` : donne le troisième quartile, c'est-à-dire la valeur en-dessous de laquelle se situe 75% des données.
- `max` : représente la valeur maximale présente dans chaque colonne.

Tableau 4.4. Description de base de données

	Q	t	E	v	CL	Hf	Xf	xaf
Count	134400	134400	134400	134400	134400	134400	134400	134400
Mean	22.5	67.5	3.75 e10	0.244	0.000058	45	187.788588	74.84299
Std	4.069789	14.36146	8.539157 e9	0.034409	0.000006	20.000074	121.224690	61.237158
Min	15	45	2.5 e10	0.20	0.00005	15	41.894945	12.493781
25%	18.75	55	3 e10	0.22	0.000054	25	102.653959	33.918345
50%	22.5	67.5	3.75 e10	0.24	0.000058	45	145.580789	51.790603
75%	26.25	80	4.5 e10	0.26	0.000061	65	233.946832	93.990692
Max	30	90	5 e10	0.30	0.000065	75	726.431398	351.794701

Dans notre modèle, la heatmap a été utilisée pour visualiser la corrélation entre les variables indépendantes et les variables cibles à prédire. Cette visualisation nous permet de détecter les relations linéaires ou non linéaires entre les variables, ainsi que d'identifier les variables qui ont une influence significative sur les variables cibles. Grâce à la heatmap, nous pouvons observer les valeurs de corrélation entre les différentes variables et les représenter visuellement à l'aide de couleurs. Les zones de forte corrélation

(positives ou négatives) apparaissent plus intenses dans la heatmap, ce qui met en évidence les relations les plus importantes. Cela nous aide à comprendre comment les variables interagissent les unes avec les autres et à prendre des décisions éclairées lors de la modélisation et de la prédiction des variables cibles.

L'analyse des deux cartes thermiques des sorties X_f et X_{af} révèle des informations intéressantes sur les relations entre les différentes variables.

La première carte thermique, représentant la corrélation entre les propriétés de formation, montre un faible coefficient de corrélation entre ces propriétés. Cela suggère qu'il existe une indépendance ou une faible relation linéaire entre ces variables.

Cependant, en examinant la corrélation entre les propriétés de formation et les sorties X_f et X_{af} , on observe une tendance similaire. La plupart des propriétés de formation montrent une faible corrélation avec X_f et X_{af} , ce qui confirme leur indépendance par rapport à cette sortie. Cependant, une exception notable est la hauteur de fracture (h_f), qui présente un coefficient de corrélation élevé de -0.8 pour X_f et de -0.78 pour X_{af} . Cela suggère qu'il existe une relation significative entre la hauteur de fracture et les sorties. Une augmentation de la hauteur de fracture est associée à une diminution substantielle de la demi-longueur.

En ce qui concerne le débit, il présente également des coefficients de corrélation relativement élevés de 0.29 avec la sortie X_f et de 0.36 avec X_{af} . Cela indique qu'il y a une influence importante de débit sur la demi-longueur.

En conclusion, les deux cartes thermiques mettent en évidence une corrélation faible ou indépendante entre les propriétés de formation, ainsi qu'une relation notable entre la hauteur de fracture (h_f) et la demi-longueur. Les paramètres opérationnels présentent également une grande influence sur la sortie X_f . Ces observations peuvent être utiles pour comprendre les relations entre les variables et identifier les facteurs qui influencent le plus les sorties de notre programme.

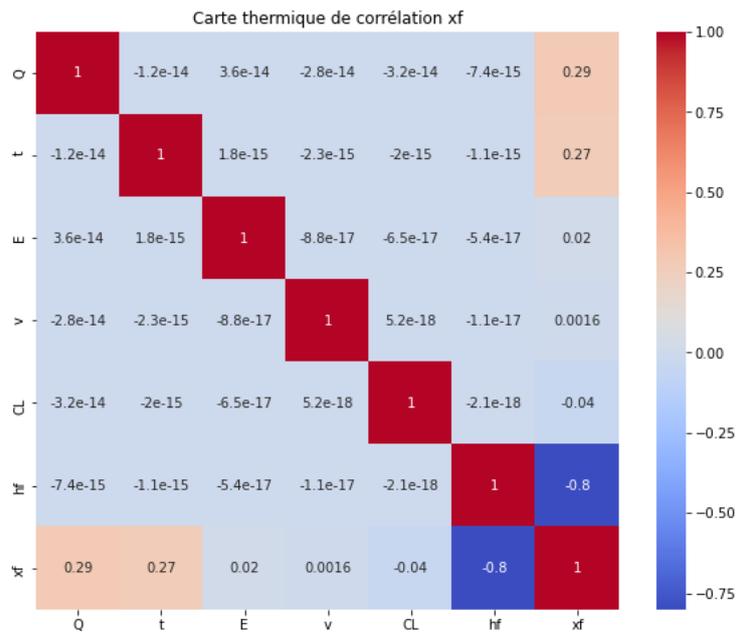


Figure 4.4. Carte thermique de corrélation xf

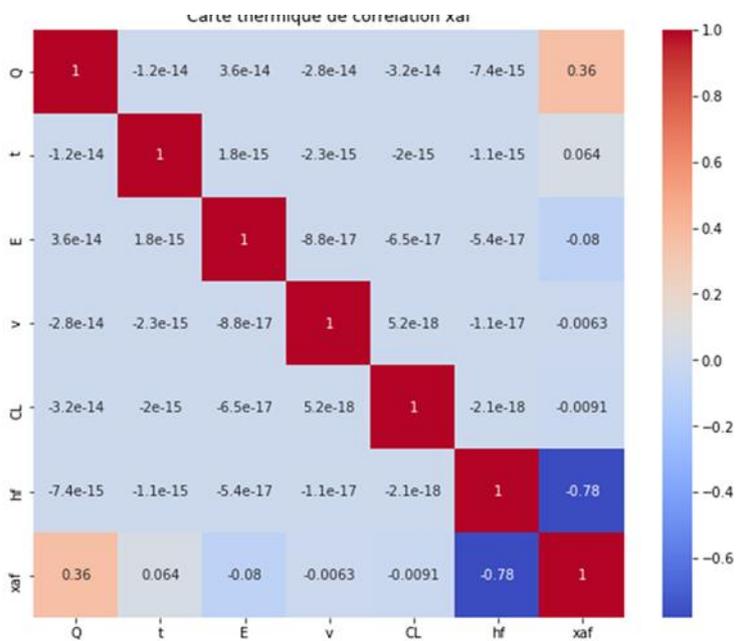


Figure 4.3. Carte thermique de corrélation xaf

4.3. Résultats

4.3.1 Teste de sensibilité

La sensibilité de la longueur de l'infusement de la fracture aux différentes valeurs des paramètres opérationnelles est représentée dans les figures (4.5) et (4.6).

Ces figures montrent que la demi-longueur de la fracture est fortement influencée par la variation de débit et de temps d'injection. Elle est directement augmentée avec l'augmentation de ces deux derniers. Ce qui est très intéressant à noter, un débit modéré peut être soutenu par une longue période d'injection pour maximiser la demi-longueur

comme il est montré dans la figure (4.5) qui la variation, cette technique d'injection est adaptée par plusieurs sociétés de service alors que d'autre à cause de la grande puissance de leurs matériaux peuvent atteindre des débit plus grandes et arriver à maximiser la demi longueur dans des périodes moins importantes que dans le premier cas comme il est illustré dans la figure (4.6).

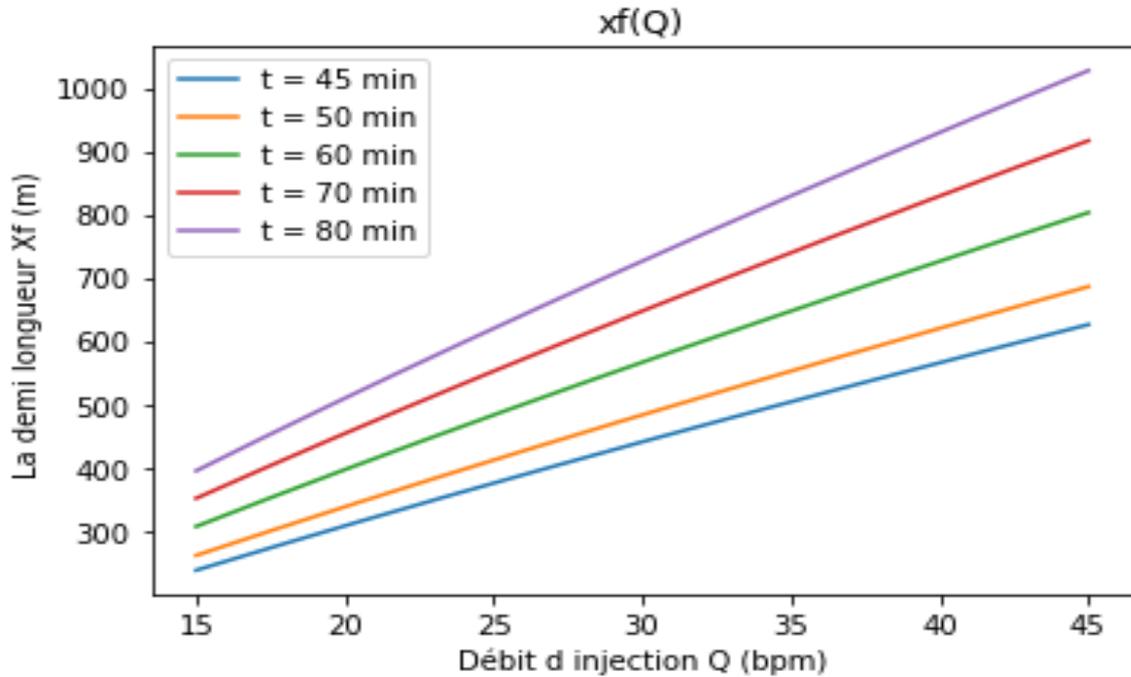


Figure 4.5. La demi longueur en fonction de débit d'injection pour différents temps d'injection

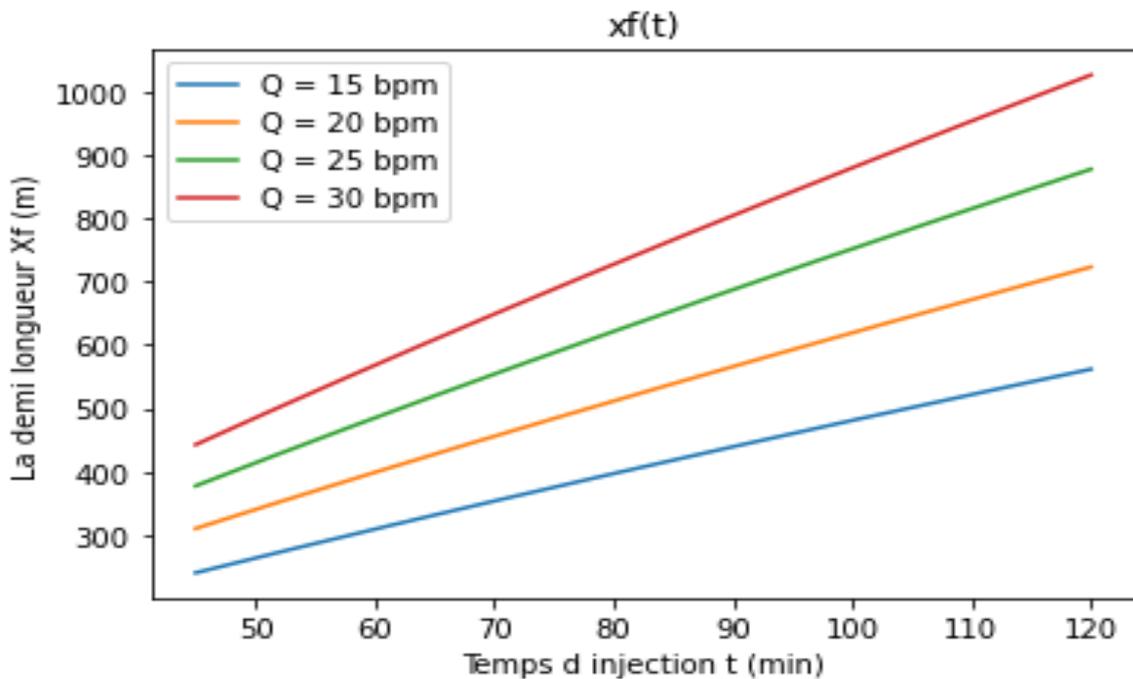


Figure 4.6. La demi longueur en fonction de temps d'injection pour différents débit d'injection

On remarque clairement dans les figures (4.7) et (4.8) qu'une augmentation de débit d'injection peut entraîner une augmentation de la pénétration d'acide dans la fracture, tandis qu'une augmentation de diffusivité d'acide peut conduire à une diminution de la pénétration d'acide qui est signifiée par la migration de l'acide vers des zones non ciblées ou l'épuisement rapide de l'acide avant d'atteindre l'objectif souhaité.

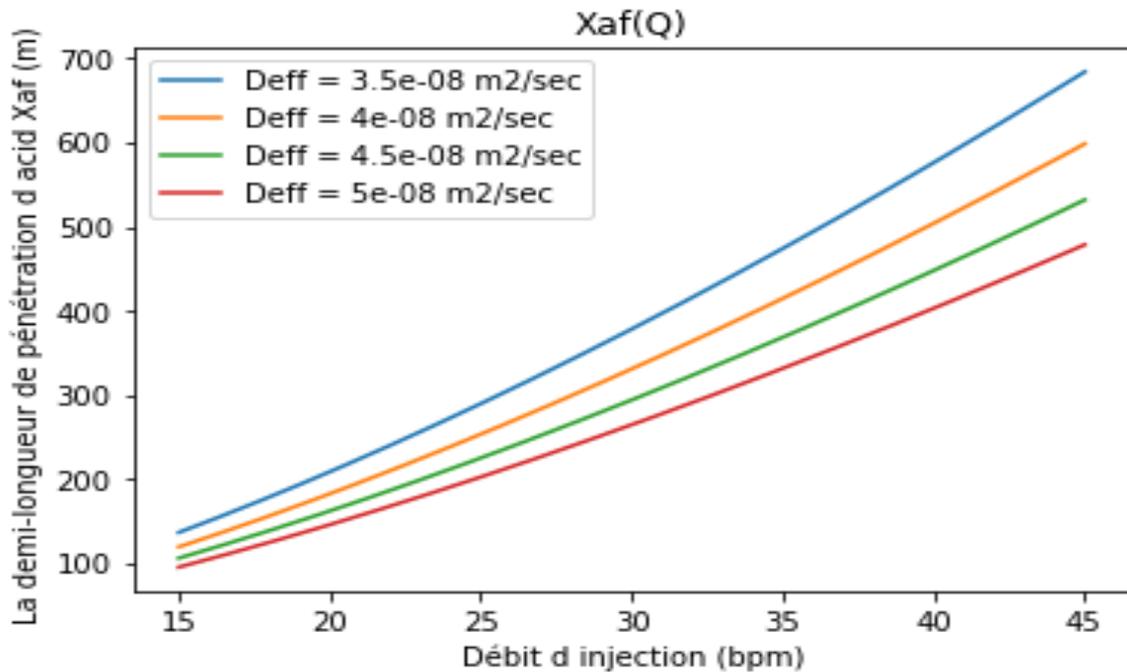


Figure 4.7. Pénétration d'acide en fonction de débit pour différentes valeurs de diffusivité

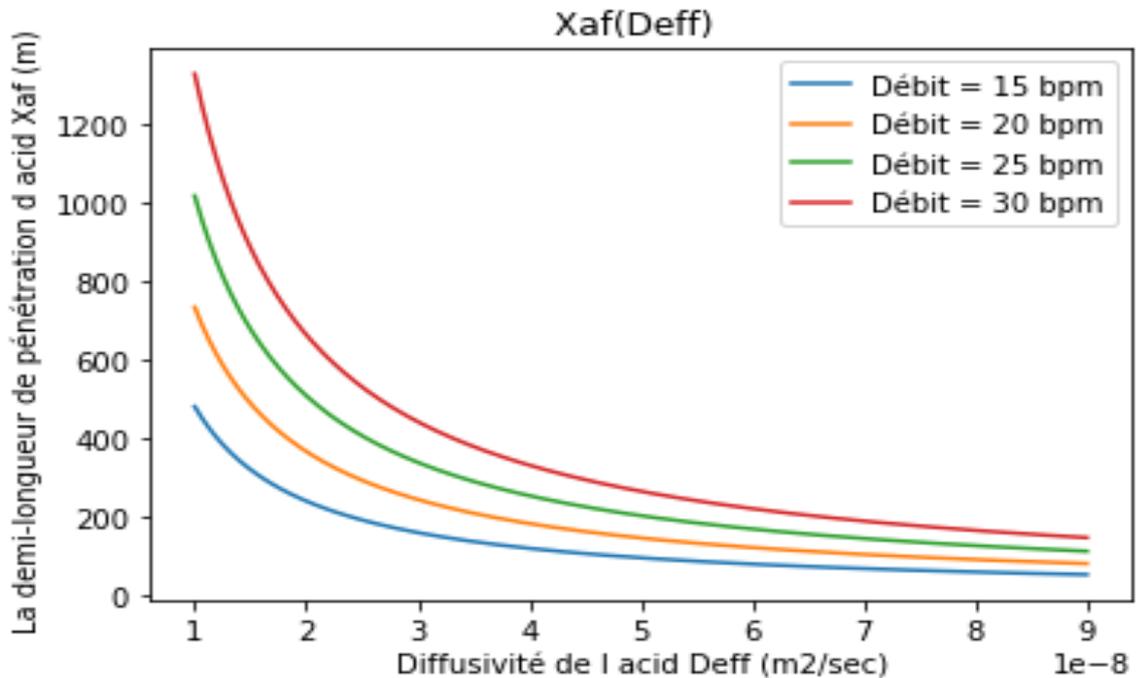


Figure 4.8. Pénétration d'acide en fonction de diffusivité pour différentes valeurs de débit

On constate dans la figure (4.10) que la conductivité augmente avec l'augmentation de volumes d'acide pour différents pouvoir de dissolution de l'acide. Ainsi que dans la figure (4.11), on a le même effet, la conductivité augmente avec l'augmentation de pouvoir de dissolution de l'acide pour différents volumes d'acide.

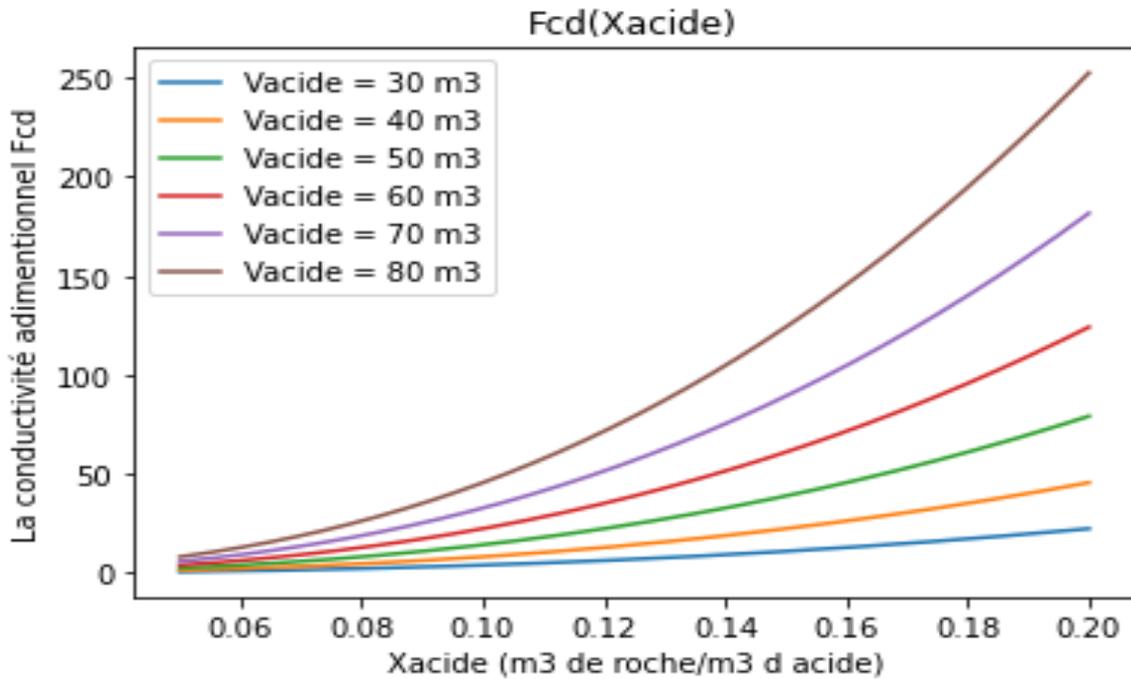


Figure 4.10. La conductivité adimensionnelle en fonction de pouvoir de dissolution d'acide pour différents volumes d'acide

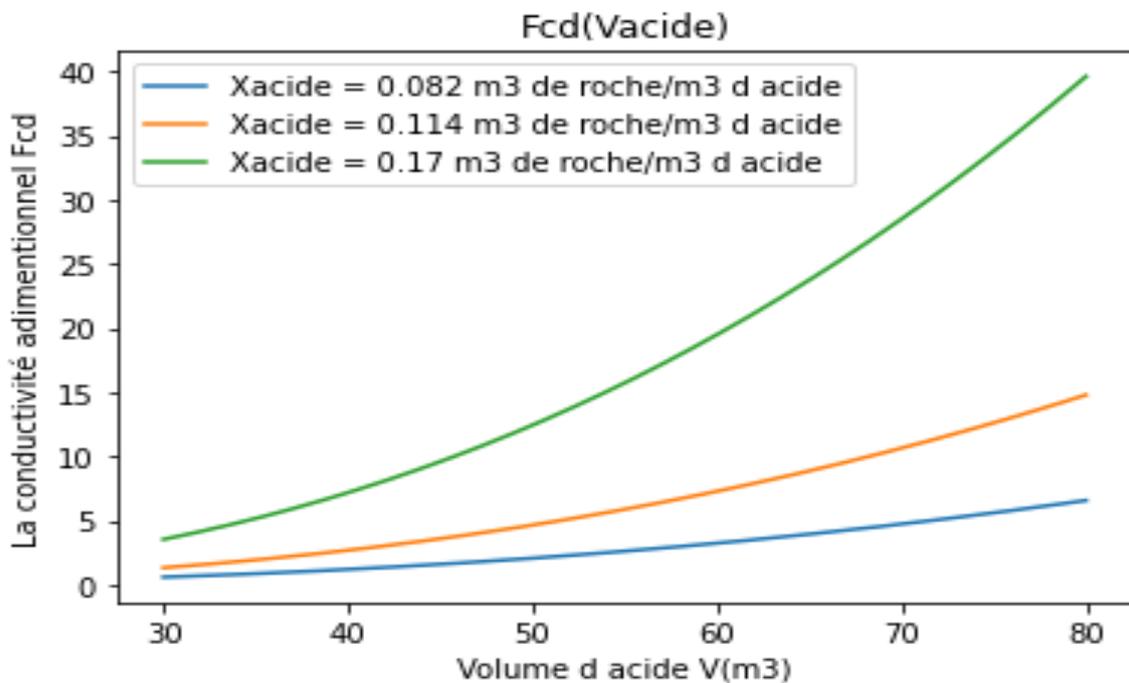


Figure 4.9. La conductivité adimensionnelle en fonction de volume d'acide pour différents pouvoir de dissolution d'acide

Il est à noter aux grandes concentrations, la conductivité s'intensifie. Un choix optimal des volumes et des concentrations d'acide doivent être effectués pour ne pas atteindre des conductivités plus élevés que le nécessaire. Cela peut avoir des implications sur l'efficacité et les coûts de l'opération de fracturation.

Il est essentiel de bien comprendre les objectifs de l'opération et de procéder à une conception adéquate afin d'éviter une conductivité de fracture excessive. Cela peut être réalisé grâce à une modélisation et à une planification précise.

En interprétant ces graphiques des tests de sensibilité, on peut obtenir des informations précieuses sur les paramètres opérationnels qui influencent la taille de la fracture, la pénétration d'acide et la conductivité dans la fracture. De là nous avons pu déduire la grande influence de temps, débit, volume et la concentration d'acide, donc nous avons trouvé la combinaison des paramètres opérationnels sur laquelle notre travail va se baser. Cela peut aider à maximiser la demi longueur et la pénétration d'acide, optimiser la conductivité de la fracture et prendre des décisions éclairées lors de l'exploitation de réservoir carbonaté LD2 de Hassi R'Mel.

4.3.2 Interprétation des résultats des modèles ML

Dans cette section, on va discuter les résultats et les principales observations obtenues à partir des performances des différents modèles de régression.

Nous avons sélectionné les hyperparamètres, tels que le taux d'apprentissage, la taille des arbres (profondeur) et les paramètres de régularisation indiqués avec les différents modèles de régression, de manière empirique pour trouver à chaque modèle ses propres optimaux hyperparamètres. Les performances de tous les algorithmes ont été estimées en se basant sur l'erreur absolue moyenne (Mean Absolute Error MAE) l'erreur carré moyenne (Mean Squared Error MSE) et le coefficient de détermination R^2 .

L'algorithme présentant l'erreur minimale indiquent la méthode la plus souhaitable et précise, nous nous concentrons principalement sur l'erreur absolue moyenne (MAE), l'erreur quadratique moyenne (MSE) et le coefficient de détermination (R^2). Le MAE mesure la moyenne des différences absolues entre les valeurs réelles et prédites, tandis que le MSE calcule la moyenne des carrés des erreurs. Cependant, nous considérons le coefficient de détermination (R^2) comme la métrique principale. Le R^2 évalue dans quelle mesure les sorties observées sont reproduites par le modèle. Une valeur élevée de R^2 indique une bonne adéquation du modèle aux données observées. En résumé, nous privilégions le R^2 comme la métrique clé pour évaluer la performance et la capacité de généralisation du modèle.

De plus, en analysant les performances des différents algorithmes de régression, l'algorithme DecisionTree obtient de très bons résultats, avec des valeurs de R^2 très proches de 1 qui indiquant une très bonne adaptation aux données observées. Les MSE et MAE sont également très faibles. L'algorithme de régression K-nearestneighbor affiche également de bons résultats, mais légèrement inférieurs au modèle DTR, comme montrent les indices de performance donnés dans le tableau (4.5).

Les modèles Ridge, BayesianRidge et PolynomialFeatures obtiennent également de bons résultats, mais légèrement inférieurs aux autres modèles. Cependant, les modèles linéaires (Ridge et BayesianRidge) présentent des performances similaires, avec un ajustement légèrement supérieur au modèle PF_xf. Ces deux modèles ont des valeurs de R^2 élevées, indiquant qu'ils expliquent bien la variance des données. De plus, ils ont des MSE et des MAE plus bas, ce qui suggère une meilleure précision dans la prédiction des valeurs. Tandis que le modèle PolynomialFeatures présente des performances sont légèrement inférieures aux modèles linéaires précédents, avec des valeurs de R^2 plus basses. Cela suggère que la relation entre les facteurs d'entrée et la variable de sortie n'est pas parfaitement modélisée par une relation polynomiale.

Selon les performances évaluées, il est clair que l'algorithme de Random Forest se distingue en termes de performance parmi les différentes méthodes de régression analysées. Il présente une précision élevée dans la prédiction des valeurs, avec un coefficient de détermination (R^2) très proches de 1 et des erreurs de prévision relativement faibles. Ces résultats démontrent l'efficacité et la robustesse de l'algorithme de Random Forest dans la modélisation et la prédiction de Xf et Xaf. Ainsi, il est raisonnable de conclure que Random Forest est la méthode la plus performante parmi celles étudiées.

Tableau 4.5. Performances des modèles basés sur R^2 , MSE et MAE

	Xf			Xaf		
Algorithme	R_squared	MSE	MAE	R_squared	MSE	MAE
K-nearest neighbor (KNN)	0.9980	29.9922	3.9179	0.9998	0.4939	0.4647
DecisionTree (DT)	0.999995	0.0688	0.1554	0.99994	0.2073	0.3212
RandomForest (RF)	0.999992	0.1057	0.1866	0.99996	0.1208	0.2158
Ridge (LR)	0.7980	3029.99	42.9333	0.7496	950.5824	23.764

BayesianRidge	0.7980	3030.04	42.933	0.749	950.559	23.762
(LRB)						
Polynomial	0.766	3510.23	44.7659	0.693	1165.13	25.3268
Features (PF)						

Les performances des différents algorithmes de régression ont été évaluées et illustrées dans les graphiques ci-dessous. Il est clairement visible que l'algorithme Random Forest présente la meilleure précision par rapport aux autres modèles. Les graphiques de différence pour le modèle Random Forest (RFR) montrent des écarts très faibles entre les prédictions et les valeurs réelles, démontrant ainsi sa capacité à capturer les tendances et les variations de manière précise et à reproduire les valeurs réelles de manière très précise.

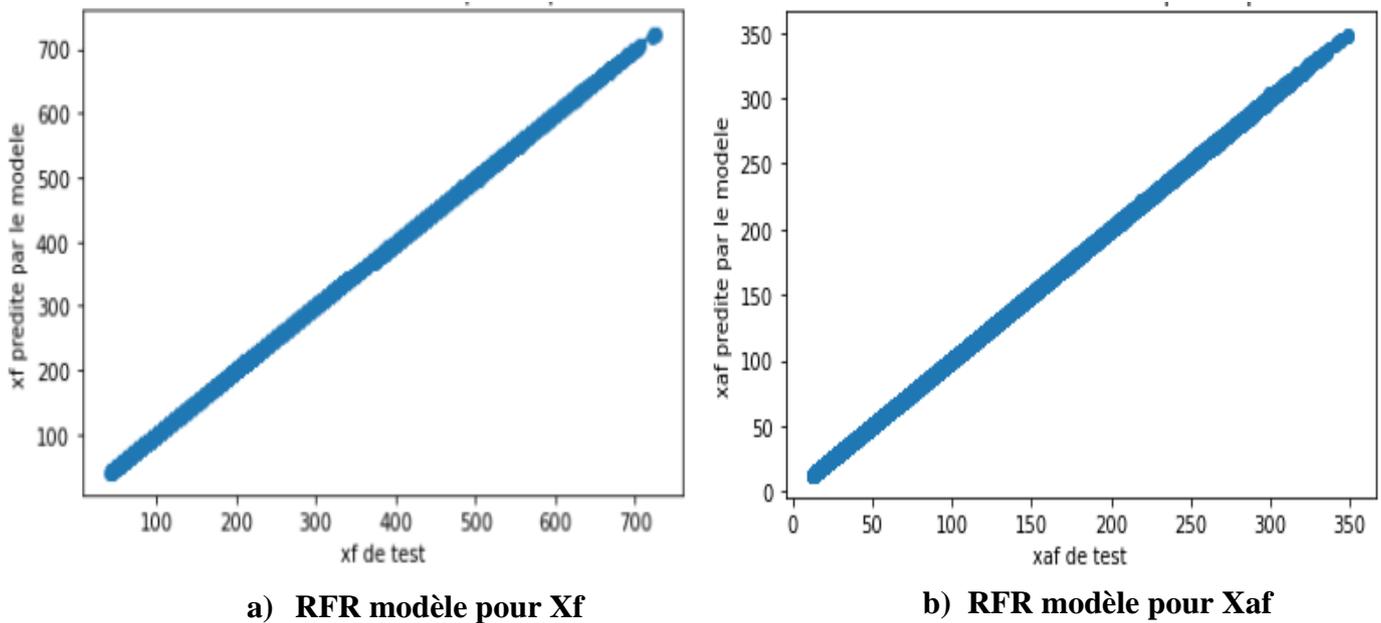
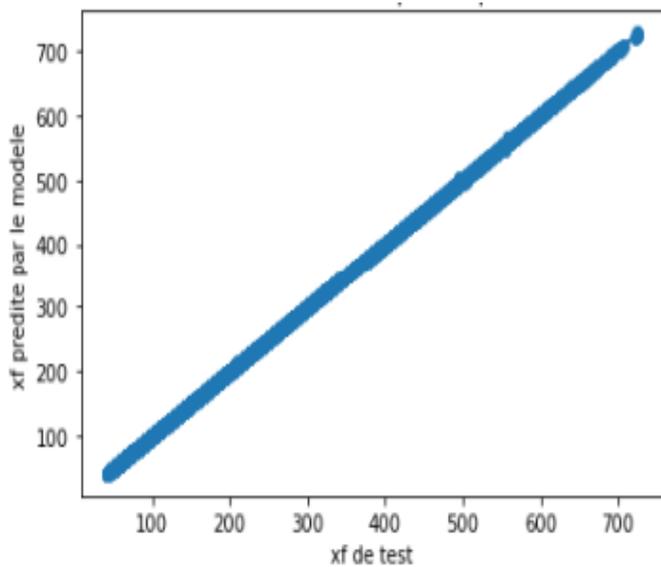
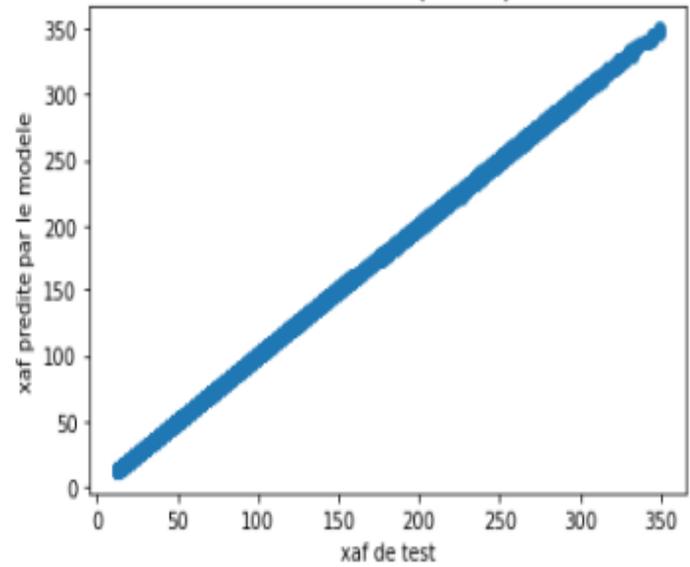


Figure 4.12. Comparaison des résultats de modèle Random Forest par les résultats calculés

Tandis que, les modèles K-nearestneighbor et DecisionTree montrent également des écarts très faibles entre les prédictions et les valeurs réelles. On remarque ainsi que les différences entre les courbes des valeurs réelles avec les courbes des valeurs prédites dans le cas du modèle DTR sont clairement plus petites que dans le cas du modèle KNN.

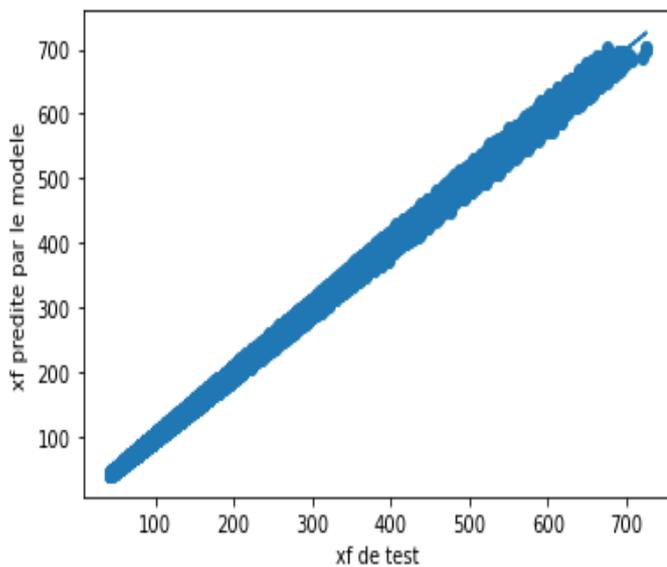


a) DTR modèle pour Xf

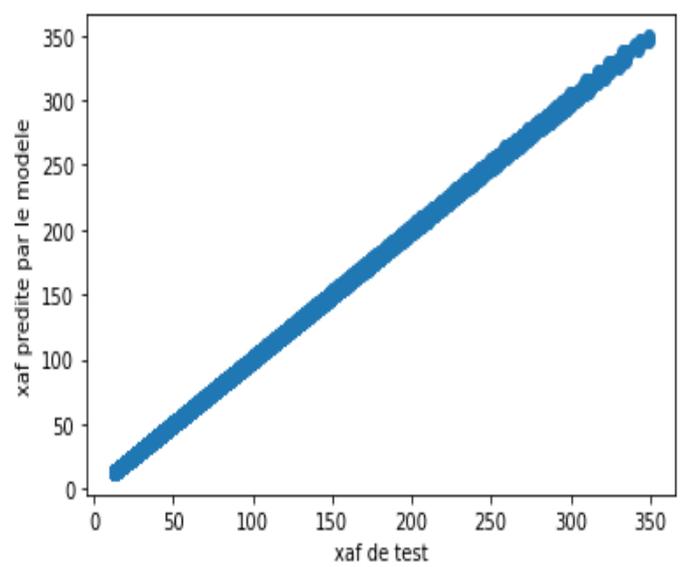


b) DTR modèle pour Xaf

Figure 4.13. Comparaison des résultats de modèle Decision tree par les résultats calculés



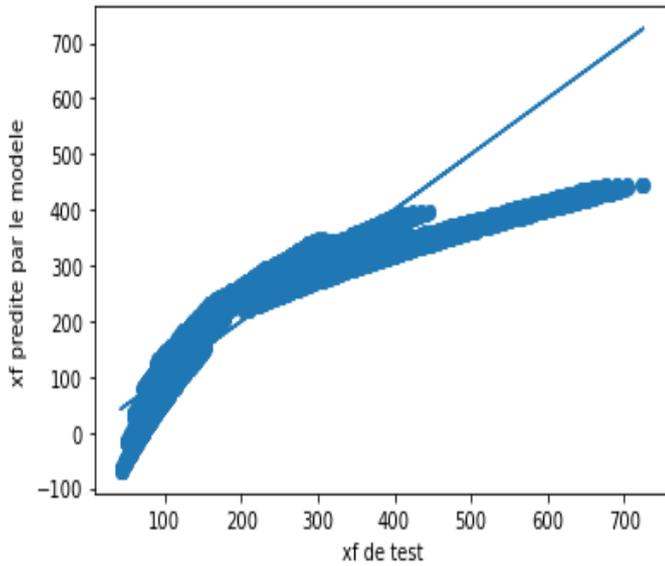
a) KNN modèle pour Xf



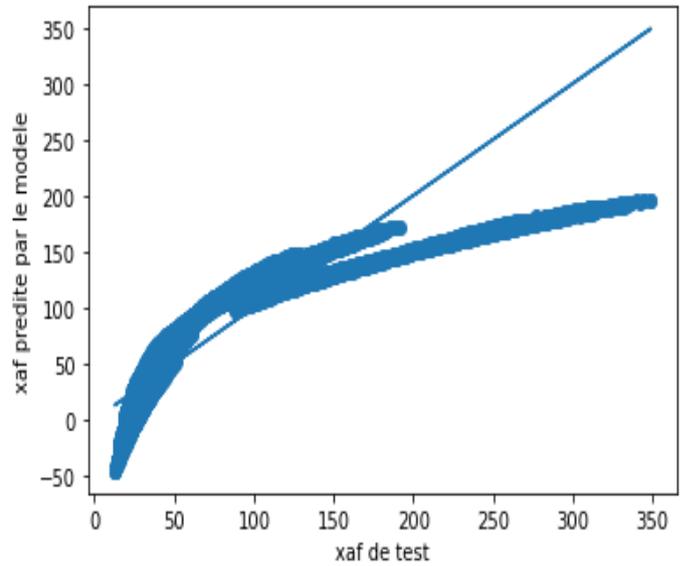
b) KNN modèle pour Xaf

Figure 4.14. Comparaison des résultats de modèle K-nearestneighbor par les résultats calculés

Par ailleurs, les graphiques des modèles linéaires (Ridge et BayesianRidge) montrent que les prédictions sont généralement proches des valeurs réelles, avec des écarts limités. Cela suggère que ces modèles parviennent à capturer les tendances et les variations des données de manière précise, avec une précision raisonnable.

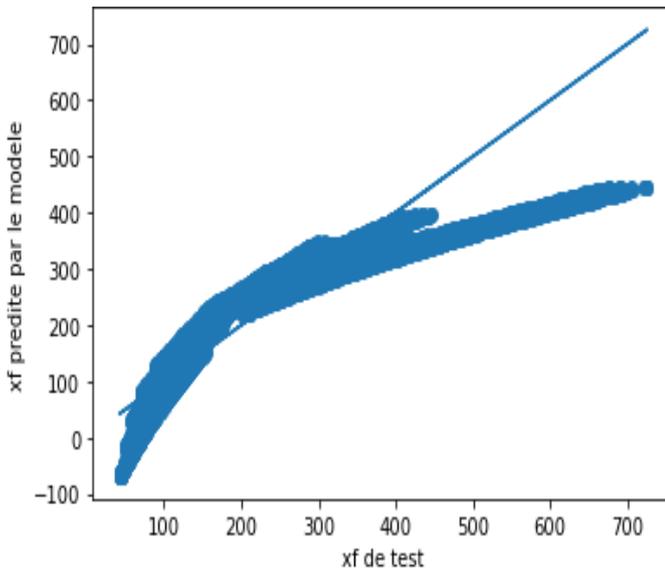


a) LR modèle pour Xf

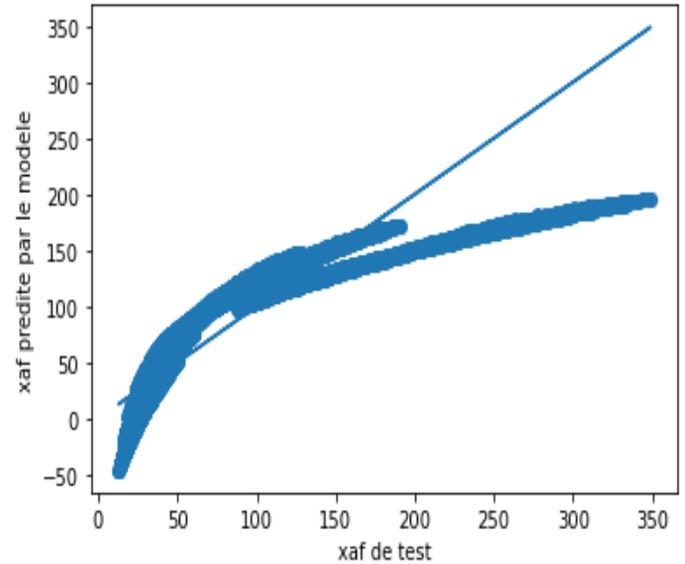


a) LR modèle pour Xaf

Figure 4.15. Comparaison des résultats de modèle Ridge par les résultats calculés



a) LRB modèle pour Xf



b) LRB modèle pour Xaf

Figure 4.16. Comparaison des résultats de modèle BayesianRidge par les résultats calculés

En revanche, les graphiques du modèle PolynomialFeatures montrent une plus grande dispersion des prédictions par rapport aux valeurs réelles. Cela indique que le modèle PolynomialFeatures a plus de difficulté à capturer les variations précises des données. La précision de ce modèle est donc relativement plus faible par rapport aux autres modèles.

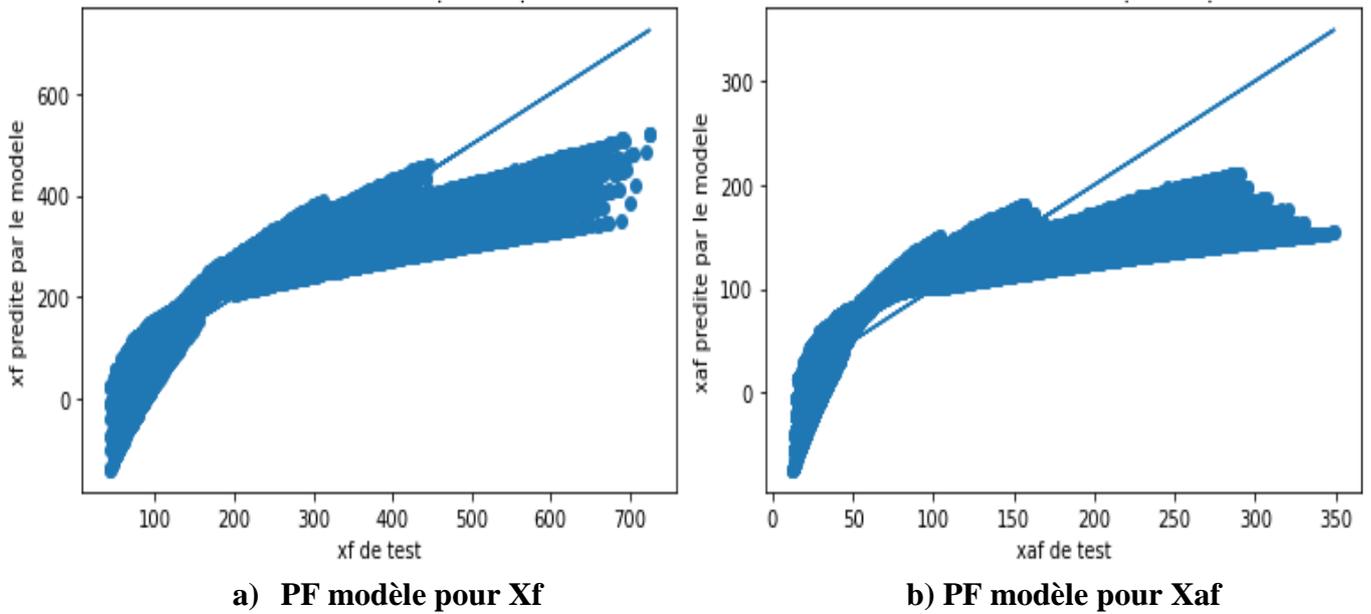


Figure 4.17. Comparaison des résultats de modèle PolynomialFeatures par les résultats calculés

Ces résultats confirment la supériorité de l'algorithme Random Forest en termes de précision et d'ajustement aux données observées. Il est donc clair que Random Forest surpasse les autres modèles en termes de performance, de précision dans la prédiction et la puissance.

4.4. Un exemple d'application de programme

Tout d'abord il faut insérer les paramètres de formation qui sont le module de young, le coefficient de poisson, leakoff, hauteur de fracture, contrainte horizontale minimale, contrainte en place, perméabilité et porosité.

Inputs		
Module de Young	4.7e10	Pa
Coefficient de Poisson	0.23	
Leakoff	5e-5	m/√s
Hauteur de Fracture	25	m
Contrainte Horizontale Minimale	5e7	Pa
Résistance d'enfouissement de la roche	3e9	Pa
Permeabilité	3e-16	m ²
Porosité	0.15	

Suivant

Figure 4.18. La fenêtre des inputs

Ensuite, tapez sur Suivant pour passer à la fenêtre des outputs qui affiche la demi longueur de la fracture, la pénétration maximale d'acide dans la fracture, la conductivité optimale de fracture et le débit, le temps, la concentration et le volume d'acide à utiliser pour réaliser cette pénétration et cette conductivité.

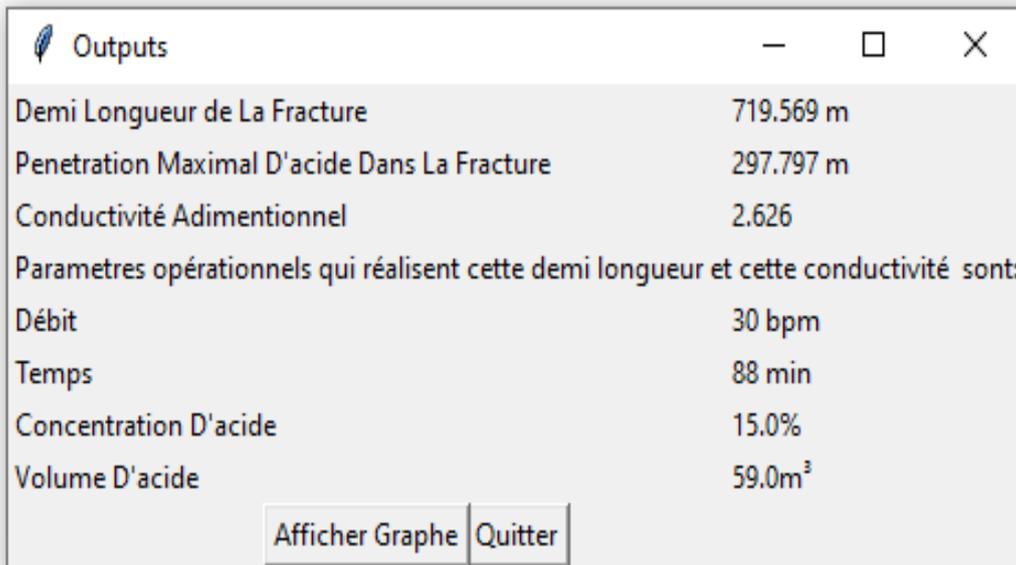


Figure 4.19. La fenêtre des outputs

Puit, il y a deux choix, soit de quitter la fenêtre en cliquant sur cliquant sur Afficher Graphe pour passer au graphe qui affiche la conductivité le long de la fracture pour l'HCl 15%, 20% et 28%.

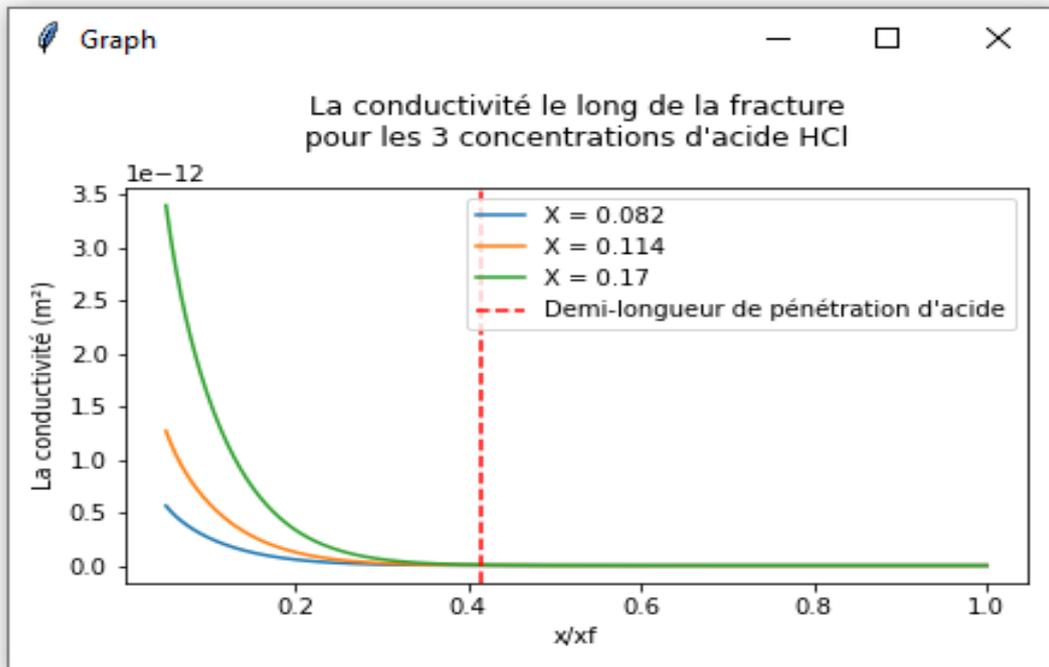


Figure 4.20. La fenêtre de graph

Conclusion

Pendant notre stage pratique, nous avons identifié un problème majeur dans les opérations de fracturation acide menées sur le champ de Hassi R'Mel. Le réservoir carbonaté LD2 présente une contrainte importante : il n'est pas suffisamment confiné, ce qui entraîne une propagation prédominante de la fracture vers le haut, réduisant ainsi sa demi-longueur au lieu de la maximiser.

Pour remédier à cette situation, nous avons proposé un programme qui vise à maximiser la demi-longueur de la fracture pour une hauteur donnée en identifiant la combinaison optimale des paramètres opérationnels qui permet de l'atteindre. Ce programme sera capable de réaliser de multiples simulations en utilisant différentes combinaisons de paramètres opérationnels afin de déterminer celle qui permet d'obtenir la plus grande demi-longueur.

Pour concrétiser ce programme, nous avons suivi plusieurs étapes, chacune jouant le rôle d'un générateur pour l'étape suivante, et nous avons pu tirer des observations et des conclusions spécifiques à chaque étape.

Tout d'abord, nous avons sélectionné et programmé un modèle de modélisation de la fracturation acide. Ensuite, nous avons décidé d'incorporer dans le programme un modèle de conductivité afin de générer davantage d'informations sur l'acide à utiliser, ainsi qu'un profil de conductivité le long de la fracture.

Nous avons ensuite réalisé un test de sensibilité des paramètres opérationnels sur la demi-longueur dynamique et effective, ainsi que sur la conductivité. Ce test nous a permis de constater l'influence significative du temps, du débit, du volume et de la concentration de l'acide. Nous avons ainsi identifié la combinaison optimale de ces paramètres sur laquelle notre travail s'est basé.

Dans l'étape suivante, en raison de la complexité du processus de détermination de la demi-longueur par le modèle présenté, nous avons fait appel à l'apprentissage automatique pour faciliter le processus. À cette étape, nous avons utilisé un plan d'expérience pour générer tous les cas possibles d'entrées du modèle d'apprentissage automatique dans le réservoir carbonaté LD2 de Hassi R'Mel.

Par la suite, nous avons procédé à l'étape cruciale de maximisation de la demi-longueur et d'optimisation de la conductivité en fonction des paramètres de formation introduits. À l'aide d'autres plans d'expériences, nous avons déterminé la combinaison optimale des paramètres opérationnels permettant d'obtenir cette demi-longueur et cette conductivité souhaitées.

Enfin, nous avons développé une interface conviviale pour faciliter l'utilisation et la manipulation du programme.

References

- [1] ATKINSON, B. K. (1979). A fracture mechanics study of subcritical tensile cracking of quartz in wet environments. *Pure Appl. Geophys*, 117, 1011-24.
- [2] 1911 Encyclopædia Britannica/Calcite. (2016, 04 29). Récupéré sur wikisource: https://en.wikisource.org/wiki/1911_Encyclop%C3%A6dia_Britannica/Calcite
- [3] A. Ugursal, D. Zhu, & A. D. Hill. (2018). Development of Acid Fracturing Model for Naturally Fractured reservoirs. Presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference & Exhibition held in The Woodlands, Texas, USA, 23-25 January: SPE-189834-MS.
- [4] ABDERRAHIM , S., & LEZOUL , S. (2021). Caractérisation du réservoir de la série inférieure du Trias du champ de Hassi R'mel centre. Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou.
- [5] Ahmed, T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook- Third Edition*. ELSEVIER, 190-254.
- [6] AIT SLIMANI , M., & BEGGACHE , M. (2017). CARACTERISATION SEDIMENTOLOGIQUE ET PETROPHYSIQUE DU NIVEAU DOLOMITIQUE D2 DE HASSI R'MEL. UNIVERSITE MOULOU MAMMERI DE TIZI-OUZOU.
- [7] Al-Ameri, A., & Gamadi, T. (2020). Optimization of acid fracturing for a tight carbonate reservoir. *Elsevier*, 70-79.
- [8] Aljawad , M. S., Schwalbert, M. P., Mahmoud, M., & Sultan, A. (2020). Impacts of natural fractures on acid fracture design: A modeling study.
- [9] Aljawad, M.S., Palharini Schwalbert, M., Zhu, & D. . (2019). Optimizing acid fracture design in calcite formations: Guidelines using a fully integrated model.
- [10] Antony, J., & Kaye, M. (2000). *Experimental Quality: A Strategic Approach To Achieve And Improve Quality*. Kluwer Academic Publishers.
- [11] Arangath, R, Hopkins, K. W., Lungershusen, D., & al. (2008). Successful Stimulation of Thick, Naturally-Fractured Carbonates Pay Zones in Kazakhstan. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. Lafayette, Louisiana, 13-14 February: SPE-112419-MS.
- [12] B, C. C., & M, H. (2015). *APPLIED PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING THIRD EDITION*. PRENTICE HALL.
- [13] Belyadi, H., Fathi, E., & Belyadi, F. (2017). Chapter Nine - Fracture Pressure Analysis and Perforation Design. Dans *Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs* (pp. 121-141).

- [14] Benyounes. (s.d.). Chapitre 03. Fluides De Fracturation. Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie, Gisement Minier et Pétrolier .
- [15] Berman, A. (1953). Laminar Flow in Channels with Porous Walls. *J. Appl.Phys.* 24(9), 1232-1235.
- [16] Biot, M. A. (1941). General theory of three-dimensional consolidation. *Applied physics* 12, 155-164.
- [17] Boote. (1998). citées dans l'étude sismique de western Geco en 2001.
- [18] BOYUN, G., WILLIAM C, L., & ALI , G. (2007). *Petroleum Production Engineering A Computer-Assisted Approach*. Elsevier Science & Technology Books.
- [19] Breiman, L. (1984). *Classification and Regression Trees*. New York: Routledge.
- [20] Burton, C. R., Nozaki, M., Zwarich, N. R., & Furui, K. (2018). Improved Understanding of Acid Wormholing in Carbonate Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers, Laboratory Experiments and Field Measurements*. doi:10.2118/191625-MS
- [21] Carter, R. D. (1957). Derivation of the general equation for estimating the extent of the fractured area.
- [22] Chilingarian, G. V., Mazzullo, S. J., & Reike, H. H. (1992). Chapter 13- Stimulation of Carbonate Reservoirs. Dans *Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-engineering Analysis, Part I* (pp. 589-625).
- [23] Crumpton, H. (2018). Well Control for Completions and Interventions. Dans c. 8.-P. Stimulation.
- [24] Daccord, G. (1987). Chemical dissolution of a porous medium by a reactive fluid. *Phys. Rev. Lett.*, 58 (5), 479-482.
- [25] Daccord, G., Lietard, O., & Lenormand, R. (1993). Chemical dissolution of a porous medium by a reactive fluid. 2 - convection vs reaction, behavior diagram. *Chem. EngngSci.* 48(1), 179–186.
- [26] Dong, C., Zhu, D., Hill, & A.D. (2002). Acidizing in Naturally Fractured Carbonate. SPE 75252, U. of Texas at Austin.
- [27] Dralng, T. (2005). Chapter 10 - Production Geology Issues. Dans *Well Logging and Formation Evaluation* (pp. 137-154).
- [28] Dunham, J. R. (1962). Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Texture. Dans R. J. Dunham, *Classification of Carbonate Rocks* (Ed. Harm, w.e), *Memoir 1, American Association of Petroleum Geologists* (pp. 108-121). Tulsa.

- [29] E, F., R, M. H., P, H., A, M. R., & R, R. (1992). Petroleum Related Rock Mechanics. ELSEVIER.
- [30] E, F., R, M. H., P, H., A, M. R., & R, R. (2008). PETROLEUM RELATED ROCK MECHANICS 2ND EDITION. Elsevier.
- [31] Economides, J. M., & Nolte, G. K. ((eds.) 2000). Reservoir Stimulation. New York, NY: Wiley.
- [32] Economides, M. J. (1992). Design and Performance of Acid Fractures. Dans a practical companion to reservoir stimulation.
- [33] Embry , F. A., & Kolvan , E. J. (1971). A Late Devonian reef tract on Northeastern Banks Island, Northwest Territories. Candadian Petroleum Geology Bulletin, v. 19.
- [34] Folk, L. R. (1962). Spectral Subdivision of Limestone Types, in Ham, W.E., ed. American Association of Petroleum Geologists Memoir 1, Classification of Carbonate Rocks-A Symposium.
- [35] Folk, R. L. (1959). Practical Petrographic Classification of Limistones. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, V. 43.
- [36] Fredd, C. N., & Miller, M. J. (2000). Validation of carbonate matrix stimulation models. presented at the Int. Symposium on Formation Damage. Lafayette (Louisiana): SPE 58713.
- [37] Geertsma, & de Klerk. (1969). A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hyraulically Induced Fractures. pp. JPT246,1571-1581.
- [38] Genty, D. (s.d.). Les Reservoirs Carbonatés : Un Exemple De Milieu Enregistreue Confiné. Institut de Géodynamique de Bordeaux III et Centre d'Etudes de Géographie Tropicale - 33405 Talence cedex.
- [39] Gidley, J. L. (1989). Dans Recent Advances in Hydraulic Fracturing.
- [40] Grebe, J., & Stoesser, M. (1935). Increasing crude production 20,000,000 bbl. from established fields. World Petroleum Journal , 473-482.
- [41] Guo, B., Liu, X., & Tan, X. (2017). CHAPTER 14 HYDRAULIC FRACTURING. Dans Petroleum Production Engineering Second Edition (pp. 389-501).
- [42] Hassi R'mel: les travaux d'évaluation et de développement du réservoir "LD2" connaissent une progression notable. (2023, Janvier Jeudi, 26). ALGERIE PRESSE SERVICE.
- [43] Howard, C.C, Fast, & C.R. (1957). Optimum Fluid Characteristics for Fracture Extension . In API Drilling and Production Practice, 24, 261.

- [44] J, C. J., N, G. C., & R, W. Z. (2007). Fundamentals of ROCK MECHANICS Fourth Edition. Blackwell.
- [45] James , P. N. (1984). Shallowing-upward Sequences in Carbonates. Geological Association of Canada, Geoscience Canada, Reprint Series 1, in Walker, R.G., ed. Facies Models .
- [46] Jardine, D., & Wilshart, J. W. (1982). Carbonate Reservoir Description. Presented at the International Petroleum Exhibition and Technical Symposium. Beijing, China, March: SPE-10010-MS.
- [47] Jauregui, L., J. A, Malik, A. R, Nunez, G., & al. (2011). Successful Application of Novel Fiber Laden Self-Diverting Acid System during Fracturing Operations of naturally Fractured Carbonates in Saudi Arabia. Presented at the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Manama, Bahrain, 25-28 September: SPE-142512-MS.
- [48] Jiang, T., sun, H., & Deng, X. (2019). Chapter 1 - Typical Characteristics of Fractured VUGGY Carbonate Gas Reservoirs. Dans Dynamic Description Technology of Fractured Vuggy Carbonate Gas Reservoirs (pp. 1 - 29).
- [49] KERROUCHE, M. (2016). Etude de l'analyse de la sensibilité d'une fracturation à l'acide par les modèles 2D (PKN et GDK) dans les formations carbonatées : Effet de la rhéologie et des dimensions de la fracture sur la productivité. UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES, 9.
- [50] Khetib, T. (s.d.). Fracturation Hydraulique. Faculté Des Hydrocarbures et de la Chimie, Gisement Miniers et Pétrolier .
- [51] Khrstianovitch, S.A., Zheltov, & Y.P. (1955). Formation of Vertical Fractures by Means of Highly Viscous Fluids. Proceedings of the 4th World Petroleum Congress. Rome, Italy,2: pp.579-586.
- [52] Liang, F. (2021). Chapter 11 - Hydraulic fracturing stimulation. Dans Q. Wang, Fluid Chemistry, Drilling and Completion (pp. 421-465). Houston, TX, United States.
- [53] Lo, K. a. (1989). Modeling of Acid Fracturing. SPE Prod. Eng. 4(2), 194-200.
- [54] Lotfi, R., Hosseini , M., Aftabi , D., Baghbanan, A., & Xu, G. (2021). Pumping Schedule Optimization in Acid Fracturing Treatment.
- [55] Loucks, R. G., Kerans, C., & Janson, X. (s.d.). DUNHAM'S CARBONATE ROCK TEXTURE CLASSIFICATION. Bureau of Economic Geology.
- [56] Luruia, D., Changlinb, Z., Mei, H., & Desheng, J. (2018). Simulation of effective fracture length of prepad acid fracturing considering multiple leak-off effect.

- [57] Lyons, J., Nasrabadi, H., & Nasr-El-Din, H. A. (2016). A Novel Pore-Scale Thermal-Fracture-Acidizing Model With Heterogeneous Rock Properties. SPE-167158-PA.
- [58] Mahdiyari, H., Salari, A., Qajar, J., & Kalantariasl, A. (2019). New correlations for etched fracture width and half-length of acid-fractured wells. *Dans Journal of Petroleum Science and Engineering*.
- [59] McCartney, E., Al-Othman, M., Alam, A., & al. (2017). Enhanced Acid Fracturing With Improved Fluid Loss Control and Near Wellbore Diversion Increases Production in Kuwait . Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas, 9-11 October: SPE-187444-MS.
- [60] Mou, J., Li, C., Zhang, S., . . . D. (2016). Research on acid leakoff reduction by injecting large volume of slick water in acid fracturing of naturally fractured oil reservoirs. *Oxid. Commun.* 39 (3 A), 2566–2579.
- [61] Mou, J., Zhu, D., Hill, & A.D. (2011). New Correlations of Acid-Fracture Conductivity at Low Closure Stress Based on Spatial Distributions of Formation Properties. *SPE Prod and Oper* 26 (2). 195-202. SPE-131591-PA.
- [62] MURRAY , R. C. (1960). ORIGIN OF POROSITY IN CARBONATE ROCKS. *SEDIMENTARY PETROLOGY*, 59-84.
- [63] Nierode, D. E., & Kruk, K. F. (1973). An evaluation of acid fluid loss additives, retarded acids, and acidized fracture conductivity. The 48th Annual Fall Meeting. September 30–October 3, Las Vegas, NV.; SPE Paper No. 4549.
- [64] Nierode, E. D., Williams, R. B., & Bombardieri, C. C. (1972). Prediction of Stimulation From Acid Fracturing Treatment. *J Can Pet Technol* 11 (04). doi:<https://doi.org/10.2118/72-04-04>
- [65] Nordgren. (1972). Propagation of Vertical Hydraulic Fractures. pp. JPT253.306-314.
- [66] Oliveir, T., Neumann, F. L., & Azevedo, T. C. (2014, February 26). Acid or Propped Fracturing in Deep Carbonates. Experiments and Field Results. doi:10.2118/168129-MS
- [67] Peck, L. (1983). Stress corrosion and crack propagation in Sioux quartzite. *J. Geophys. Res*, 88, 5037–46.
- [68] Penny, G. S., Zelenev, A., Lett, N., & Paktinat, J. (2012). Nano surfactant system improves post frac oil and gas recovery in hydrocarbon rich gas reservoirs. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, (pp. 14-18). Tulsa.
- [69] Perkins, & Kern. (1961). Widths of Hydraulic Fractures. pp. JPTT222?937-949.

- [70] perras, M. A., & Diederichs, M. S. (2011). The importance of classification for carbonates and mudrocks in engineering. Pan-Am Canadian Geotechnical Society Annual Geotechnical Conference. Toronto, Ontario, Canada, January.
- [71] Plahn, O., Kekäläinen, P., Kalliomäki, H., & Niini. (1997). Reusability of oil shale ash in fluidized bed combustion of peat. *Energy & Fuels*, 117-123.
- [72] Rahim, Z., Al-Kanaan, A. A., Kayumov, R., & al. (2017). Sequenced Fracture Degradable Diverters Improve Efficiency of Acid Fracturing in Multiple Perforated Intervals Completion Assembly. Presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Abu Dhabi, UAE, 13-16 November: SPE-188187-MS.
- [73] Rahman, M. M. (2010). An Algorithm to Model Acid Fracturing in Carbonates. *Insightful Sensitivity Analysis*, pp. 1046-1058.
- [74] Ravikumar, A., Marongiu-Porcu, M., Morales, & A. (2015). Optimization of acid fracturing with unified fracture design. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. SPE-177486-MS.
- [75] Roberts, L. a. (1975). A New Method for Predicting Acid Penetration Distance. *SPEJ15(4)*, 277-286.
- [76] Saffet , Y. (2008). Assessment of brittleness using rock strength and density with punch penetration test. *Elsevier*, 66-74.
- [77] Schechter, R. S. (1992). *Oil Well Stimulation*. Englewood Cliffs. NJ: Prentice Hall.
- [78] Schechter, S. R., & Gidley, L. J. (1969). The change in pore size distribution from surface reactions in porous media. *AIChE J.* 15(3), 339–350.
- [79] Schwalbert, M. P., Ajawad, M. S., Hill, A. D., & Zhu, D. (2020). Decision Criterion for Acid Stimulation Method in Carbonate Reservoirs: Matrix Acidizing or Acid Fracturing? Presented at the SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control. Lafayette, Louisiana, USA, 19-21 Febuary: SPE-199236-MS0.
- [80] Segal, M. R. (2003). *Machine Learning Benchmarks and Random Forest Regression*. Kluwer Academic, 4-6.
- [81] SERRA, O. (2007). *Well Logging and Reservoir Evaluation*. Technip.
- [82] Settari, A. (1993). Modeling of Acid-Fracturing Treatments. *SPE Prod. & Fac.* 8(1), 30-38.
- [83] Settari, A., Sullivan, B. R., & Hansen, C. (2001). *SPE Prod. & Fac.* 16(4), 200-209.

- [84] Settari, A., Sullivan, B. R., & Hansen, E. C. (1998). A new two-dimensional model for acid-fracturing design. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 27-30. doi:<https://doi.org/10.2118/48930-MS>
- [85] Sevougian, S.D., Schechter, R.S., Sepehrnoori, & K. (1987). Optimization of vertical acid fractures in steady-state flow. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. SPE-16252-MS.
- [86] Terrill, M. R. (1965). Heat Transfer in Laminar Flow Between Parallel Porous Plates. International Journal of Heat and Mass Transfer 8(12), 1491-1497.
- [87] Terzaghi, v. K. (1923). Le calcul du coefficient de perméabilité de l'argile à partir de l'évolution des phénomènes de contraintes hydrodynamique. Vienne: Math.-Naturwiss.
- [88] Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2016). Chapter 8 - Naturally Fractured Reservoirs. Dans Petrophysocs (Fourth Edition) Book (pp. 415- 481).
- [89] V. , R.-G., M. , S.-C., M. , C.-O., & M. , C.-R. (2015). Machine learning predictive models for mineral prospectivity: An evaluation of neural networks, random forest, regression trees and support vector machines. ELSEVIER, 3.
- [90] Wei, Y. L. (2011). Classification and regression trees. John Wiley & Sons, 15.
- [91] Williams, B. B., & Nierode, E. D. (1972). Design of Acid Fracturing Treatments. JPT 24(7), 849-859.
- [92] Williams, V., McCartney, E., Nino-Penalosa, & A. (2016). Far-Field Diversion in Hydraulic Fracturing and Acid Fracturing: Using Solid Particulates to Improve Stimulation Efficiency. Presented at the SPE Asia Pacific Hydraulic Fracturing Conference. Beijing, China, 24-26 August: SPE-181845-MS.
- [93] Xiong, C., Wu, Y., Zhang, S., Wang, Y., Chen, M., & Yang, H. (2016). The effect of primary porosity on acid fracturing conductivity in carbonate reservoirs. Journal of Petroleum Science and Engineering, 186-194.
- [94] Zeng, S., Sun, Y., Zhu, R., Wang, X., & Li, Y. (2018). Effects of permeability heterogeneity on acid fracturing in carbonate reservoirs. Journal of Petroleum Science and Engineering, 849-859.
- [95] Zhang, j., Li, H., Li, S., Li, Y., Li, X., & Li, D. (2019). Effect of water saturation on acid fracturing in low permeability sandstone reservoirs. Journal of Petroleum Science and Engineering, 36-47.

