

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

KASDI MERBAH-OUARGLA UNIVERSITY

UNIVERSITE KASDI MERBAH- OUARGLA



جامعة قاصدي مرباح-ورقلة

Année 2024

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

Département des Sciences de la Terre et de l'Univers

En vue de l'obtention du diplôme de Doctorat En Sciences

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

THEME

**Une approche de simulation pour évaluer le mécanisme de
récupération amélioré du pétrole d'un réservoir
naturellement fracturé**

Par : KHELIFA CHERIF

Devant le Jury

Président :	BELKSER MOHAMED SALAH	PR	Université OUARGLA
Encadreur :	ZEDDOURI AZIEZ	PR	Université OUARGLA
Examineurs :	BOUDJEMAA SOUHAYLA	PR	Université TLEMCEM
	HAMZIOUI LOUANES	PR	Université SETIF
	DJEBBAS FAYCEL	MCA	Université OUARGLA
	TAOUTI MOHAMED BENABDELLA	PR	Université LAGHOUCAT

Année Universitaire : 2023/2024

Remerciement

Je veux d'abord remercier ALLAH pour m'avoir aidé à terminer ce travail en me donnant la force et la patience nécessaires.

Je remercie d'abord les personnes qui ont supervisé ma thèse. Merci au Pr ZEDOURI AZIEZ, mon directeur de thèse, pour m'avoir transmis ses connaissances scientifiques. Je tiens également à remercier chaleureusement mon co-directeur de thèse, le Dr DJEBBAS FAYCAL, pour nos échanges très enrichissants au cours de ces années.

Je veux remercier le Pr DOBBI ABDELMADJID, le doyen de la faculté, et le Pr BELEKSIR Med SALAH, le chef du département des sciences de la terre et de l'univers, pour leur confiance qui a permis le démarrage de ce projet. Je suis reconnaissant(e) pour les excellentes conditions de travail qu'ils m'ont offertes.

Nous remercions également le président du jury et les examinateurs d'avoir évalué notre travail.

Je tiens à remercier tout d'abord ALLAH, le tout puissant qui a éclairé mon chemin, et m'a donné le courage, la force et la patience pour achever ce travail.

Mes remerciements s'adressent ensuite aux différentes personnes qui ont encadré ma thèse. Merci à Dr ZEDOURI AZIEZ, directeur de thèse, de m'avoir fait partager ses connaissances scientifiques. Un grand remerciement ensuite mon co-directeur de thèse, Dr DJEBBAS FAYCAL, pour les nombreux échanges très constructifs que nous avons pu avoir tout au long de ces années.

je voudrais remercier Dr DOBBI ABDELMADJID , le doyen de la faculté et Dr BELEKSIR Med SALAH le chef du département sciences de la terre et l'univers, pour la confiance qu'il m'a accordée et grâce à qui ce projet a pu démarrer. et pour m'avoir accueillie dans d'excellentes conditions de travail.

Nos remerciements vont également au président de jury et aux examinateurs pour nous avoir fait l'honneur de juger ce travail.

Dédicace

Je souhaite dédier humblement ce travail à ma mère, en témoignage de ma reconnaissance et de ma gratitude pour son soutien indéfectible, ses sacrifices et ses encouragements tout au long de mes études.

À mon épouse, à toute personne qui a toujours été présente pour moi.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude envers mes collègues pour leur soutien continu tout au long du projet. Je souhaite qu'ils trouvent ici la manifestation de mon immense affection et de mon fort attachement.

المخلص:

الخرانات المتشقة طبيعياً (NFR) مهمة جداً حيث تتميز عن الخزانات التقليدية بوجود الشقوق في جميع أجزائه. هذه الخزانات تحتوي على حوالي 40% من احتياطات النفط العالمية، بحيث تتميز بنظام مزدوج المسامية يتضمن شبكة من الوسط المسامي و الشقوق، عادةً ما تكون لديها نفاذية منخفضة للوسط المسامي ونفاذية عالية للشقوق، مما يعقد اختيار الطريقة المثلى لاستخلاص النفط (EOR) لتحسين معامل الاستخلاص النهائي للنفط.

يهدف مشروعنا إلى تقييم فعالية حقن غاز ثاني أكسيد الكربون كطريقة لاستخلاص النفط (EOR) لتحسين معامل الاستخلاص النهائي للنفط في الخزانات المتشقة طبيعياً. بالإضافة إلى ذلك، نسعى إلى تحليل تأثير العوامل الرئيسية لخصائص الخزان والسوائل على أداء تقنية CO₂-EOR في هذه الخزانات.

الكلمات الرئيسية: خزان متشقق طبيعياً، حقن ثاني أكسيد الكربون، عامل استخلاص النفط، طرق EOR.

Abstract:

Naturally fractured reservoirs (NFRs) are highly significant and differ from conventional reservoirs due to the presence of fractures throughout the reservoir. These reservoirs, which contain approximately 40% of the world's oil reserves, feature a dual porosity system comprising a fracture network and a matrix. Typically, they have low matrix permeability and high fracture permeability, complicating the selection of an effective enhanced oil recovery (EOR) method to improve the ultimate oil recovery factor.

Our project focuses on assessing the efficiency of CO₂ gas injection as an EOR technique to enhance the ultimate oil recovery factor in NFRs. Additionally, we aim to analyze the impact of key reservoir and fluid properties on the performance of CO₂-EOR in these reservoirs.

Keywords : naturally fractured reservoir, CO₂ injection, ultimate oil recovery factor, EOR mode.

Résumé :

Les réservoirs naturellement fracturés (NFR) sont très importants et se distinguent des réservoirs conventionnels en raison de la présence de fractures dans tout le réservoir. Ces réservoirs, qui contiennent environ 40 % des réserves mondiales de pétrole, présentent un système de double porosité comprenant un réseau de fractures et une matrice. En général, ils ont une faible perméabilité de la matrice et une haute perméabilité des fractures, ce qui complique le choix d'une méthode efficace de récupération assistée du pétrole (EOR) pour améliorer le facteur de récupération ultime du pétrole.

Notre projet vise à évaluer l'efficacité de l'injection de gaz CO₂ en tant que technique EOR pour améliorer le facteur de récupération ultime du pétrole dans les NFR. De plus, nous cherchons à analyser l'impact des principaux paramètres des propriétés du réservoir et du fluide sur la performance du CO₂-EOR dans ces réservoirs.

Les mots clés : réservoir naturellement fracturé, injection de CO₂, facteur de récupération du pétrole, les modes EOR.

Table des matières

Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste des abréviations	
Introduction	
Année Universitaire : 2023/2024.....	1
I. Généralités sur les réservoirs fracturés.....	21
I.1 Introduction :	2
I.2 Les réservoirs fracturés :	3
I.2.1 Définitions générale :	3
I.2.2 Les conditions d'apparition des fractures :	4
Déformation élastique :	5
Déformation plastique :	5
Déformation cassante :	5
I.2.3 Les types des failles :	6
I.3 Origine des fractures :	6
Fractures d'origine naturelles :	6
Fractures d'origines induites :	7
I.4 Les types des fractures :	7
I.4.1 Fractures et micro-fractures :	7
I.4.2 Fractures ouvertes et fermées :	7
I.5 Les fractures mesurables et non-mesurables :	8
I.5.1 Propriétés des fractures :	9
Ouverture de la fracture : est la distance entre les deux lèvres de la fracture.	9
Taille de la fracture : elle se réfère à la relation entre la longueur et l'épaisseur de la fracture.	9
Etat de fracture:	9
I.5.2 Orientation de la fracture :	9
I.6 Différents type des roches fracturées :	10
I.6.1 Classification des réservoirs fracturés :	10
Selon l'indice d'intensité de fracturation :	10

Table des matières

Selon les caractéristiques pétrophysiques de la roche :	11
I.7 Influence de la fissuration naturelle sur la qualité du réservoir :	16
 II. Chapitre : Caractérisation des réservoirs naturellement fracturés	
II.1 Introduction :	17
II.2 Détection des fractures naturelles dans les réservoirs :	17
II.3 Caractérisation des réservoirs naturellement fracturés par la sismique :	17
II.4 L'enregistrement et l'analyse de la microsismicité induite :	19
II.5 Caractérisation des réservoirs naturellement fracturés par la description des carottes des puits :	19
II.6 Caractérisation des réservoirs naturellement fracturés par les méthodes diagraphiques : ..	22
II.7 Caractérisation des réservoirs naturellement fracturés par Les essais des puits (Well testing) :	22
II.7.1 Principe des essais des puits :	23
II.7.2 Les équations fondamentales utilisées en essais des puits :	24
II.8 Caractérisation géomécanique des réservoirs naturellement fracturés :	25
II.8.1 Notions générales :	25
II.8.2 Paramètres mécaniques de la roche :	26
II.8.3 Paramètres de résistance (ou de rupture) :	27
II.8.4 Comment peut-on avoir les paramètres mécaniques d'une roche ?	29
II.8.5 Etat des contraintes dans les roches :	32
II.8.6 Détermination de la direction des fractures naturelles :	32
II.9 L'importance de la détection des fractures naturelles :	33
 III. Chapitre : Méthodes de récupération EOR dans les réservoirs fracturés	
III.1 Introduction :	34
III.2 Facteurs clés en la récupération d'un réservoir fracturé :	34
III.2.1 Facteurs clés en la récupération d'un réservoir fracturé :	34
III.2.2 Continuité capillaire :	36
III.2.3 La mobilité :	37
III.2.4 Les perméabilités relatives :	38
III.3 Les modes de la Récupération (EOR) dans les réservoirs fracturés :	38
III.3.1 Injection d'eau :	39
III.3.2 Injection gaz :	40

Table des matières

III.3.3	L'injection d'eau et de gaz alternatif (WAG) :	41
III.3.4	Injection les produits chimiques dans des réservoirs naturellement fracturés :	42
III.3.5	Dioxyde de carbone CO ₂ :	45
	Injection de CO ₂ miscible :	46
	Injection la mousse de CO ₂ :	48
IV.	<i>Comparaison entre différents méthode de EOR dans les réservoirs NFR.</i>	
IV.1	Comparaison entre l'injection de CO ₂ et l'injection d'eau, l'injection de gaz et l'injection de WAG :	50
IV.2	Comparaison de l'injection de CO ₂ par rapport à l'injection des produits chimiques (alcalin-surfactant-polymère) :	51
IV.3	Comparaison de l'application de l'injection de CO ₂ (continue versus Huff and Puff) :	52
IV.3.1	Conception d'injection :	52
IV.3.2	Procédure :	53
IV.4	Aspect économique de l'injection de CO ₂ en mode EOR :	62
	<i>V. Résultats et discussions</i>	
V.1	Impact du NF sur le facteur de récupération du pétrole du réservoir du champ pétrolifère Sensibilité au MMP et au facteur SIGMA:	65
V.1.1	Propriétés du fluide du réservoir :	65
V.1.2	Étude de miscibilité :	65
V.2	Détermination du MMP à l'aide de gaz pauvre :	67
V.3	Détermination du MMP en utilisant le gaz CO ₂ :	68
V.4	Etude de simulation:	71
V.4.1	Description du modèle de simulation:	71
V.5	Méthode de récupération Améliorée (EOR):	74
V.5.1	Injection de gaz d'huile produit a une pression en dessous de la MMP:	75
V.5.2	Injection de gaz d'huile produit à une pression en dessus de la MMP:	76
	<i>Conclusion et perspectives</i>	78
	<i>Références bibliographiques</i>	91

Liste des Abréviations

CO₂ :	Carbon dioxide
EOR :	Enhanced Oil Recovery
NFR:	Naturally Fractured Reservoir
WAG :	Water-alternating-gas
PV :	Pore volume
ASP :	Alkaline-Surfactant-Polymer
MMP :	Minimum miscibility Pressure
HCPV :	Hydrocarbon pore volume
EOS :	Equation of state
BPR :	Back pressure regulator
RF :	Recovery factor
HnP :	Huff and puff
HC :	Hydrocarbons
FCM:	First contact miscibility
MCM :	Multi contact miscibility
IM :	Immiscibility
OIPP :	Original oil in place

Liste des figures

Figure I-1 : Représentation d'une fracture et d'une matrice.	3
Figure I-2 : Les breakouts,	4
Figure I-3 : La relation entre les contraintes et la déformation. [20]	5
Figure I-4 : Les types des failles. [31]	6
Figure I-5 : Les types des fractures.	8
Figure I-6 : La variation d'orientation des fractures dans la roche. [5]	10
Figure I-7 : Types des réservoirs naturellement fracturés. [08]	12
Figure I-8 : Modèle de simple porosité et simple perméabilité. [23]	13
Figure I-9 : Modèle de double porosité et simple perméabilité. [23]	14
Figure I-10 : Modèle de double porosité et double perméabilité. [23]	15
Figure I-11 : Modèle de forte anisotropie des fractures. [23]	16
Le sismique est une technique de géophysique qui sert à créer une bonne couverture du terrain en visualisant ses différentes structures. Parmi les méthodes sismiques qui servent à détecter les fractures, il y a la sismique des puits ou plus précisément le profil sismique vertical 3D (3DVSP). Cette technique nécessite une source sismique située en surface et des hydrophones ancrés successivement à différentes cotes en profondeur. La source à une position fixe généralement à l'aplomb des hydrophones quelle que soit leur profondeur (Jean. L. Mari, 2000),	
figure II-1.	17
Figure II-1: Le profil PSV 3D.	17
L'évaluation de l'anisotropie horizontale due à la présence des fractures naturelles à l'intérieur du réservoir est réalisée à l'aide du fractionnement des ondes de cisaillement "Shear Wave Splitting" comme représenté sur la figure II-2.	
Figure II-2 Fractionnement des ondes de cisaillement	18
Figure II-3 Exemple des fractures verticales partiellement ouvertes dans une carotte.	20
La figure II-3 est un exemple de carotte qui montre les fractures naturelles partiellement ouvertes d'un forage du réservoir F6-1.	
Figure II-4 Caractéristiques d'une fracture observée à partir d'un puits foré.	21

Liste des figures

Figure II-5 Principe d'un essai de puits.	23
La figure II-6 illustre la forme du test d'un réservoir naturellement fracturé :.....	24
Figure II-6 Courbe log-log pour le modèle de double porosité.....	24
Figure II-7 Courbe contrainte-déformation.....	26
La figure II-7 représente la courbe contrainte-déformation, il y a 3 phases. Lorsque l'intensité de la contrainte augmente, La première réponse est la déformation élastique. A un point donné durant la déformation élastique, cette relation devient non linéaire. Si la contrainte dépasse la limite de résistance, le matériau est déformé de façon permanente ; il en résulte une déformation plastique. Avec une augmentation de la contrainte, le matériau atteint un second seuil, son point de rupture, et il casse ; c'est la déformation cassante.	Erreur ! Signet non défini.
Figure II-8 :L'angle de frottement pour un tas des grains.	29
(voir la courbe (b) (Figure II-9):	30
Figure II-9: Test de compression triaxiale. (modifié d'après Baker Atlas 2005).....	30
La figure II-9 représente la courbe contrainte-déformation et l'appareil de test triaxial.	
Explications de la courbe (b) (figure 12) :	30
La figure II-10 montre le critère de Mohr-Coulomb qui aide à déterminer les paramètres de la résistance d'une roche :.....	31
Figure II-10: Critère de Mohr-Coulomb.	31
La figure II-11 montre les trois contraintes principales dans un repère orthogonal :	32
Figure II-11: Les contraintes principales.	32
La figure II-12 représente une Coupe transversale traversant un Trou de forage, illustrant les différentes ruptures induites.	33
Figure II-12: d'une Coupe transversale traverse un Trou de forage.	33
Figure III-1: Mouillabilité d'une surface minérale simple.	35
Figure III-2: Mécanisme proposé pour le franchissement des fractures.	37
Figure III-3: Phénomène de canalisation des fractures. [33]	38
La récupération du pétrole par injection d'eau à partir de réservoirs fracturés a dans certains cas été étonnamment élevée, comme observé dans le champ d'Ekofisk sur le plateau continental norvégien (NCS) : l'injection d'eau a été initialement initiée pour maintenir la pression, en raison d'un affaissement important du fond marin après des années de production par épuisement de la	

Liste des figures

pression (Hermansen et coll. Une augmentation significative de la récupération du pétrole a suivi en raison de la mouillabilité favorable (imbibition spontanée) et de l'affaiblissement de la roche réservoir de craie (entraînement de compactage) combinés. La figure III-4 montre la réponse du taux de pétrole du champ à l'inondation par l'eau.....	39
Figure III-4: Réponse du taux de production de pétrole suite à l'inondation du champ d'Ekofisk. modifiée d'après Hermansen et al. (2000).	40
Figure III-5: Evolution de la viscosité et de la densité en fonction de la pression et de la température.....	46
Figure IV-1 : Comparaison des récupérations par injection de WAG, de gaz et de CO2. (Saif S. Al Sayari, 2009)	51
Figure IV-2 Scénarios annuels de production pétrolière EOR pour les deux méthodes EOR et les trois scénarios de production. (Simon Roussanaly et Alv-Arne Grimstad, 2014).	52
Figure IV-3 : Illustration schématique de l'appareil d'injection de CO2. (Mingchen Ding, Miao Gao, Yefei Wang, ZhengtianQu, Xu Chen, 2018).	55
Figure IV-4: Résultats de l'analyse de la composition de l'huile produite collectée à différentes périodes d'injection avec différents moments d'injection de CO2. (Mingchen Ding, Miao Gao, Yefei Wang, ZhengtianQu, Xu Chen, 2018).....	57
Figure IV-5 : Facteur de récupération du pétrole par rapport au temps d'injection de CO2. pendant le processus d'inondation du MCM dans différentes conditions de densité de fracture. (Mingchen Ding, Miao Gao, Yefei Wang, ZhengtianQu, Xu Chen, 2018)	58
Figure IV-6 : Facteur de récupération du pétrole par rapport au temps d'injection de CO2. pendant le processus d'inondation IM dans différentes conditions de densité de fracture(Mingchen Ding, Miao Gao, Yefei Wang, ZhengtianQu, Xu Chen, 2018).....	59
Figure IV-7: Facteurs ultimes de récupération du pétrole suite à une inondation de CO2 dans différentes conditions miscibles. (Mingchen Ding, Miao Gao, Yefei Wang, ZhengtianQu, Xu Chen, 2018)	59
Figure IV-8: Facteurs de récupération cumulés du système matrice-fracture par rapport au nombre de cycles pendant le processus CO2 HnP. réalisé dans différentes conditions de densité de fracture et dans : (a) des conditions MCM ; (b) état IM ; (c) État du FCM. (Ming	60
Figure IV-9 : Facteurs de récupération cumulés du CO2HnP par rapport à l'épuisement de la pression. dans trois conditions de miscibilité à partir d'un système de fractures matricielles avec une densité de fractures de : (a) 2,5 fractures par mètre ; (b) 5,0 fracture	61

Liste des figures

Figure IV-10: Valeur du pétrole qui doit être prise en compte dans le projet de CSC associée au CO2 EOR (€/bbl). et valeurs que l'on serait prêt à payer pour que le CO2 soit livré sur son champ (€/tCO2 avoided), (Simon Roussanaly, and Alv-Arne Grimstad, 2014).	62
Figure IV-11 : Analyses de sensibilité sur la valeur qu'une personne serait prête à payer pour que du CO2. soit livré sur son champ pour la combinaison des scénarios EOR CO2 moyen et EOR chimique moyen (Simon Roussanaly et Alv-Arne Grimstad, 2014).	63
Figure V-1 : Adaptation de la qualité du fluide caractérisé à la pression de saturation. (Psat) ...	65
Figure V-2 : MMP calculé à l'aide de Slim Tube.	66
Figure V-3 : MMP calculé par corrélation.	66
Figure V-4 : MMP calculé à l'aide de Slim Tube.	67
Figure V-5 : MMP calculé par corrélation.	67
Figure V-6 : MMP calculé à l'aide de Slim Tube.	68
Figure V-7 : MMP calculé par corrélation.	69
Figure V-8 : la relation entre le pourcentage CO2 et MMP.....	70
Figure V-9 : modèle un réservoir naturellement fracturé par tNavigator V4.1.3	72
Figure V-10 : Comparaison de profile de production Réservoir fracture Vs. Réservoir homogène.	74
Figure V-11 : Effet d'injection de gaz d'HC (Ecoulement immiscible).	75
Figure V-12 : Effet d'injection de gaz massive dans les NFR.	76

Liste des tableaux

Tableau II-1: Module de Young et coefficient de Poisson pour quelques roches (document sonatrach).	27
Tableau II-2 La résistance à la compression simple en fonction la compaction des roches gréseuses (H. Brown 1981).	28
Tableau II-3 : L'angle de frottement interne pour quelques roches (Peck 1974).	28
Tableau II-4 : Certaines valeurs de la cohésion en fonction de la lithologie (Minnesota Department of Transportation, Pavement Design, 2007 et NAVFAC Design 1986).	29
Tableau III-1: Mouillabilité d'une surface minérale simple, de l'eau humide (à gauche), en passant par le neutre-humide (au milieu) et l'huile (à droite).	35
Tableau III-2: Mécanisme proposé pour le franchissement des fractures, modifié d'après Aspenes et al. (2007).	37
Tableau III-3 : Phénomène de canalisation des fractures.[33]	38
Tableau III-4 : Réponse du taux de production de pétrole suite à l'inondation du champ d'Ekofisk, modifiée d'après Hermansen et al. (2000).	40
Tableau III-5 : Evolution de la viscosité (à gauche) et de la densité (à droite) en fonction de la pression et de la température.	46
Tableau IV-1 : Conditions expérimentales et résumé des résultats d'injection de CO2 et de HnP. (Mingchen Ding, Miao Gao, Yefei Wang, ZhengtianQu, Xu Chen, 2018)	56

Introduction générale



Introduction générale

Avec la croissance démographique galopante et l'essor économique fulgurant des géants émergents tels que la Chine, l'Inde, le Brésil et d'autres, les besoins mondiaux en énergie ne cessent de grimper depuis le début du siècle, malgré des contraintes écologiques de plus en plus contraignantes. Dans ce paysage en mutation, d'importants efforts ont été déployés pour remplacer les énergies fossiles non renouvelables par des sources d'énergie respectueuses de l'environnement. Pourtant, le pétrole demeure incontestablement la ressource énergétique la plus plébiscitée et la plus convoitée de notre époque. Ainsi, les compagnies pétrolières se retrouvent confrontées à un défi de taille : maintenir voire accroître la production des vastes gisements pétroliers matures, alors que le nombre de nouvelles découvertes diminue constamment et que l'extraction des réserves non conventionnelles engendre des coûts exorbitants.

Un nombre important des réservoirs qui contribuent aux réserves mondiales de pétrole et à la production actuelle sont des carbonates naturellement fracturés. Ces réservoirs sont complexes et leur description et leur production sont associées à des incertitudes supplémentaires sur les réseaux de fractures et leur impact sur la production [1–5]. L'indistinct dans la distribution des fractures influence grandement l'écoulement et les déplacements des fluides, et le défi de propager l'incertitude dans les modèles de distribution des fractures dans la réponse de l'écoulement du réservoir doit être pris en compte [6]. Les roches souterraines et les formations géologiques présentent souvent des fractures telles que des joints, des failles et des plans de stratification. Ces discontinuités régulent fréquemment le comportement hydrologique des roches souterraines et forment des réseaux complexes [7]. Dans les roches carbonatées et magnésiennes, des canaux de dissolution fracturés et des cavités se forment lors de l'altération ou de l'enfouissement dans le bassin sédimentaire. Dans le même temps, des fractures orientées verticalement dans de grandes parties des roches souterraines comprenant de la magnésite, de la dolomite, du limon et du calcaire peuvent également se former en raison des événements tectoniques et des contraintes croissantes des morts-terrains, réduisant ainsi la résistance des roches [8].

Généralement, les fractures doivent former un réseau d'interconnexion pour être considérées comme un réservoir naturellement fracturé. Différentes caractéristiques de fracture peuvent affecter les voies d'écoulement de manière sensiblement différente, par exemple, l'orientation de la fracture par rapport à la direction d'écoulement ou un schéma de classification. L'évaluation du processus de récupération du pétrole pourrait être affectée par l'inclusion ou l'exclusion de ces fractures. Par conséquent, une caractérisation précise du réseau de fractures est essentielle pour comprendre le comportement de l'écoulement des fluides [7].

Introduction générale

La modélisation de fractures est un processus complexe qui nécessite une enquête multidisciplinaire holistique.

Les données géoscientifiques, de réservoir et de production sont essentielles à l'identification et à la classification des fractures. Différentes sources de données caractérisent souvent les fractures à différentes échelles [9]. Alternativement aux données de réservoir, des lignes directrices ont été proposées pour sélectionner des affleurements représentatifs et pour prouver la correspondance entre affleurement et carotte [10]. Les caractéristiques de fracture, telles que l'intensité relative ou absolue de la fracture, l'emplacement structurel et les distributions de hauteur et de longueur, peuvent être quantifiées à travers des affleurements difficiles à capturer à l'échelle sismique et centrale. De plus, les résultats de l'analyse des journaux d'images, tels que le micro-imageur de formation (FMI) et le micro-imageur électrique (EMI), peuvent être utilisés pour l'évaluation des fractures, qui est plus fiable que les données de base [11]. Dans le processus de modélisation des fractures, les images des fractures sont utilisées pour capturer les intersections des fractures et générer les journaux de densité des fractures. Les données de fracture des affleurements avec les observations de carottes peuvent améliorer la modélisation des fractures pour les réservoirs avec des journaux FMI limités ou sans. Par exemple, une représentation améliorée de l'intensité des fractures à travers un réservoir peut être obtenue en analysant les propriétés mesurées de l'affleurement [12]. En plus des journaux d'images, des journaux de puits et de production modernes, des journaux de puits conventionnels, des carottes et des données sismiques, les données de production peuvent être corrélées à l'intensité de la fracture [12-14].

Normalement, la forte intensité des fractures correspond aux puits producteurs. En conséquence, les zones fracturées avec des taux de production élevés peuvent être localisées en intégrant les données de fracture provenant des journaux d'images et des données de base. Les journaux de densité de fractures sont utilisés pour construire le modèle de réseau de fractures discret (DFN). Le modèle DFN est intéressant car il peut représenter les caractéristiques de fractures hydrauliquement pertinentes. Les caractéristiques du réseau de fractures telles que la taille, l'orientation et l'ouverture de la fracture reflètent les propriétés physiques de la roche [15,18,19]. Par conséquent, avec le modèle DFN, il est possible d'étudier l'effet des caractéristiques du réseau de fractures sur le déplacement du pétrole.

Actuellement, étant donné que de nombreux réservoirs naturellement fracturés se trouvent dans des friches industrielles et que la plupart des pétroles légers sont produits, il est intéressant d'améliorer leur production pétrolière, notamment avec différentes méthodes EOR. Cependant, des projets EOR limités dans des réservoirs naturellement fracturés ont été mis en

Introduction générale

œuvre, et leurs analyses comportent encore de nombreuses incertitudes [16,17]. Cela pourrait être dû à la phase fluide et au comportement d'écoulement de ces réservoirs, qui dépendent fortement des propriétés de la matrice et des fractures. Pour l'analyse pratique et le développement de tels réservoirs, la nécessité de reconnaître le rôle des fractures naturelles sur la production aux différentes étapes du développement du réservoir est importante. Par conséquent, la caractérisation des fractures grâce à l'intégration de multiples sources de données issues des géosciences et de l'ingénierie des réservoirs joue un rôle central dans une compréhension approfondie des mécanismes de production des réservoirs en vue d'un modèle de simulation dynamique plus réaliste.

Dans ce travail, les mécanismes de récupération du pétrole dans les réservoirs fracturés seront examinés et discutés. La plus grande attention sera consacrée aux études expérimentales sur l'écoulement des fluides dans les réservoirs fracturés et aux techniques d'imagerie permettant de visualiser l'écoulement des fluides in situ. Une attention particulière sera portée à l'imagerie complémentaire en laboratoire, où des processus importants dans des réservoirs fracturés sont étudiés à différentes échelles de longueur sur une plage de 5 ordres de grandeur. Une solide compréhension des fonctions d'écoulement régissant l'écoulement des fluides dans les réservoirs fracturés constitue la base nécessaire pour étendre les résultats de laboratoire à l'échelle du terrain à l'aide de simulateurs numériques. Le fait que les modèles numériques et les simulateurs de réservoir soient basés sur des observations issues d'essais sur le terrain et en laboratoire de production d'hydrocarbures démontre la nécessité d'étudier le même processus à différentes échelles de longueur. Elle illustre également le lien étroit entre les efforts expérimentaux et numériques et la nécessité de connaissances interdisciplinaires pour améliorer constamment la représentation des réservoirs fracturés et les prédictions faites.

L'objectif principal de cette étude est de générer une conclusion et des recommandations basées sur l'application d'un ensemble de données construit à partir des études et des expériences basées sur l'injection de CO₂ dans les réservoirs fracturés, et connaître l'influence des fissures sur le choix de mode de récupération, Pour approfondir les exigences de ce problème, j'ai divisé cette recherche comme suit :

Le premier chapitre : expose une généralité sur les réservoirs fracturés.

Le second chapitre : est consacré à la caractérisation des réservoirs naturellement fracturés.

Le troisième chapitre : représente les méthodes de récupération EOR dans les réservoirs fractures.

Introduction générale

Le quatrième chapitre : faire une comparaison entre différent mode d'EOR dans le cas des réservoirs naturellement fractures.

Le dernier chapitre : consiste à élaborer un modèle de simulation pour effectue une étude comparative entre un réservoir homogène (non fracturé) et un réservoir fracturé et pour montrer la différence entre ces deux types de réservoirs en terme principalement de production.

Enfin, ce manuscrit se termine par une conclusion générale qui rassemble les principaux résultats de cette thèse, ainsi que les recommandations et les perspectives de ce travail.

I.

*Généralités sur les
réservoirs fracturés*



I.1 Introduction :

Un réservoir pétrolier se définit comme une structure souterraine poreuse et perméable, délimitée par des barrières imperméables, qui retiennent les hydrocarbures. La répartition des fluides à l'intérieur dépend de leurs masses volumiques respectives [20].

Les gisements sont situés à l'intérieur de bassins sédimentaires qui, au fil du temps, sont soumis à des déformations significatives connues en géologie sous le nom de régimes tectoniques. Ces régimes tectoniques engendrent des contraintes de cisaillement, d'extension et de compression.

Lorsque la roche poreuse est soumise à des contraintes trop fortes, il peut y avoir une rupture du milieu et la création des discontinuités appelées fracture.

Les fissures peuvent résulter de causes structurales ou tectoniques, en fonction de l'historique géologique du site.

L'analyse géologique d'un réservoir fracturé implique l'examen de l'interaction entre le phénomène de fracturation et les événements géologiques associés à cette phase. Cela englobe le développement d'une théorie précise sur la fracturation et l'établissement d'un diagnostic fiable des propriétés d'un réservoir fracturé [20-22].

La fracturation des roches aura le plus souvent une origine tectonique, se développant dans des lits plissés ou en relation avec des failles ou des modèles de joints. Parfois, cela peut également être dû à des taux différentiels de diagenèse et de lithification.

En général, la compréhension du processus de fracturation a récemment progressé d'une approche empirique à une approche plus scientifique, et par conséquent, la description et la modélisation des réservoirs en ont bénéficié.

Il faut cependant rappeler que l'évaluation de la fracturation est bien plus complexe que l'évaluation de la porosité et de la perméabilité dans un réservoir conventionnel.

En fait, la fracturation dépend du type de contraintes mécaniques du matériau rocheux et de ses propriétés. Par conséquent, les résultats de la fracturation, tels que les ouvertures de fracture, la taille, la distribution, l'orientation, etc., seront liés aux contraintes et au type de roche (fragile ou ductile), aux conditions structurelles, à la profondeur (contrainte des morts-terrains), à la lithologie, à l'épaisseur du lit, etc.

I.2 Les réservoirs fracturés :

- Pour les géologues :

Un réservoir fracturé est avant tout un réservoir avec des discontinuités structurales résultant d'un historique donné de paléo-contraintes.

-Pour les ingénieurs de réservoir :

Un réservoir fracturé est avant tout un réservoir avec des discontinuités structurales affectant les écoulements des fluides. [23]

I.2.1 Définitions générale :

- Matrice : est définie comme un volume de roche intacte qui possède des propriétés homogènes et non coupé par des discontinuités discrètes et isolées.
- Fracture : En général une fracture désigne une discontinuité dans la roche due à une rupture mécanique. (Fig. I.1)

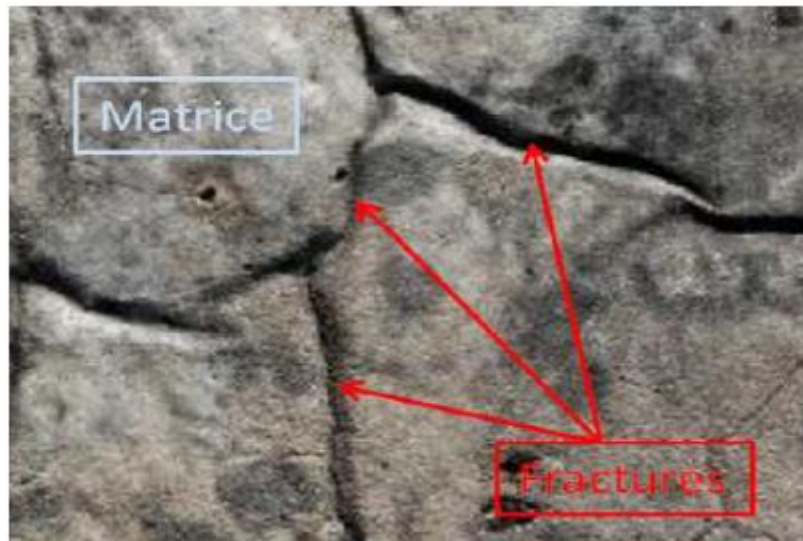


Figure I-1 : Représentation d'une fracture et d'une matrice.

- Fissure : On appelle une fissure toute fracture de petite dimension.
- Les failles : qui sont des grandes fractures de cisaillement.
- Les diaclases, ou joints (fracture de petite échelle): qui sont des fractures ouvertes en traction.
- Les veines : fractures minéralisées résultant également d'une extension.

- Les stylolites : apparaissent comme des discontinuités dentelées dans les affleurements et sont parfois remplis par des argiles insolubles, minéraux opaques (oxyde de fer) ou de matière organique.
- Les couloirs (fractures de grande échelle) : sont des zones où la densité de fractures est élevée et les fractures sont préférentiellement orientées dans une même direction, les fractures ont plusieurs centaines de mètres.
- Les brèches : elles sont généralement constituées par des éléments broyés, lorsque un puits est caractérisées par une forte densité de brèche est généralement faillé, ou bien il est situé à la proximité d'une faille.
- Les Breakouts : Ce sont des déformations de la section du puits en forme elliptique, elles apparaissent lorsque la pression à l'intérieur du puits est supérieure à la pression de la formation.

A partir de ces déformations on peut tirer la direction de la contrainte horizontale maximale qui est perpendiculaire à l'axe de déformation. (Fig. I.2).

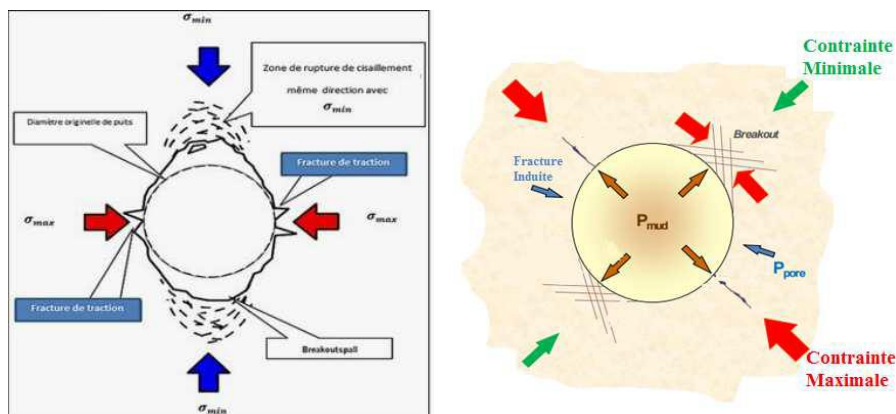


Figure I-2 : Les breakouts,

I.2.2 Les conditions d'apparition des fractures :

Quand la croûte terrestre subit des contraintes, elle se déforme. On peut dire simplement qu'une contrainte est une force exercée sur une certaine quantité de matière.

Chaque objet solide a une force interne qui le maintient stable face à une pression. Si la pression est trop forte pour le matériau, l'objet se déforme et peut changer de forme ou de

volume. Il existe trois types principaux de déformations sur la croûte terrestre : élastique, plastique et cassante.

Déformation élastique :

Lorsque la contrainte disparaît, le matériau retrouve sa forme et son volume d'origine, tel un élastique qu'on étire ou une balle de tennis percutée par une raquette.

Lorsque la contrainte est relâchée, l'énergie accumulée par le matériau pendant la déformation se libère et se métamorphose, se métamorphose en mouvement, tel un rebondissement pour une balle de tennis.

Déformation plastique :

Si la contrainte dépasse la limite d'élasticité, le matériau est déformé de façon permanente, il en résulte une déformation plastique.

Déformation cassante :

De même pour cette déformation, elle résulte de dépassement de limite de contrainte d'élasticité qui provoque une déformation cassante, la déformation est permanente.

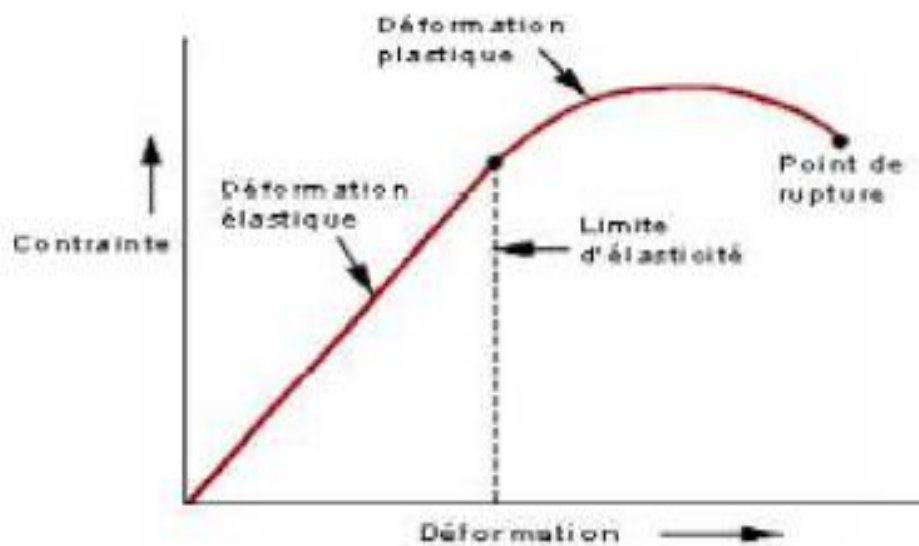


Figure I-3 : La relation entre les contraintes et la déformation. [20]

I.2.3 Les types des failles :

- Une faille normale est caractérisée par un toit qui est incliné vers le bas par rapport au mur. Ce type de faille est généralement observé dans des contextes tectoniques d'extension.
- La faille inverse se caractérise par un soulèvement relatif du toit par rapport au mur, et est généralement associée à des régimes tectoniques en compression.
- Une faille de décrochement est une faille verticale avec un rejet horizontal, pouvant être observée dans divers contextes tectoniques, qu'ils soient extensifs ou compressifs [24] (Fig. I.4).

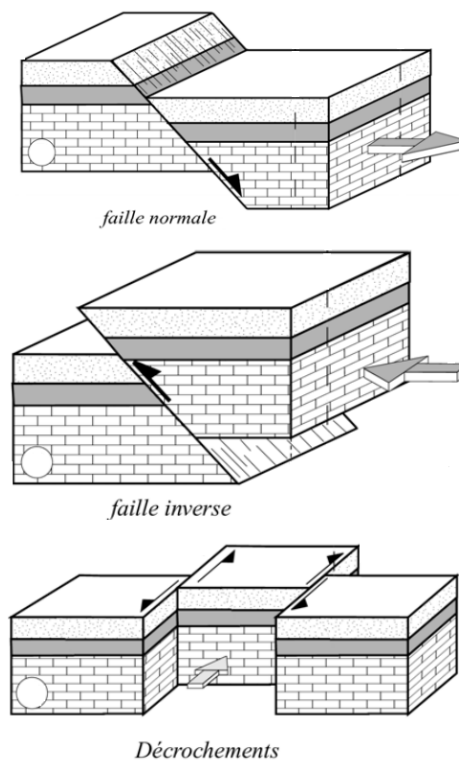


Figure I-4 : Les types des failles. [31]

I.3 Origine des fractures :

Fractures d'origine naturelles :

Les fractures naturelles résultent de contraintes tectoniques telles que la tension, la compression et la torsion, et se manifestent principalement dans les roches fragiles, c'est-à-dire dans des formations consolidées, qui sont très répandues. Ces fractures s'estompent à la transition vers des formations plus plastiques telles que l'argile.

Fractures d'origines induites :

Les fractures induites, résultant de contraintes artificielles exercées lors du forage, peuvent être provoquées par divers phénomènes :

- Train de tige et la vitesse de rotation.
- L'écart entre la température du fond (élevée), et la température de surface (boue froide).
- L'influence de la pression hydrostatique de la boue $P_H \gg \gg P_F$ (celle de la formation) [6,20]

Tous ces éléments peuvent engendrer des fractures artificielles, ce qui peut entraîner des incertitudes lors de l'évaluation des fractures basée sur la description de carottes.

Afin de distinguer les fractures naturelles des fractures induites, on s'est appuyé sur le constat que les fractures naturelles arborent des marques de colmatant et sont souvent ornées de stries, tandis que les fractures induites se caractérisent par l'absence à la fois de stries et de colmatant.

I.4 Les types des fractures :**I.4.1 Fractures et micro-fractures :**

La distinction entre ces deux catégories repose principalement sur les dimensions de la fracture. En termes généraux, une macro-fracture se caractérise par une rupture présentant une largeur importante (supérieure à 100 microns) et une longueur conséquente, tandis qu'une micro-fracture désigne une fracture de dimensions plus réduites en termes de longueur et de largeur (les micro-fractures peuvent parfois former un réseau continu qui présente des similitudes hydrodynamiques avec un milieu poreux). Dans la littérature, il est fréquent de rencontrer des termes tels que macro-fractures, fractures, micro-fractures ou fissures.

I.4.2 Fractures ouvertes et fermées :**• Les fractures ouvertes :**

- Les fractures ouvertes (Effectives) : séparation nette des compartiments [5].
- Les fractures partiellement ouvertes : Partiellement remplies par des dépôts secondaires qui tapissent les compartiments de la fissure.

Nb : L'écartement des fractures ouvertes et partiellement ouvertes varie de 1 à 5 mm.

• Les fractures fermées :

- Les fractures potentielles: les deux compartiments sont en contact sans laisser de vides entre eux, mais sont susceptibles d'être séparés par un procédé de fracturation [6].
- Les fractures totalement remplies par des dépôts secondaires : ce sont des fractures colmatées [6], remplies par plusieurs colmatant :

La silice a pour fonction habituelle de remplir les fissures fines constituées de grains de quartz de dimensions microscopiques.

L'argile est une substance dont l'identification est complexe, les principaux minéraux argileux étant la kaolinite et l'illite.

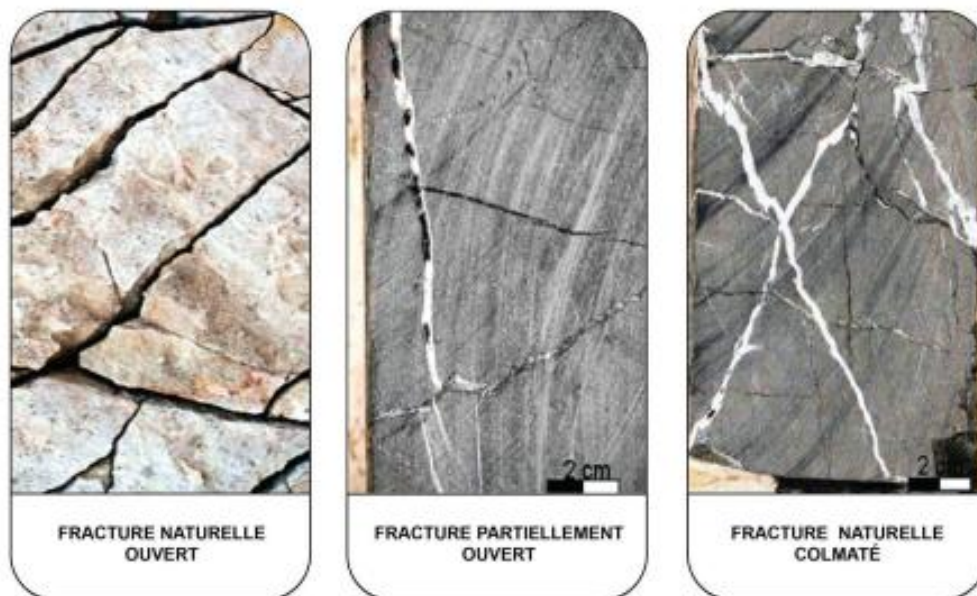


Figure I-5 : Les types des fractures.

La pyrite signale souvent la présence d'une eau contenant du soufre.

Ces fractures peuvent être espacées de 1 mm à 3 mm et avoir une longueur allant de quelques millimètres à plusieurs centimètres, parfois jusqu'à 70 cm.

I.5 Les fractures mesurables et non-mesurables :

Les fractures mesurables sont des fractures visibles qui peuvent être définies par la largeur, la longueur, l'orientation (pendage et angle d'attaque), tandis que les fractures non mesurables ne sont que des traces à travers le noyau qui se terminent à l'intérieur du noyau. Toute référence à la densité ou à l'intensité de la fracture, etc., doit se référer à la fracture naturelle visible qui indique un certain angle d'inclinaison et une certaine direction.

De plus, il existe des noyaux brisés avec des fractures qui ne sont pas mesurables soit parce qu'elles sont trop denses et irrégulières, soit parce qu'il n'y a pas de critère d'évaluation. Il existe deux types de telles fractures, appelées brèche et décombres. La brèche est formée de morceaux à angle aigu de blocs matriciels pseudo-prismatiques de taille similaire qui

s'emboîtent, formant souvent des centaines de mini-blocs par pied. En général, une brèche est considérée comme toute roche fracturée présentant plus de 50 fractures/pied. L'autre type de roche fracturée, appelé décombres, représente un noyau brisé irrégulier où les morceaux individuels ne s'emboîtent pas et où aucun critère n'existe pour évaluer la densité de fracture.

I.5.1 Propriétés des fractures :

Ouverture de la fracture : est la distance entre les deux lèvres de la fracture.

C'est la caractéristique la plus importante car elle contrôle la quasi-totalité des propriétés d'écoulement et de transfert à travers cette fracture.

Taille de la fracture : elle se réfère à la relation entre la longueur et l'épaisseur de la fracture.

- Les fractures mineures sont plus courtes que la couche dans laquelle elles se trouvent.
- Les fractures moyennes traversent plusieurs couches.
- Les fractures majeures sont très grandes, parfois de plusieurs dizaines voire centaines de mètres.

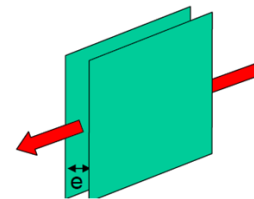
Etat de fracture:

- Remplissage : nette, contient un seul minéral, contient divers minéraux.
- Paroi de fracture : rugueux, lisse, poli, rampante.
- Conductivité : conductrice ou non conductrice [23].

$$C_f = \frac{e^3}{12 \times 0,98 \times 10^{-6}} \dots\dots\dots (1)$$

Cf. : La conductivité de fracture en md.m .

e : L'ouverture de fracture en mm .



I.5.2 Orientation de la fracture :

- Azimut : est l'angle moyen formé par le linéament d'une fracture par rapport à la direction nord.
- Le pendage (ou dip) : est l'angle entre le plan de fracture et le plan horizontal [7] (Fig. I.6).

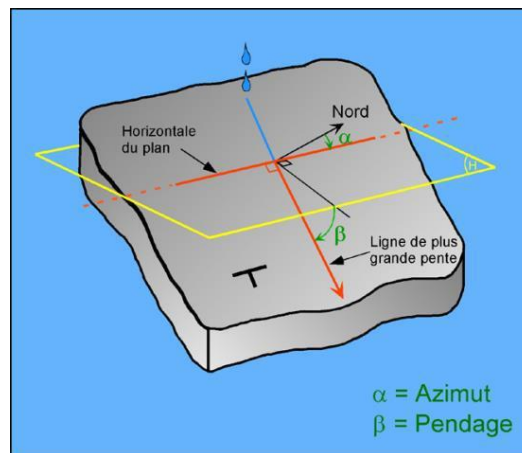


Figure I-6 : La variation d'orientation des fractures dans la roche. [5]

I.6 Différents type des roches fracturées :

Une grande partie des calcaires qui agissent en tant que réservoirs de pétrole et de gaz naturel doivent leur capacité de stockage à leur fissuration. Cependant, il est important de noter que ce phénomène n'est pas exclusif aux roches carbonatées, mais peut également se produire dans toutes les roches compactes : [5]

- Quartzites.
- Silexites.
- Roches éruptives.
- Volcaniques ou métamorphiques.

I.6.1 Classification des réservoirs fracturés :

Selon l'indice d'intensité de fracturation :

Les réservoirs fracturés sont classés suivant l'indice d'intensité de fracturation IF.

$$IF = \frac{\text{nombre de fracture}}{\text{l'intervalle testé}} \dots\dots\dots (2)$$

- Réservoirs fortement fracturés : $IF > 0,6$.
- Réservoirs moyennement fracturés : $0,3 < IF < 0,6$.
- Réservoirs faiblement fracturés : $IF < 0,3$. [20]

Selon les caractéristiques pétrophysiques de la roche :

Les paramètres pétro-physiques sont :

La porosité :

Elle représente le volume des vides par rapport au volume total de la roche, elle s'exprime par :

$$\emptyset = V_P/V_T = 1 - (V_S/V_T) \dots\dots\dots(3)$$

\emptyset : La porosité.

V_T : Le volume total de la roche.

V_P : Le volume des pores.

V_S : Le volume solide.

- Dans la pratique, on admet l'appréciation ci-dessous:

3 à 5 % = Porosité très faible.

5 à 10 % = Porosité faible.

10 à 15 % = Porosité moyenne.

15 à 20 % = Porosité bonne.

Supérieure à 20% = Porosité très bonne.

La perméabilité :

C'est une caractéristique physique qui représente la facilité de la circulation d'un fluide à travers un réseau connecté.

0.1 à 1md= Perméabilité négligeable.

1 à 5 md = Perméabilité médiocre.

5 à 10 md= Perméabilité moyenne.

10 à 100 md = Perméabilité bonne.

100 à 1000 md= Perméabilité très bonne.

La saturation :

C'est le volume de fluide par rapport au volume des pores V_p .

On définit ainsi :

- la saturation en eau $S_e = V_e / V_p$ (appelé aussi S_w , w pour water).

- la saturation en huile $S_h = V_h / V_p$ (appelé aussi S_o , o pour oil).

- la saturation en gaz $S_g = V_g / V_p$ (appelé aussi S_g , g pour gas) [13].

Avec : $S_e + S_h + S_g = 1$

Les réservoirs naturellement fracturés peuvent être classés en fonction des contributions des porosités et des perméabilités du réseau de fractures et de la matrice rocheuse dans la production globale du réservoir.

Nelson [7] a introduit la typologie la plus générale considérée aujourd'hui, qui classe les réservoirs naturellement fracturés en quatre types, comme le montre la figure I.7 et expliqué ci-dessous :

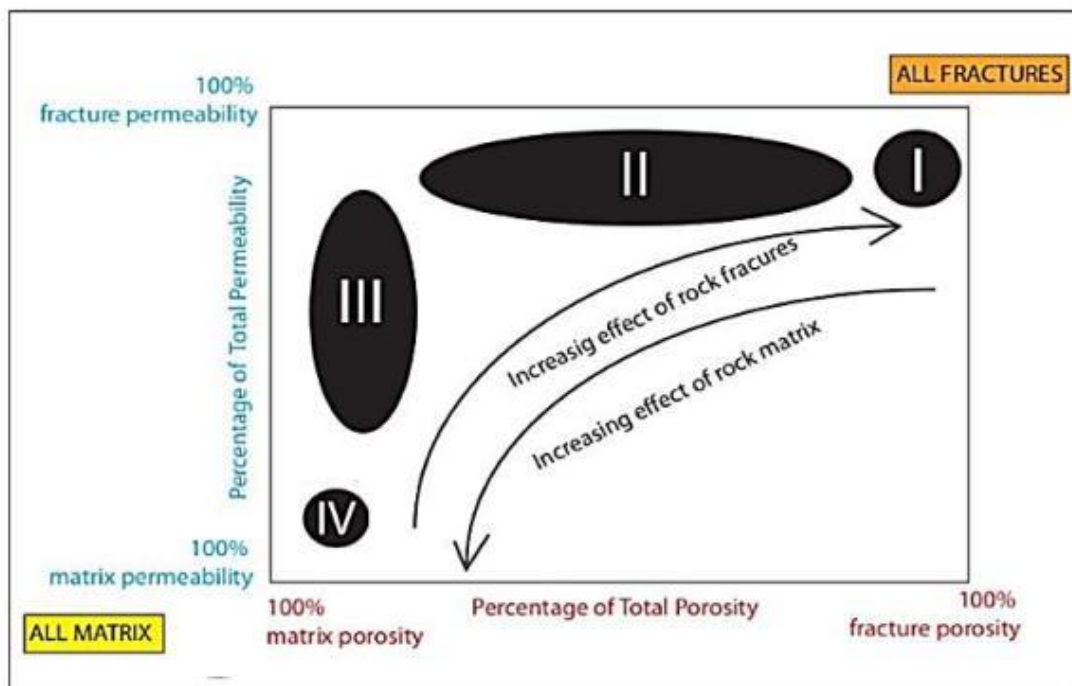


Figure I-7 : Types des réservoirs naturellement fracturés. [08]

Type 1 : Les fractures fournissent la porosité et la perméabilité essentielles du réservoir tandis que la matrice a peu de porosité et de perméabilité. Dans ce cas, les hydrocarbures sont stockés dans le réseau de fractures et les flux de fluides sont également contrôlés par ce réseau. Les réserves de ce type de réservoir sont plutôt faibles et le développement d'un tel réservoir ne nécessite que le forage de quelques puits. Ces derniers sont susceptibles de produire à des taux initiaux élevés en raison de la plus grande surface de drainage par puits. Cependant, la production diminuera très rapidement et la percée eau/gaz se produira plus tôt [6]. Un exemple de ce type de réservoir

Exemple :

- LA PAZ (Venezuela).
- Amal (Libye).
- WHITE TIGER (Vietnam).
- MONTE ALPI (Italie)
- ROSPO MARE (Italie) [23].

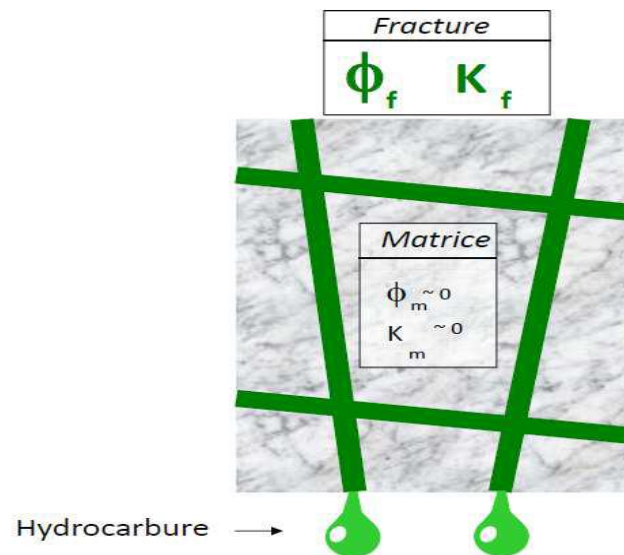


Figure I-8 : Modèle de simple porosité et simple perméabilité. [23]

Type 2 : Les fractures assurent la perméabilité essentielle du réservoir tandis que la matrice apporte plus de porosité et stocke une partie des hydrocarbures. Les réserves de ce type de réservoir sont nettement supérieures à celles des réservoirs de type I grâce à la porosité matricielle améliorée. Les cadences de production initiales sont généralement bonnes, cependant lors de la récupération secondaire, des difficultés peuvent survenir si la communication matricielle de fracture est mauvaise. Des exemples de ce type sont :

- GRES QUARTZITE (Algérie).
- HUSSUM SCHNEEREN (Allemagne).
- OROCUAL et Paz/Mara (Venezuela).
- HAFT KEL (Iran).
- VILLAFORTUNA (Italie) [23].

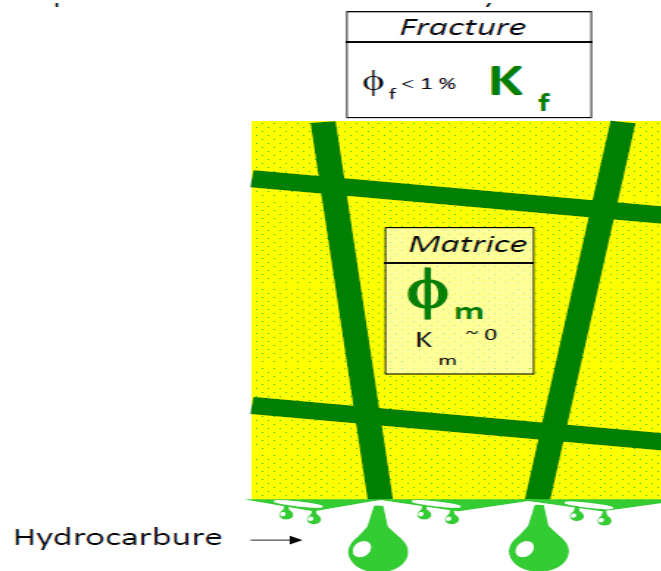


Figure I-9 : Modèle de double porosité et simple perméabilité. [23]

Type 3 : Les fractures ne font qu'aider à la perméabilité dans un réservoir déjà productible qui a une porosité matricielle élevée. Ce type représente le cas de la plupart des plus grands gisements au monde comme le gisement de Kirkouk en Irak. Les réservoirs sont plus continus et tendent à maintenir des taux de production économiques, mais peuvent avoir des relations de perméabilité directionnelles complexes (Fig I.10).

Exemple :

- KIRKOUK (Irak).
- GACHSARAN (Iran).
- CANTAREL (Mexique).
- LACQ (France).
- Dukhan (Qatar).
- EKOFISK (Norvège) [23].

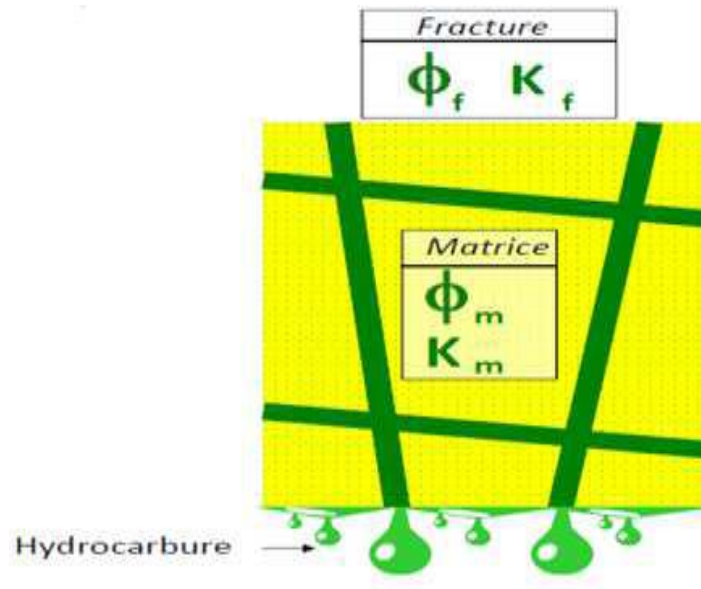


Figure I-10 : Modèle de double porosité et double perméabilité. [23]

Type 4 : La matrice a une porosité et une perméabilité élevées et régit le stockage de tous les hydrocarbures du réservoir. De l'autre côté, les fractures n'apportent aucune porosité ou perméabilité supplémentaire et créent seulement une anisotropie de réservoir. Habituellement, ces fractures sont remplies de minéraux et ont tendance à bloquer l'écoulement du fluide, ce qui rend le réservoir économiquement non rentable pour le développement et la production. (Fig I.11)

Exemple :

- HASSI MESSAOUD (Algérie).
- GHAWAR (Arabie Saoudite).
- SHAH (Abou Dhabi). [23]

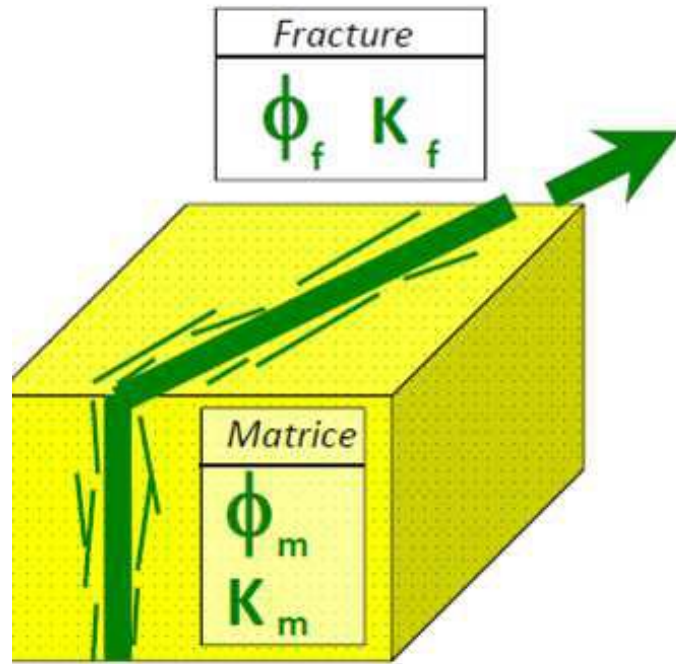


Figure I-11 : Modèle de forte anisotropie des fractures. [23]

I.7 Influence de la fissuration naturelle sur la qualité du réservoir :

Les avantages :

- L'accroissement de la porosité effective induit par la présence de fissures.
- L'optimisation de la perméabilité et de la circulation des fluides (production/injection).
- Une connectivité adéquate des pores intergranulaires.
- L'accroissement de la capacité de stockage.
- La productivité des réservoirs fracturés.
- Les fractures sont capables de supporter des débits élevés.
- Mécanismes spécifiques de récupération en double milieu..

Les inconvénients :

- Le flot aqueux chargé de minéraux qui obstrue les interstices.
- Les hydrocarbures migrent vers d'autres couches géologiques.
- Quand les fluides de forage prennent la poudre d'escampette pendant la circulation.
- Les fractures agissent comme des barrages pour les fluides, limitant ainsi leur libre circulation (barrières) [2,6].

*II. Chapitre :
Caractérisation des
réservoirs naturellement
fracturés*



II.1 Introduction :

L'étude et la caractérisation des réservoirs naturellement fracturés constituent une discipline essentielle pour approfondir notre compréhension des mécanismes physiques qui les régissent. En effet, les fractures naturelles jouent un rôle crucial dans l'évolution d'un réservoir, impactant directement sa productivité et sa qualité de production.

II.2 Détection des fractures naturelles dans les réservoirs :

La caractérisation des fractures naturelles demeure une tâche hautement complexe, malgré les avancées réalisées grâce aux nouvelles technologies. Afin de fournir une description précise de ces fractures, diverses méthodes sont disponibles, telles que la sismique, l'analyse des carottes, les diagraphies et les études dynamiques des essais de puits.

II.3 Caractérisation des réservoirs naturellement fracturés par la sismique :

Le sismique est une technique de géophysique qui permet d'obtenir une couverture optimale du terrain en tenant compte de ses diverses structures. La sismique des puits est l'une des méthodes sismiques utilisées pour détecter les fractures, plus précisément le profil sismique vertical 3D (3DVSP). Il est essentiel d'avoir une source sismique en surface et des hydrophones ancrés successivement à différentes profondeurs pour cette méthode. En général, la source est située à l'aplomb des hydrophones, peu importe leur profondeur [25], figure II-1.

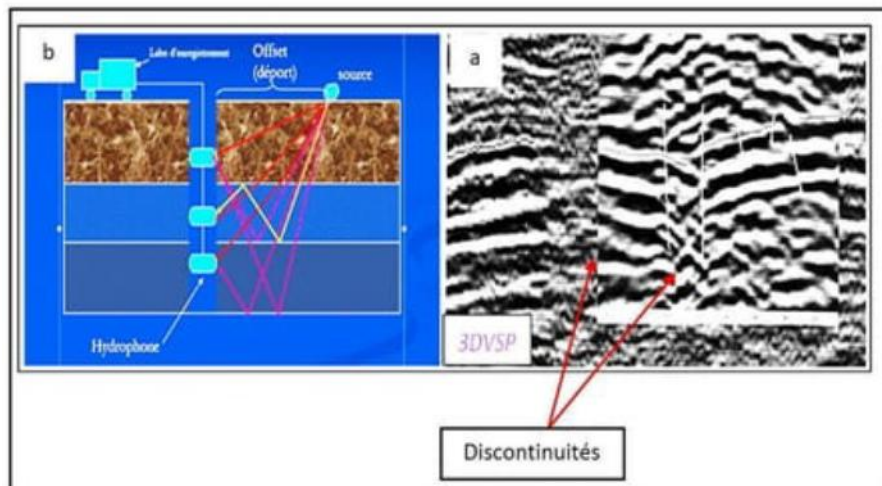


Figure II-2: Le profil PSV 3D.

La figure (b) est une mise en œuvre d'un profil sismique vertical et la figure (a) c'est le résultat de cette mise en œuvre.

L'évaluation de l'anisotropie horizontale due à la présence des fractures naturelles à l'intérieur du réservoir est réalisée à l'aide du fractionnement des ondes de cisaillement "Shear Wave Splitting" comme représenté sur la figure II-3.

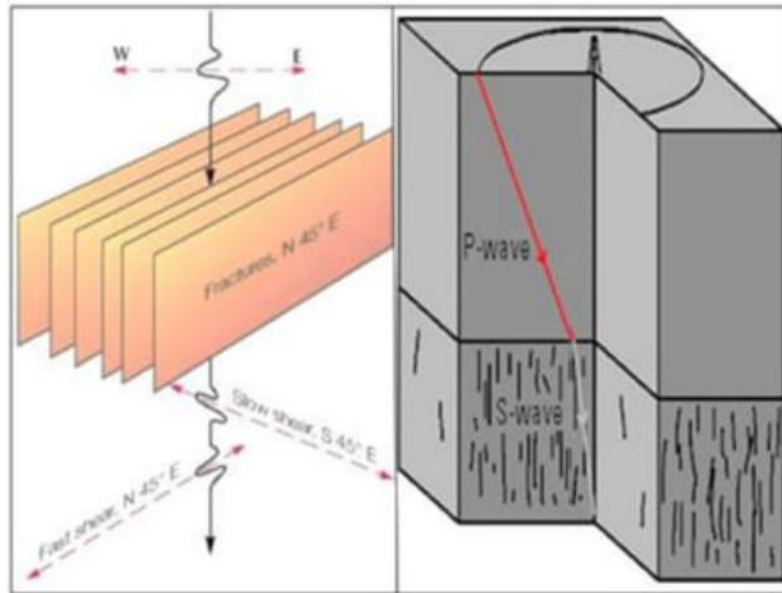


Figure II-4 Fractionnement des ondes de cisaillement.

P : c'est l'onde de compression qui se propage parallèlement à la direction de propagation des particules. S : c'est l'onde de cisaillement qui se propage perpendiculairement à la direction.

Lorsqu'une onde de compression P incidente rencontre une roche anisotrope naturellement fracturée, elle se transforme en une onde de cisaillement S. Cette onde S se subdivise en deux ondes de cisaillement polarisées qui se propagent à des vitesses distinctes : l'une se déplaçant rapidement dans la direction des fractures, tandis que l'autre se déplace plus lentement perpendiculairement aux plans de fracture.

Les méthodes sismiques comportent les avantages et les inconvénients qui suivent :

Avantage :

- sismique des puits est utilisée pour repérer les failles et déterminer l'orientation des fractures,
- le déplacement des ondes S dans le PSV3D donne la direction des fractures et permet la prévision des zones compactes,

➤ L'analyse des vitesses sismiques permet d'obtenir une représentation structurale et lithologique de la sous-surface en identifiant les zones fracturées à perméabilité élevée.

Inconvénients :

- La méthode sismique, qui consiste à étudier les ondes sismiques pour analyser la structure des sous-sols, peut se révéler peu efficace, notamment lorsqu'il s'agit de détecter des structures verticales.
- De plus, l'interprétation des données sismiques s'avère souvent être une tâche complexe et délicate, nécessitant une expertise approfondie pour en tirer des conclusions fiables.

II.4 L'enregistrement et l'analyse de la microsismicité induite :

Il s'agit d'une application pratique visant à déterminer l'orientation des fractures naturelles. Les mesures de microsismicité induite sont effectuées pendant l'injection de fluide, que ce soit pour des opérations de récupération secondaire ou de stimulation de la zone afin d'accroître la perméabilité des fractures. La roche, réagissant aux contraintes et tensions induites par les variations de pression et les mouvements dans le réservoir, émet un signal mesurable résultant de la rupture des discontinuités préexistantes. Ce signal, analysé en termes d'événements microsismiques, est ensuite exploité pour cartographier l'évolution du réseau de fractures naturelles in situ, offrant ainsi une estimation de sa configuration géométrique.

La précision des mesures de la microsismicité induite est fortement influencée par la qualité des dispositifs utilisés (capteurs en surface ou au fond du puits, distance des puits d'observation), ainsi que par la qualité du modèle de vitesse et la connaissance de ses propriétés mécaniques.

II.5 Caractérisation des réservoirs naturellement fracturés par la description des carottes des puits :

L'évaluation et la caractérisation des caractéristiques des fractures naturelles sont des étapes essentielles dans la caractérisation des réservoirs pétroliers.

Parmi les approches les plus couramment employées, on peut mentionner la méthode de l'analyse des carottes, qui repose sur l'observation visuelle. Cette méthode permet d'apprécier les caractéristiques pétrophysiques et mécaniques des fractures naturelles.



Figure II-5 Exemple des fractures verticales partiellement ouvertes dans une carotte.

La figure II-6 est un exemple de carotte qui montre les fractures naturelles partiellement ouvertes d'un forage du réservoir F6-1.

Seuls les vaillantes carottes de forage se révèlent être les artisanes habiles capables de révéler les secrets bien gardés de la fracturation sub-sismique. Néanmoins, leur extraction suivie de leur examen représentent des étapes laborieuses, coûteuses et délicates. En effet, que ce soit à cause de dommages causés par le forage, d'une érosion antérieure ou d'une fracturation excessive, la cohésion de la roche peut être compromise, rendant ainsi les carottes inutilisables. Malgré tout, ces précieuses alliées dévoilent avec précision toutes les caractéristiques des fractures, à l'exception de leurs dimensions. De plus, elles permettent d'obtenir une évaluation directe des propriétés pétrophysiques des roches et de calibrer les données géophysiques, même si cette démarche reste limitée à l'échelle de la carotte.

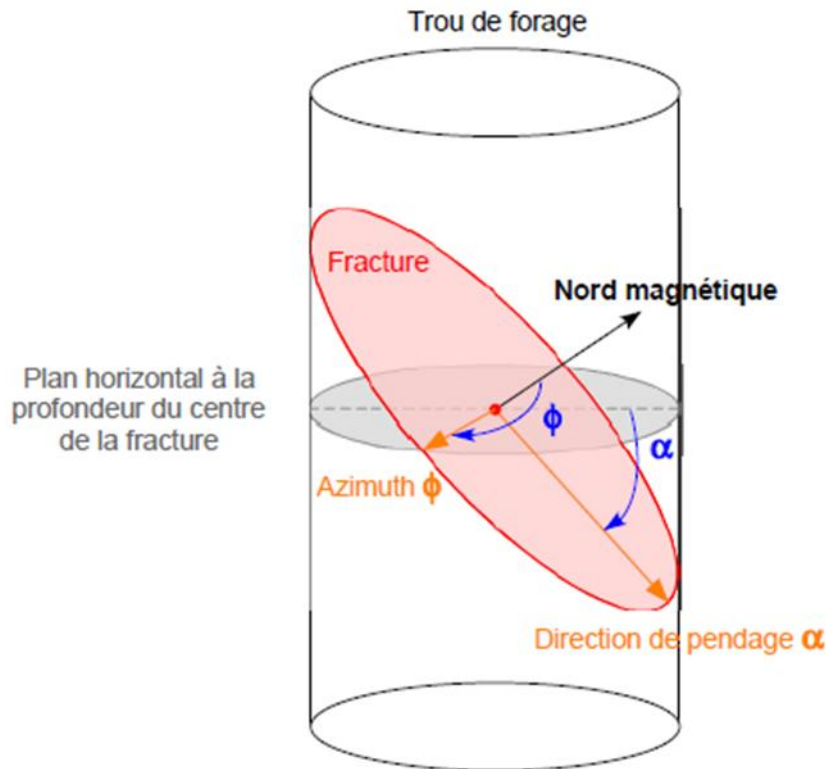


Figure II-7 Caractéristiques d'une fracture observée à partir d'un puits foré.

La figure II-4 montre la position spatiale, l'orientation, le type de remplissage, l'ouverture de la fracture dans un trou de forage.

Ci-après, les bénéfices et les désagréments de disséquer les carottes sont énumérés :

• Avantages :

- La mesure directe des propriétés des fractures et des roches,
- L'identification des caractéristiques pétrophysiques et mécaniques des roches,
- La distinction entre les fractures naturelles et les fractures induites.

• Inconvénients :

- Les opérations sur les carottes sont lentes, très chères et ne sont pas toujours possibles,
- Les carottes ne représentent qu'un échantillonnage très limité en volume,

► Les fractures approximativement parallèles au forage sont sous-estimées.

II.6 Caractérisation des réservoirs naturellement fracturés par les méthodes diagraphiques :

Les fractures naturelles, telles des cicatrices de la Terre, influent de manière significative sur la circulation des liquides au sein des gisements. Leur étude demeure cependant un défi de taille pour les acteurs de l'industrie pétrolière, telle une énigme persistante à résoudre.

Les diagraphies capturent de manière graphique, analogique ou numérique, un paramètre pétrophysique en lien avec la profondeur.

Elles servent à distinguer avec finesse les diverses unités de roches des faciès, offrant ainsi un aperçu global de la répartition ou de l'extension du réservoir.

Les méthodes en question se dévoilent sous leurs aspects les plus favorables et défavorables dans les lignes qui suivent :

• Avantages :

- L'identification des réservoirs et la localisation des orientations des fractures naturelles,
- La description des fractures et la mesure de leurs propriétés pétrophysiques.
- La détermination de la contrainte actuelle en basant à la détection des zones de faiblesse (Breakouts) à l'aide des logs d'imagerie.

• Inconvénients :

- Les mesures des propriétés des roches sont moyennées avec celles des fluides de forage,
- la précision des diagraphies est limitée en cas des fractures avec des ouvertures limitées.

II.7 Caractérisation des réservoirs naturellement fracturés par Les essais des puits (Well testing) :

Il est possible de recourir à diverses méthodes pour mesurer le flux et la pression du réservoir afin d'analyser le fonctionnement du système de production, tel que l'essai de puits.

Les essais de puits se distinguent dans l'arsenal des techniques utilisées dans l'industrie pétrolière. Ils délivrent une analyse approfondie du gisement, à l'opposé de la sismique qui offre une vision d'ensemble et des diagraphies qui se concentrent sur des données locales.

II.7.1 Principe des essais des puits :

Le principe fondamental d'un essai de puits repose sur la manipulation du débit du puits afin de générer une perturbation de la pression à l'intérieur du puits. Cette perturbation permet d'obtenir des informations cruciales sur divers paramètres essentiels tels que la perméabilité du réservoir, l'effet de skin et la capacité de stockage du puits, également connue sous le nom de "wellbore storage".

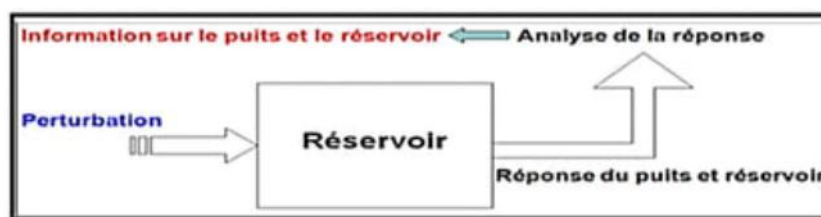


Figure II-8 Principe d'un essai de puits.

La figure II.5 illustre le fonctionnement d'un essai de puits. Ce type d'essai repose sur l'utilisation d'une perturbation pour induire un changement de débit. L'analyse de la réponse du puits à cette perturbation permet de déterminer les paramètres du réservoir. En ce qui concerne les essais de puits, il est possible de mentionner à la fois leurs avantages et leurs inconvénients :

- Avantages :

- Evaluer La connaissance des propriétés pétrophysiques de la formation,
- Déterminer le degré d'endommagement du puits et la compressibilité de la roche.
- Fournir des informations sur le type, les hétérogénéités et les frontières du réservoir.

- Inconvénients :

- Ces méthodes ne fournissent aucune information directe sur la géométrie des fractures,
- Les tests sont limités pour un seul puits et pour les essais de "draw down" ou "build up",
- L'existence de certaines erreurs sur l'estimation des paramètres du réservoir.

II.7.2 Les équations fondamentales utilisées en essais des puits :

L'interprétation des essais de puits est faite à l'intermédiaire d'un logiciel SAPHIR qui est basé sur les équations suivantes :

-Loi de Darcy

$$v = \frac{q}{A} = - \frac{K}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \dots\dots\dots(4)$$

-L'équation de continuité:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r(v\rho)) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi\rho) \dots\dots\dots (5)$$

-L'équation de diffusivité:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{0,0002637K} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots(6)$$

-La solution de l'équation de diffusivité :

$$P_{wf} = p_i - \frac{162,6 Q_o \mu_o B_o}{hk} [\log \left(\frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87s] \dots\dots\dots (7)$$

La figure II-9 illustre la forme du test d'un réservoir naturellement fracturé :

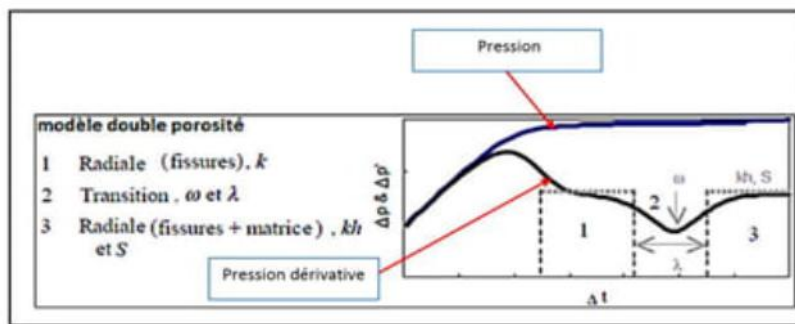


Figure II-10 Courbe log-log pour le modèle de double porosité.

Le rapport de capacité entre la matrice et les fissures.

A : Le coefficient d'échange qui décrit la vitesse de transition d'écoulement dans les fractures vers l'écoulement fractures-matrice.

1: écoulement radial aux abords de puits de pente - dans les fissures),

2: zone de transition (écoulement de la matrice vers les fractures et des fractures vers le puits).

3: écoulement radial aux limites de réservoir, At: variation de temps, AP: variation de pression.

II.8 Caractérisation géomécanique des réservoirs naturellement fracturés :

Les roches, en raison de leur nature, peuvent subir l'influence de forces externes appelées contraintes, ce qui entraîne une altération de leur forme originale, les amenant à se déformer. Cette déformation est le résultat des mouvements des plaques lithosphériques et des contraintes qui agissent sur les roches, provoquant des changements dans leur forme, leur volume et parfois même leur composition chimique et minéralogique.

II.8.1 Notions générales :

La contrainte correspond à la description des interactions entre les particules élémentaires présentes dans un milieu donné. Ces forces d'interaction sont représentées par une force agissant sur une surface donnée, notée $-F/S$, et exprimée en unité de pression.

La déformation d'un matériau correspond à sa réaction face aux contraintes mécaniques auxquelles il est soumis. Cette déformation peut être permanente, c'est-à-dire qu'elle ne revient pas à son état initial une fois les contraintes supprimées. On distingue généralement trois types de déformations :

1) Déformation élastique (réversible linéaire) : elle intervient pour les faibles sollicitations où il y a des déformations infinitésimales.

2) Déformation plastique irréversible non linéaire est une modification irréversible de la forme d'un corps physique suite à l'application d'une force sur cet objet entraînant un réarrangement de la position relative des éléments constitutifs du matériau

3) Déformation cassante : elle se produit avec l'augmentation de la contrainte sur le matériau. Ce dernier atteint un seuil de rupture et il casse.

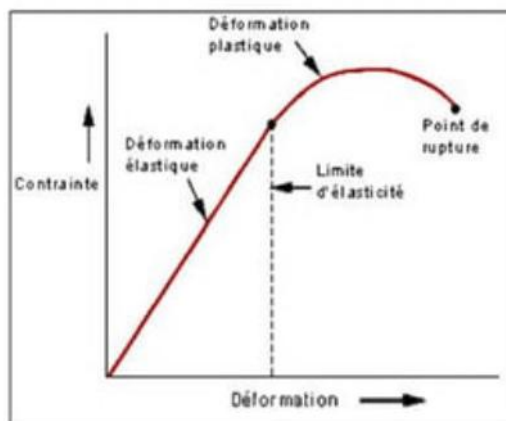


Figure II-11 Courbe contrainte-déformation.

La figure II 7 illustre la relation entre la contrainte et la déformation d'un matériau, en présentant trois phases distinctes. Tout d'abord, lorsque la contrainte appliquée augmente, le matériau subit une déformation élastique. Pendant cette phase, la relation entre la contrainte et la déformation cesse d'être linéaire à un certain stade. Si la contrainte dépasse la limite de résistance du matériau, celui-ci subit une déformation permanente, entraînant ainsi une déformation plastique. Lorsque la contrainte exercée sur le matériau augmente progressivement, celui-ci finit par atteindre un second seuil, appelé point de rupture. À ce stade, le matériau se brise de manière nette et brutale, phénomène connu sous le nom de déformation cassante.

II.8.2 Paramètres mécaniques de la roche :

Le matériau présente des paramètres mécaniques qui sont étudiés à la fois dans son état d'élasticité, c'est-à-dire sa capacité à retrouver sa forme initiale après avoir subi une contrainte, et après la rupture, c'est-à-dire une fois qu'il a atteint sa limite de résistance et s'est cassé.

• Paramètres d'élasticité :

Lorsque le matériau est soumis à de faibles contraintes, il réagit en subissant une déformation élastique. Cette relation entre la contrainte et la déformation, qui est linéaire, est connue sous le nom de loi de Hooke. Cette loi peut être représentée graphiquement de la manière suivante :

$$\sigma = E \times \varepsilon \quad \dots\dots\dots(9)$$

> Module de Young :

La relation entre la contrainte de traction ou de compression et le début de la déformation d'un matériau élastique isotrope est connue sous le nom de constante. Il explique la résistance de ce matériau lorsqu'il est soumis à des contraintes. Il est aussi uniforme sous pression.

> **Coefficient de poisson v :**

Le rapport entre la déformation radiale et la déformation axiale est défini. On le trouve entre 0 et 0.5. Il n'a pas de dimension et est fourni par la relation ci-dessous :

$$v = \frac{\epsilon_r}{\epsilon_a} = - \frac{(l_0 - l)/l_0}{(L_0 - L)/L_0} = - \frac{\text{déformation radiale}}{\text{déformation axiale}} \dots\dots\dots(10)$$

Le tableau II-1 regroupe un ensemble des valeurs de module de Young et de coefficient de poisson pour quelques roches ou en fonction de la dureté (compacité) de la lithologie :

Tableau II-2: Module de Young et coefficient de Poisson pour quelques roches (document sonatrach).

Lithologie	Module de Young E (GPa)	Coefficient de poisson v
Grès doux	0.689-6.89	0.2-0.35
Grès moyen	13.8-34.5	0.15-0.25
Grès compact	41.4-68.9	0.1-0.15
Calcaire	55.1-82.7	0.30-0.35
Charbon	0.689-6.89	0.35-0.45
Argile	6.89-68,9	0.28-0.43

Au début, la courbe contrainte-déformation montre une phase élastique, puis une phase irréversible de divers types se produit. La résistance de la roche est définie comme la fin de cette phase élastique.

II.8.3 Paramètres de résistance (ou de rupture) :

Lorsqu'un matériau est étiré au maximum et que la force exercée dépasse cette limite, il se déforme. Voici quelques facteurs qui influent sur sa résistance :

- **Résistance à la compression simple UCS (Unconfined compressive strength) :**

Définie comme la contrainte maximale lors d'un essai de compression simple. Elle se mesure au laboratoire par écrasement à un échantillon plus ou moins solide.

Le tableau II-3 montre des valeurs de la résistance à la compression simple pour des roches gréseuses :

Tableau II-4 La résistance à la compression simple en fonction la compaction des roches gréseuses (H. Brown 1981).

Roche	UCS (MPa)
Grès compact	50-100
Grès très compact	100-250

- **Angle de frottement interne (friction angle) :** Traduit le frottement dans le glissement grain sur grain. Sa valeur dépend de l'état de compacité du matériau.

Le tableau II-5 résume des valeurs de l'angle de frottement interne pour les roches gréseuses :

Tableau II-6 : L'angle de frottement interne pour quelques roches [26].

Roche	Φ°
Grès très friable	<29
Grès friable	29-30
Grès moyen	30-36
Grès dur (compact)	36-41
Grès très dur (très compact)	>41

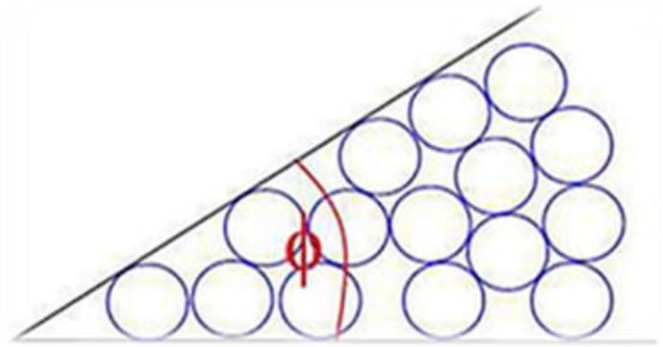


Figure II-12 :L'angle de frottement pour un tas des grains.

Cohésion S_c : C'est la résistance au cisaillement du sol ou des roches sous l'effet des contraintes normales nulles. Elle est élevée pour les roches fines surconsolidées. Le tableau II-7 montre quelques valeurs de la cohésion en fonction de la lithologie :

Tableau II-8 : Certaines valeurs de la cohésion en fonction de la lithologie.

Roche	S_c (MPa)
Grès argileux	5
Grès silteux	22
Grès argileux compact	20

- **Contrainte de cisaillement (Shear stress) τ :** C'est une contrainte appliquée parallèle ou tangentielle à une face d'un matériau, à la différence aux contraintes normales.

- **Traction (tensile) T_o :** Définie comme l'action de tirer ou plus précisément c'est la sollicitation appliquée sur un matériau pour l'allonger.

II.8.4 Comment peut-on avoir les paramètres mécaniques d'une roche ?

L'évaluation des caractéristiques mécaniques d'une formation rocheuse s'effectue en analysant en laboratoire des carottes à l'aide d'un dispositif de mesure. Nous soumettons un échantillon de carotte à deux contraintes, l'une radiale et l'autre axiale, puis enregistrons la déformation résultante.

- **Détermination des paramètres d'élasticité :** Afin de déterminer les paramètres d'élasticité de la roche, la méthode est la suivante : quand la courbe contrainte-déformation est

linéaire où la réponse est la déformation élastique, nous pouvons déterminer le module de Young E et le coefficient de poisson ν de la roche telle que :

Le module de Young E : est la pente de la courbe contrainte-déformation à l'état d'élasticité

(voir la courbe (b) (Figure II-13):

$$E = \frac{\Delta \sigma}{\Delta \epsilon} \dots \dots \dots (11)$$

Le coefficient de poisson ν est donné par la relation suivante :

$$\nu = - \frac{d\epsilon_r}{d\epsilon_a} \dots \dots \dots (12)$$

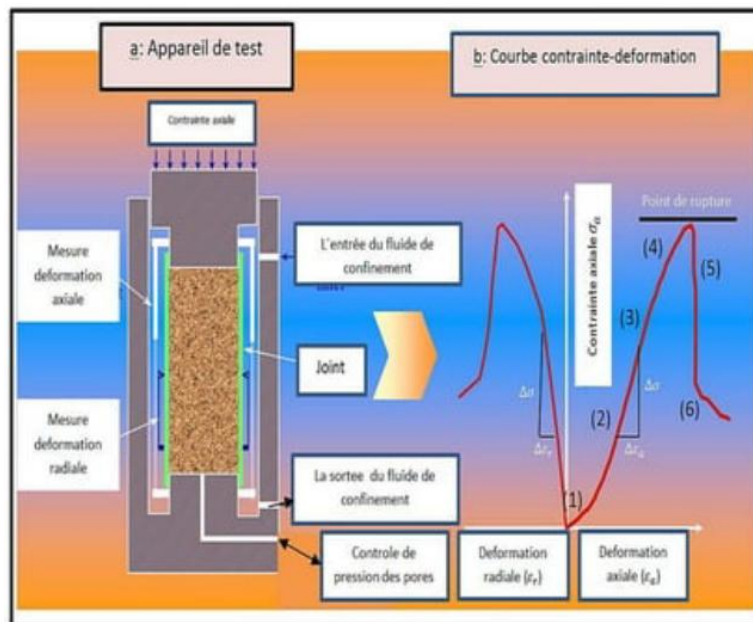


Figure II-14: Test de compression triaxiale. (modifié d'après [27])

La figure II-15 représente la courbe contrainte-déformation et l'appareil de test triaxial. Explications de la figure II.9 :

1) Domaine d'élasticité linéaire : la roche est initialement chargée. En liaison avec la déformation, les microfissures existantes se ferment, entraînant une non-linéarité initiale de la courbe.

2) Création des nouvelles microfissures : la roche a un comportement linéairement élastique avec une courbe contrainte-déformation linéaire, axialement et radialement (création des nouvelles microfissures).

3) Augmentation de la densité des fissures : la roche se comporte presque linéairement. La courbe de contrainte-déformation axiale est quasi-linéaire et est presque réversible.

4) Résistance à la compression : la roche subit une rapide accélération de la microfissuration et une augmentation du volume.

5) Création des microfissures : la roche a dépassé la contrainte de pic, mais est encore intacte, même si la structure interne est fortement perturbée. L'échantillon subit un radoucissement des déformations (rupture).

6) Glissement sur les microfissures : la roche se rompt ou se brise en plusieurs blocs plutôt qu'en une structure intacte.

- Détermination des paramètres de résistance de la roche :

La figure II-16 montre le critère de Mohr-Coulomb qui aide à déterminer les paramètres de la résistance d'une roche :

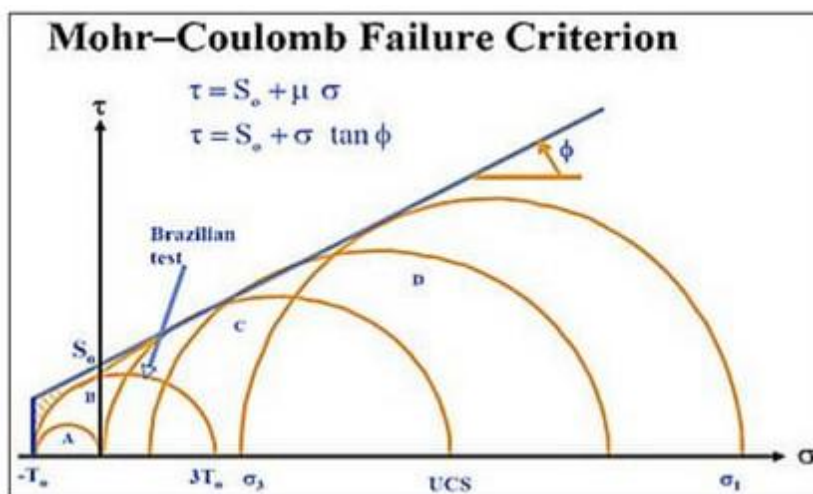


Figure II-17: Critère de Mohr-Coulomb.

S_0 : c'est la cohésion,

σ_1 : c'est la contrainte axiale,

σ_3 : c'est la contrainte de confinement

ϕ : l'angle de frottement interne,

T_0 : c'est la traction,

UCS: c'est la résistance à la contrainte.

II.8.5 Etat des contraintes dans les roches :

Les superpositions des couches stratigraphiques et les forces tectoniques créent un système de contraintes tridimensionnel orthogonal appelé état des contraintes.

La figure II-18 montre les trois contraintes principales dans un repère orthogonal :

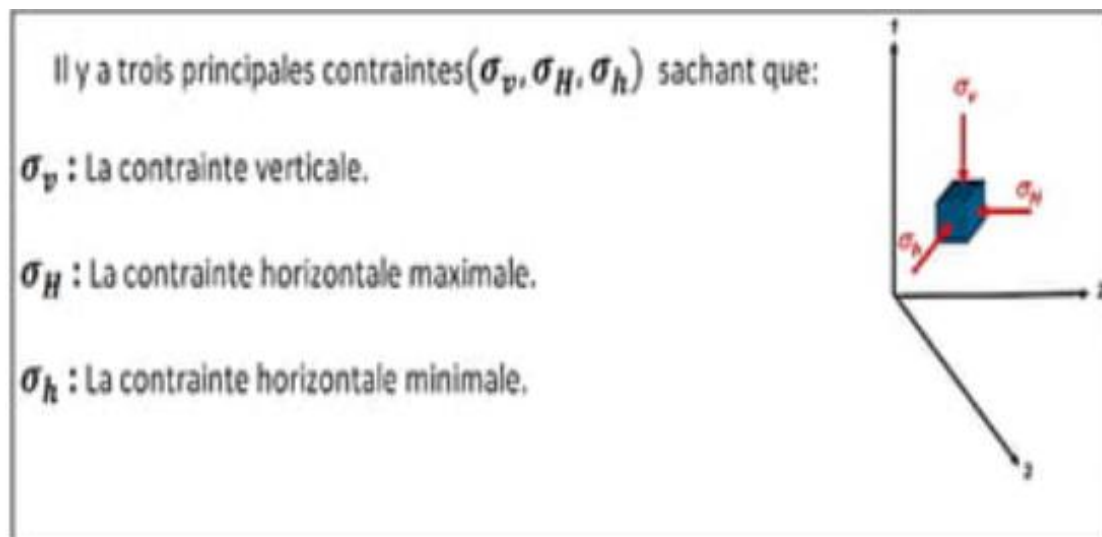


Figure II-19: Les contraintes principales.

II.8.6 Détermination de la direction des fractures naturelles :

Les fractures naturelles, qui sont des discontinuités causées par des contraintes mécaniques sur la roche, résultent de diverses phases tectoniques. Leur agencement crée un réseau complexe qui peut faciliter la circulation des fluides.

L'orientation de ce réseau peut être déterminée à partir des "Breakouts".

- Les Breakouts:

Il s'agit de déformations (ou zones de faiblesse) observées au niveau de la section elliptique du puits. Elles résultent des contraintes tectoniques et de compression exercées de part et d'autre de la paroi du trou.

L'observation des breakouts dans le trou de forage permet de déterminer l'orientation des contraintes horizontales les moins importantes.

Ainsi, l'orientation des fractures est déterminée par la direction des contraintes horizontales maximales.

La figure II-20 représente une Coupe transversale traversant un Trou de forage, illustrant les différentes ruptures induites.

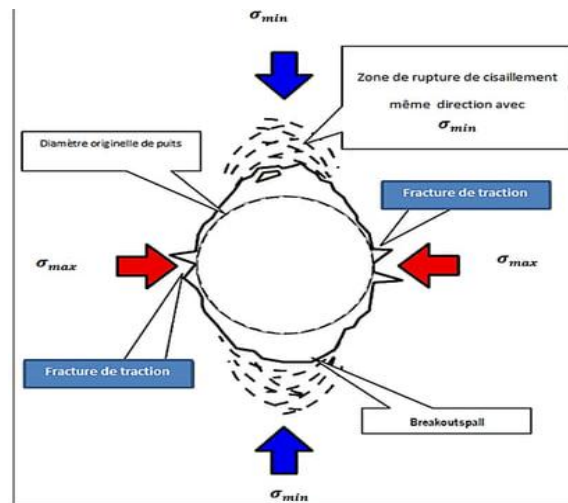


Figure II-21: d'une Coupe transversale traverse un Trou de forage.

Figure représente d'une Coupe transversale traverse un Trou de forage, illustrant les différentes ruptures induites qui peuvent survenir. Dans un puits vertical, l'orientation des breakouts et les fractures de traction indiquent L'orientation du champ.

II.9 L'importance de la détection des fractures naturelles :

Ces dernières années, il est devenu de plus en plus crucial pour les professionnels de l'industrie pétrolière de comprendre l'impact des fractures naturelles sur la production et l'extraction des champs pétroliers. La prise de conscience de l'importance du réseau de fractures naturelles s'est renforcée au sein de la communauté pétrolière.

Les réseaux de fractures, en raison de leur impact sur le comportement dynamique du gisement, peuvent avoir différentes influences. En effet, ils peuvent agir comme des barrières si elles interagissent avec la pression exercée sur le réservoir, mais également faciliter les mouvements des hydrocarbures. De plus, ces réseaux peuvent induire une anisotropie dans l'écoulement des fluides.

Les réseaux de fractures, qui sont des zones de failles dans la roche, exercent une influence significative sur plusieurs aspects essentiels tels que la capacité de la roche à laisser passer les fluides, sa résistance, sa capacité de stockage des fluides et leur mobilité à travers elle. C'est pourquoi il est crucial de pouvoir les repérer avec précision afin de maximiser l'efficacité des opérations de récupération des hydrocarbures.

*III. Chapitre :
Méthodes de récupération
EOR dans les réservoirs
fracturés*



III.1 Introduction :

L'écoulement des fluides est régi par les forces gravitationnelles, visqueuses et capillaires. Dans les réservoirs fracturés, les forces visqueuses sont généralement limitées et la récupération du pétrole est dominée par la gravité et/ou les forces capillaires, en fonction de la mouillabilité de la matrice [28]. La différence de pression capillaire entre la matrice et la fracture, en particulier, a un effet significatif sur la récupération du pétrole [29]. Les mécanismes de production importants qui contrôlent la récupération du pétrole à partir des blocs matriciels dans les réservoirs fracturés reposent en grande partie sur la pression capillaire et incluent l'imbibition spontanée et le drainage par gravité.

Comme la majeure partie du pétrole est stockée dans une matrice en raison de sa capacité de stockage supérieure à celle du réseau de fractures de réservoirs naturellement fracturés (NFR), les plans de développement des réservoirs viseront à maximiser la récupération du pétrole dans la matrice. Une application de récupération assistée du pétrole (EOR) cible principalement

- minimiser l'huile résiduelle dans la matrice en appauvrissant la matrice aussi efficacement que possible
- accélérer le taux de récupération pour une production rapide de pétrole de manière rentable.

Dans les réservoirs fracturés, il existe trois processus principaux de récupération :

- expansion du fluide,
- imbibition capillaire,
- diffusion et déplacement contrôlé par gravité.

Certains facteurs qui influencent les mécanismes de récupération et les performances sont décrits ci-dessous.

III.2 Facteurs clés en la récupération d'un réservoir fracturé :**III.2.1 Facteurs clés en la récupération d'un réservoir fracturé :**

La mouillabilité contrôle l'emplacement, la distribution et l'écoulement des fluides dans une matrice poreuse et influence la forme des courbes de perméabilité relative et de pression capillaire [30]. La mouillabilité d'une surface solide, mise en contact par deux ou plusieurs fluides non miscibles, est définie par la manière dont les fluides se propagent ou adhèrent à la surface [31]. La mouillabilité d'une surface minérale simple est illustrée à la figure III.1.

L'écoulement des fluides dans les réservoirs fracturés est fortement influencé par la mouillabilité. Dans des conditions humides, une pression capillaire positive existe et l'eau se propage sur les surfaces des pores en présence d'huile. La pression capillaire positive entraîne l'invasion de l'eau dans les blocs matriciels par imbibition spontanée. Dans des conditions humides, la pression capillaire est négative et l'huile est le fluide d'épandage. L'eau ne peut donc pas pénétrer dans un bloc matriciel humide sans un gradient de pression visqueux [32].

On s'attend à ce que la roche qui n'a pas été en contact avec le pétrole soit fortement humide, par ex. affleurement rocheux, petits pores et zones saturés d'eau dans un réservoir qui n'ont pas été envahis par le pétrole. Le dépôt de composants modifiant la mouillabilité du pétrole brut sur une surface minérale peut modifier sa préférence de mouillage [33]. Le modèle de dépôt et d'altération de la mouillabilité dans l'espace poreux dépend de la distribution de la saturation initiale en eau [34]. Il est admis que la plupart des réservoirs ont une certaine forme de mouillabilité mixte, où la distribution de la mouillabilité dépend souvent de la taille des pores. La mouillabilité mixte de Salathiel (1973) fait référence à des systèmes dans lesquels les surfaces humides de pétrole sont continues à travers les pores plus grands, où le pétrole brut est censé migrer à travers un réservoir. Les petits pores, où la pression seuil capillaire est trop élevée pour que le pétrole brut puisse pénétrer pendant la migration, restent humides et saturés d'eau.

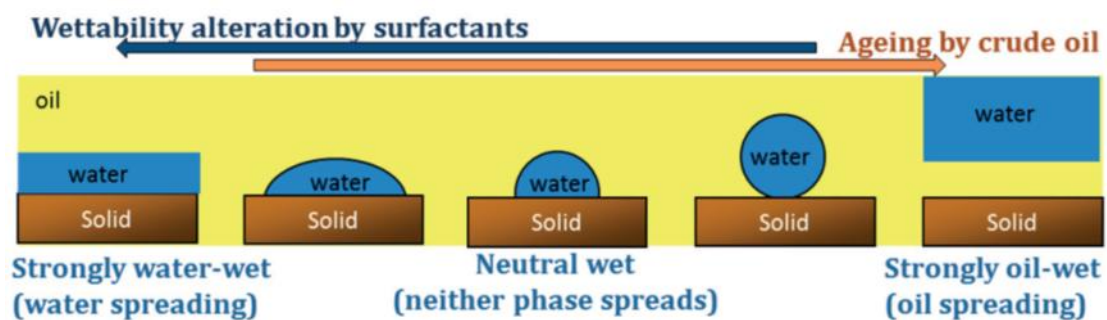


Figure III-1: Mouillabilité d'une surface minérale simple.

L'eau humide (à gauche), en passant par le neutre-humide (au milieu) et l'huile (à droite).

La mouillabilité peut être modifiée de l'état humide à l'état humide par le vieillissement dans le pétrole brut. L'inversion de la mouillabilité par le tensioactif (retour vers l'eau) pour l'EOR est une option pour augmenter la récupération du pétrole par imbibition spontanée.

III.2.2 Continuité capillaire :

La continuité capillaire a été initialement étudiée en conjonction avec le drainage gravitaire et on pensait qu'elle prédominait dans la direction verticale, mais elle peut se produire dans n'importe quelle direction [36], Aspenes et al. La continuité capillaire entre les blocs matriciels est vitale pour maintenir un gradient de pression productif à travers plusieurs blocs matriciels partiellement ou complètement isolés dans un réservoir fracturé, et améliore la récupération du pétrole à partir du drainage gravitationnel et du déplacement visqueux [37].

Graue , coll. et Aspenes [38] ont utilisé l'IRM (imagerie par résonance magnétique) pour étudier le transport de fluides à travers des fractures verticales lors d'inondations. Dans les systèmes fortement humides, un déplacement de pétrole bloc par bloc a été observé : des fractures verticales entre les blocs matriciels se sont remplies hydrauliquement par la phase de mouillage et ont été complètement remplies avant que l'eau n'entre dans le bloc matriciel suivant. Dans des conditions moins humides, des gouttelettes d'eau se sont formées sur la surface de fracture et se sont transformées en ponts de phase de mouillage liquide qui ont transporté les fluides à travers les fractures jusqu'à une ouverture de 2,3 mm, et dans le bloc matriciel suivant. Une pression différentielle a également été transmise à travers les fractures ouvertes à travers les ponts liquides, ce qui a réduit l'impact des fractures sur l'inondation et a fourni une composante visqueuse supplémentaire à l'inondation. La composante visqueuse a compensé la perte de récupération du pétrole par imbibition capillaire.

Aucun pont de phase de mouillage n'a été observé dans les fractures fortement humides en raison de la forte préférence pour l'eau du système, provoquant la propagation de l'eau sur la surface de la fracture plutôt que la formation de gouttelettes. Le mécanisme proposé pour le franchissement des fractures est schématisé à la figure III-2.

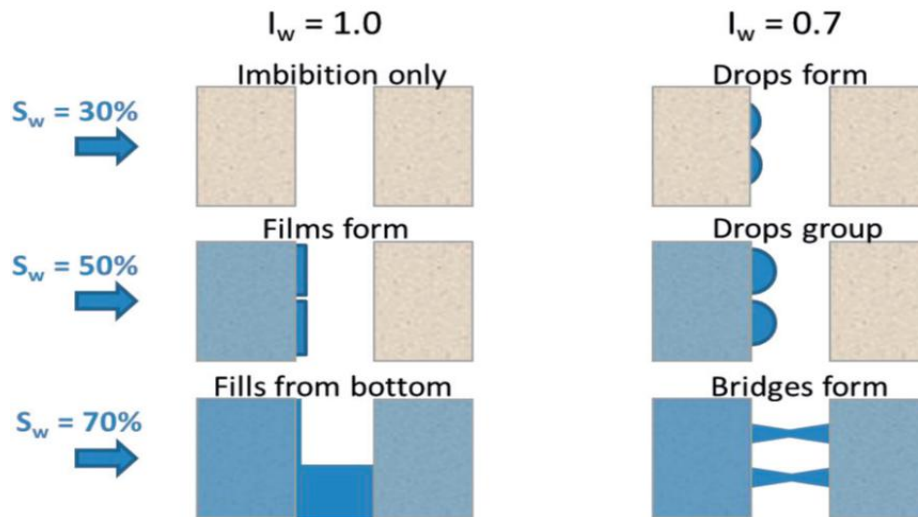


Figure III-2: Mécanisme proposé pour le franchissement des fractures.

Pour les systèmes fortement humides (à gauche), des films se forment sur la surface de fracture verticale lors de la percée de l'eau, et l'eau migre vers le fond de la fracture, déplaçant le pétrole vers le haut. Le débit d'eau vers le deuxième bloc matriciel se produit lorsque la fracture est complètement remplie d'eau lors d'un processus hydraulique. Pour les systèmes moins mouillés (à droite), des gouttes d'eau se forment à la surface de fracture à des saturations en eau relativement faibles. Au fur et à mesure que les gouttes d'eau se regroupent et grandissent, elles forment progressivement des ponts qui permettent à l'eau de passer dans le bloc matriciel suivant.

III.2.3 La mobilité :

Dans les réservoirs fracturés où les mécanismes d'imbibition/drainage sont limités et les fractures sont si grandes ou très conductrices, les fluides injectés s'écouleront essentiellement dans le réseau de fractures, laissant d'énormes quantités de pétrole piégées dans la matrice. Une percée rapide des fluides d'injection dans les puits de production et une faible efficacité de balayage du pétrole sont observées.

Un phénomène de canalisation de fracture se produit, considéré comme l'un des problèmes de conformité de réservoir les plus courants [32].

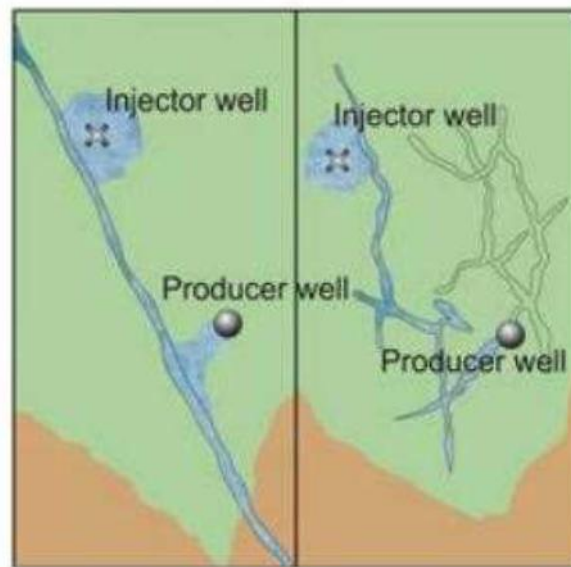


Figure III-3: Phénomène de canalisation des fractures. [33]

Le principal défi est de réduire la conductivité des fractures afin de forcer les fluides d'injection à entrer, à entrer en contact et à déplacer l'huile emprisonnée dans la matrice. Ces opérations sont appelées traitements de contrôle de conformité.

III.2.4 Les perméabilités relatives :

Les perméabilités relatives pétrole-eau et gaz-liquide sont des données roche-fluide très importantes pour décrire de manière fiable le mécanisme de récupération du pétrole à partir d'un réservoir de carbonate naturellement fracturé via des processus de récupération thermique.

la forme de la perméabilité relative de l'huile change avec l'augmentation de la température, ce qui pourrait avoir été causé par des modifications de la mouillabilité dues à une température élevée

III.3 Les modes de la Récupération (EOR) dans les réservoirs fracturés :

La récupération primaire du pétrole par épuisement naturel de la pression donne généralement de faibles facteurs de récupération du pétrole, inférieurs à 15 % du pétrole initialement en place (OOIP), bien que la pression dans certains réservoirs puisse être maintenue pendant une période prolongée en raison d'un aquifère en expansion ou d'un bouchon de gaz. Pour améliorer la récupération du pétrole, des efforts de récupération secondaire sont souvent utilisés, où des fluides (eau ou gaz) sont injectés pour maintenir la pression du réservoir et déplacer les hydrocarbures vers des puits de production.

Dans de nombreux réservoirs fracturés, les efforts de récupération secondaire ne permettent pas d'augmenter suffisamment la récupération du pétrole, et les volumes de pétrole restants peuvent être considérables. Des méthodes de récupération assistée du pétrole (EOR) peuvent être mises en œuvre pour mobiliser le pétrole et le déplacer vers des puits de production.

L'EOR fait référence à l'injection de fluides ou de produits chimiques qui ne sont pas naturellement présents dans le réservoir (par exemple, des tensioactifs, des polymères, des acides, des gaz propres) pour obtenir une récupération du pétrole plus élevée ou plus rapide. La récupération du pétrole peut également être améliorée par le forage de puits supplémentaires (par exemple horizontaux) pour améliorer le modèle d'écoulement dans le réservoir, souvent appelé récupération améliorée du pétrole (IOR).

III.3.1 Injection d'eau :

L'injection d'eau est une méthode courante de récupération du pétrole secondaire, en particulier dans les régions où le fluide d'injection (eau) est facilement disponible, et l'injection d'eau est donc rentable. Dans les roches poreuses non fracturées, l'efficacité de l'inondation est largement déterminée par la mouillabilité [39], qui contrôle la saturation résiduelle en hydrocarbures après l'inondation [40]. Les calculs d'écoulement fractionnaire montrent que le déplacement du fluide est induit par la viscosité [41]. Dans les réservoirs fracturés, des fractures hautement conductrices séparent les blocs matriciels et limitent l'influence des forces visqueuses [42]. Le succès d'une inondation est donc contrôlé par les forces capillaires et la gravité [39]. La récupération du pétrole par inondation dans les réservoirs fracturés dépend fortement de l'imbibition capillaire spontanée et dépend donc de la mouillabilité.

La récupération du pétrole par injection d'eau à partir de réservoirs fracturés a dans certains cas été étonnamment élevée, comme observé dans le champ d'Ekofisk sur le plateau continental norvégien (NCS) : l'injection d'eau a été initialement initiée pour maintenir la pression, en raison d'un affaissement important du fond marin après des années de production par épuisement de la pression (Hermansen et coll. Une augmentation significative de la récupération du pétrole a suivi en raison de la mouillabilité favorable (imbibition spontanée) et de l'affaiblissement de la roche réservoir de craie (entraînement de compactage) combinés. La figure III-4 montre la réponse du taux de pétrole du champ à l'inondation par l'eau.

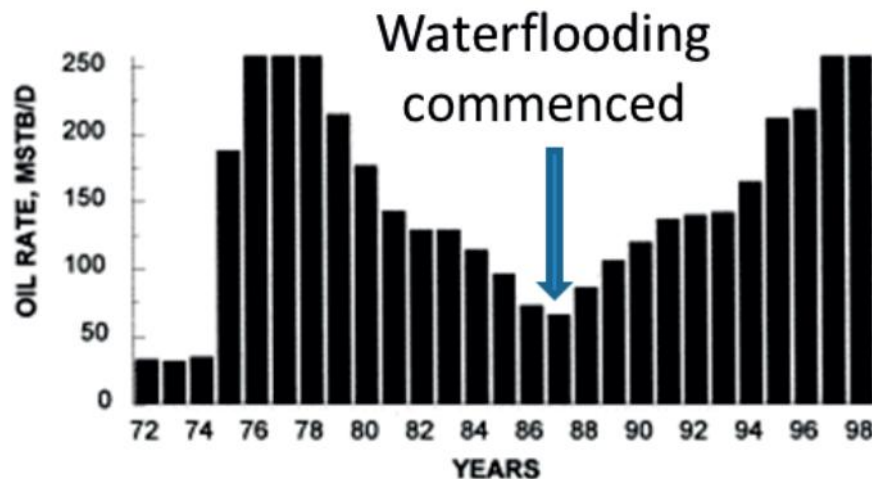


Figure III-5: Réponse du taux de production de pétrole suite à l'inondation du champ d'Ekofisk. modifiée d'après [43].

Dans des conditions de mouillage huileux ou neutres, la contribution capillaire à l'écoulement est faible et peu ou pas de pétrole est produit par imbibition spontanée. La contribution des mécanismes de déplacement visqueux est également faible en raison des fractures, c'est pourquoi un mauvais balayage volumétrique et une faible récupération du pétrole sont fréquemment observés lors de l'inondation par l'eau, et la majorité de l'eau s'écoule uniquement à travers les fractures. De grands volumes de pétrole sont laissés sur place, piégés dans des blocs matriciels entourés de fractures, et le potentiel de récupération assistée du pétrole (EOR) est élevé. Le contrôle de conformité diminue l'influence des fractures sur l'écoulement et permet aux fluides de poursuivre de pénétrer dans la matrice.

Blocs à des gradients de pression visqueux accrus. Réduction de la perméabilité aux fractures, par ex.

Le gel polymère peut améliorer l'efficacité de l'inondation par l'eau dans les réservoirs fracturés.

III.3.2 Injection gaz :

L'injection de gaz est une méthode alternative de récupération secondaire du pétrole, dans laquelle le gaz d'hydrocarbures produit est réinjecté pour maintenir la pression, soit dans le même réservoir à partir duquel il a été produit, soit dans des réservoirs voisins. L'inondation de gaz peut également être mise en œuvre en tant qu'EOR procédé de déplacement miscible de l'huile matricielle, utilisant du CO₂, un gaz miscible aux hydrocarbures, par ex. C₂, C₃, C₄, gaz de combustion et azote.

Le gaz est soit non miscible, soit miscible avec l'huile du réservoir pendant le déplacement. Les injections de gaz non miscibles dans les milieux fracturés ne sont pas efficaces, en raison de la ségrégation des gaz libérés vers le haut du système de fracture. Les déplacements de gaz miscibles diminuent considérablement la tension interfaciale entre le pétrole et le gaz et réduisent finalement à zéro le contraste capillaire entre la matrice et la fracture. Les fluides injectés sont donc capables d'inonder la matrice en plus du réseau de fractures, améliorant ainsi l'efficacité du déplacement local et la récupération du pétrole par drainage gravitaire et inondation visqueuse [44]. L'efficacité élevée du déplacement local peut cependant être compensée par une faible efficacité de balayage macroscopique due à la canalisation des fluides [45]. L'hétérogénéité de la perméabilité, y compris les fractures, contribue à une canalisation importante des fluides lors des inondations de gaz miscibles, et est aggravée par des rapports de mobilité défavorables élevés et un contraste de densité important entre le gaz injecté et le pétrole du réservoir [46]. L'écoulement croisé entre la matrice et les fractures a été vérifié lors de déplacements miscibles [47] et provoque un mélange de fluides et des quantités importantes d'écoulement diphasique. L'efficacité du déplacement local est réduite en raison du flux transversal. L'efficacité du balayage macroscopique et la récupération globale du pétrole sont cependant améliorées en raison d'une réduction de la mobilité des fluides, qui réduit la canalisation causée par l'hétérogénéité de la perméabilité et la neutralisation de la gravité [48]. La mobilité lors des inondations de gaz peut également être améliorée en mélangeant un tensioactif à la phase gazeuse, pour générer de la mousse. Les injections de mousse ajoutent un composant visqueux au flux de gaz et réduisent l'impact des fractures sur l'écoulement du fluide.

III.3.3 L'injection d'eau et de gaz alternatif (WAG) :

L'injection d'eau et de gaz alternatif (WAG) s'est avérée être un mécanisme de récupération améliorée efficace pour les réservoirs de carbonate. WAG combine les avantages de l'injection de gaz pour réduire la saturation résiduelle d'huile et de l'injection d'eau pour améliorer le contrôle de la mobilité et la stabilité frontale. La mise en œuvre d'une miscibilité dynamique pendant le WAG pourrait augmenter encore davantage la récupération du pétrole en améliorant l'efficacité du balayage microscopique.

L'effet de la mouillabilité sur les simulations WAG ne peut être négligé. Les conditions de réservoir humides conduisent à une saturation réduite en gaz dans la matrice en raison des pressions d'entrée capillaires élevées qui s'opposent au drainage gravitaire du gazole. Une imbibition accrue dans le milieu aqueux conduit également à une récupération plus élevée du

pétrole à partir des cycles d'injection d'eau. À l'inverse, le potentiel d'imbibition est très faible dans le milieu humide, ce qui entraîne une récupération beaucoup plus faible des cycles d'injection d'eau. Le piégeage de la phase non mouillante est également plus important dans les milieux humides. En effet, une cassure se produit et le gaz se déconnecte de plus en plus de la phase gazeuse continue dans les gorges des pores. Étant donné que le piégeage entraîne une réduction de la mobilité du gaz, il conduit finalement à des récupérations plus élevées. La réduction de la mobilité du gaz retarde la percée du gaz, augmente la stabilité du front de mobilité gaz-eau et améliore le contact du gaz avec le pétrole résiduel, assurant ainsi un meilleur balayage macroscopique et microscopique du réservoir.

III.3.4 Injection des produits chimiques dans des réservoirs naturellement fracturés :

L'injection des produits chimiques comprennent une vaste gamme de produits chimiques pour faciliter le mouvement du pétrole avec différents mécanismes. Trois mécanismes majeurs peuvent être envisagés pour la réduction de la tension superficielle par injection chimique, l'arrêt de l'eau et la modification de la mouillabilité. Bien que de nombreux produits chimiques soient développés pour l'EOR, les classifications peuvent être limitées à l'inondation d'ASP et de polymères.

L'objectif de l'injection d'ASP est de réduire la tension interfaciale entre le pétrole et l'eau afin d'améliorer le mouvement du pétrole piégé après une inondation par l'eau.

Lors d'une inondation chimique, le fluide à l'intérieur des fractures peut déplacer le pétrole hors de la matrice par déplacement visqueux, déplacement capillaire et transfert de masse progressif. Si suffisamment de solution chimique aqueuse est fournie dans les fractures d'un NFR humide, l'imbibition capillaire peut contribuer de manière significative à la récupération du pétrole. Par conséquent, la clé de la récupération du pétrole est la modification de la mouillabilité jusqu'à un état préférentiellement humide. Les tensioactifs anioniques peuvent être utilisés pour déplacer la mouillabilité des carbonates vers un état humide. En l'absence d'imbibition capillaire, le drainage gravitaire peut alors devenir le mécanisme dominant. Lors du drainage gravitaire, les molécules de tensioactif pénètrent dans la matrice par diffusion et convection. Cela modifie la mouillabilité et réduit l'IFT. Par conséquent, les forces gravitationnelles dépassent la pression capillaire d'entrée et l'eau envahit la matrice et pousse le pétrole par le haut. De plus, l'injection d'une solution tensioactive dans les NFR humides augmente la perméabilité relative de l'huile, permettant ainsi à la gravité de drainer l'huile. Enfin, puisque les formations carbonatées sont normalement chargées positivement ; par conséquent, les tensioactifs non

ioniques et cationiques sont appropriés pour réduire l'adsorption des tensioactifs. L'alcali peut également être utilisé pour réduire l'adsorption des tensioactifs.

Sur la base de projets pilotes d'inondation chimique dans les NFR, les principaux facteurs ont été identifiés afin d'optimiser les performances de l'inondation chimique. La principale étape pour évaluer l'efficacité d'un projet pilote ou d'un grand champ consiste à effectuer des tests sur un seul puits. En outre, afin de réduire la réduction de l'eau dans les NFR préférentiellement humides dans l'huile, la modification du profil à l'aide de gels de réticulation est un candidat possible. L'autre candidat approprié pourrait être le traitement des puits avec des lavages de tensioactifs en vue d'une altération importante de la mouillabilité. Avant d'effectuer un traitement au tensioactif, une stimulation matricielle peut être nécessaire pour améliorer encore la réponse à proximité du puits de forage. Un processus de changement de mouillabilité, tel qu'un processus chimique de souffle et de souffle à base de tensioactif, peut également être réalisé avec différentes formulations d'alcali/tensioactif. Ces deux mesures robustes peuvent réduire la coupure d'eau et améliorer la production pétrolière. Enfin, le principal défi de l'inondation chimique est la présence de fractures et de bosses, qui peuvent empêcher un balayage uniforme et provoquer une perte chimique excessive. Ainsi, pour concevoir la taille optimale des bouchons, les pertes chimiques au niveau des fractures doivent être prises en compte. De plus, pour obtenir une récupération élevée du pétrole, la composition chimique des bouchons doit être optimisée.

Les projets de terrain d'inondation chimique dans les NFR ont révélé plusieurs facteurs qui doivent être pris en compte pour concevoir une inondation réussie. Plusieurs mesures doivent être prises pour évaluer les performances de l'inondation chimique. Ceux-ci incluent le test de traceur, le test de chute de pression, l'étude de température, la surveillance de la production d'eau et de pétrole, ainsi que la surveillance des pressions à la tête de puits et des taux d'injection. Dans certains NFR, il existe des problèmes associés au gonflement, à la migration et aux fractures de l'argile. Le gonflement et la migration des argiles limitent l'injectivité et forcent tous les fluides injectés dans les fractures, provoquant une percée prématurée et une mauvaise efficacité de balayage. Les mesures pour surmonter ces obstacles consistent à stabiliser les argiles, à réduire l'écoulement de fracture et à maximiser l'imbibition. Pour maximiser l'imbibition, la pré-injection d'alcali est une option. En outre, une autre option consiste à ajouter un agent d'ajustement de la mouillabilité, tel qu'un mélange d'un polymère anionique et d'un alcali. Il est normalement difficile de mesurer quantitativement la contribution de l'altération de la mouillabilité dans l'inondation chimique. Cependant, on pense que l'ajustement de la

mouillabilité joue un rôle important dans la stabilisation d'un faible rapport eau-huile sur une période relativement longue.

Les expériences sur le terrain d'inondation de polymères montrent que ce processus, s'il est correctement adapté à l'état du réservoir, est un candidat approprié pour un NFR dans lequel les hétérogénéités et les taux de mobilité élevés provoquent un contournement considérable du pétrole. De plus, lorsque les aspects économiques de l'injection de tensioactifs sont défavorables en présence d'une fracturation et d'une hétérogénéité extrêmes, l'injection de polymères peut être un candidat pour un projet commercial. Dans de tels cas, l'injection de polymère peut améliorer considérablement la récupération du pétrole, même si une percée précoce du polymère peut se produire. En particulier, si un NFR est davantage dominé par la matrice, alors les performances de l'inondation de polymère sont plus perceptibles que celles d'un NFR davantage influencé par les fractures avec imbibition. Les projets sur le terrain ont révélé plusieurs mesures à prendre pour concevoir une inondation réussie. Tout d'abord, un test sur le terrain de l'injectivité du polymère doit être effectué pour garantir une injection sans colmatage important du visage. Un test de chute de pression est également utile pour évaluer tout problème potentiel de colmatage à proximité du puits. Deuxièmement, il faut faire attention si le polymère a tendance à traverser des canaux ou des fractures. Si le polymère traverse des fractures et élimine les fines, la percée du polymère peut alors provoquer une défaillance tubulaire en raison des solides entraînés dans le puits de forage. En fait, la récupération du pétrole peut diminuer en raison du cycle étendu des polymères. Enfin, la pression à la tête de puits doit être soigneusement surveillée pendant la crue. La raison en est qu'une augmentation de la pression à la tête de puits et une réduction de l'injectivité peuvent être un facteur indiquant que la résistance à l'écoulement se construit dans des zones de perméabilité plus élevée et dans un réseau de macrofractures. Cela augmente l'efficacité du balayage.

Les projets de terrain sur l'inondation chimique dans les NFR ont révélé les méthodes les plus efficaces pour améliorer l'efficacité du balayage de l'inondation chimique dans les NFR. L'une des méthodes est le contrôle de conformité approfondi utilisant la technologie tensioactif/alcool, qui modifie la perméabilité dans les zones hautement perméables. Les mélanges tensioactifs-alcool réduisent le contraste de perméabilité et détournent le fluide d'entraînement primaire vers la cible. L'autre méthode est la séquence d'injection polymère-citrate d'aluminium-polymère. Cette méthode fonctionne dans les zones fracturées en éliminant l'acheminement direct des injectants vers les producteurs. Les expériences sur le terrain montrent

que l'agent de réticulation au citrate d'aluminium peut minimiser l'acheminement direct du polymère vers les producteurs.

III.3.5 Dioxyde de carbone CO₂ :

L'injection de CO₂ pour la récupération assistée du pétrole est appliquée commercialement depuis les années 1970, lorsqu'elle a été utilisée pour la première fois au Texas (Lambert et al. 1996). L'utilisation du CO₂ pour l'EOR augmente rapidement ; en 2012, l'EOR CO₂ a contribué à environ 5 % de la production pétrolière nationale des États-Unis et devrait doubler d'ici 2020 (Enick et Olsen 2012, Kuuskraa et Wallace 2014).

L'accent récemment mis sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre a en même temps conduit à des efforts accrus en matière de captage, utilisation et stockage du carbone (CCUS). Le stockage et l'utilisation du CO₂ dans les champs pétroliers matures sont possibles, et les recherches mettant l'accent sur l'injection de CO₂ pour un stockage sûr à long terme et la RAH simultanée du CO₂ suscitent actuellement un grand intérêt dans le monde entier. Le CO₂ pour l'EOR n'a pas encore été appliqué sur le plateau continental norvégien (NCS). Cependant, plusieurs nouveaux projets de captage du carbone sont prévus (ministère norvégien du Pétrole et de l'Énergie), et des données récemment publiées par la Direction norvégienne du pétrole [49] décrivent le potentiel d'utilisation du CO₂ dans des projets EOR à grande échelle dans le pays. La mer du Nord. Dans cette thèse, l'injection de CO₂ a été étudiée comme méthode de récupération du pétrole dans les carbonates fracturés.

Les inondations de CO₂ sont immiscibles ou miscibles selon les conditions du réservoir (pression, température et composition du pétrole brut), et sont également applicables pour les opérations WAG (Water Alternating Gas). La figure 6 montre des informations de base sur le changement de viscosité et de densité du CO₂ en fonction de la température et de la pression.

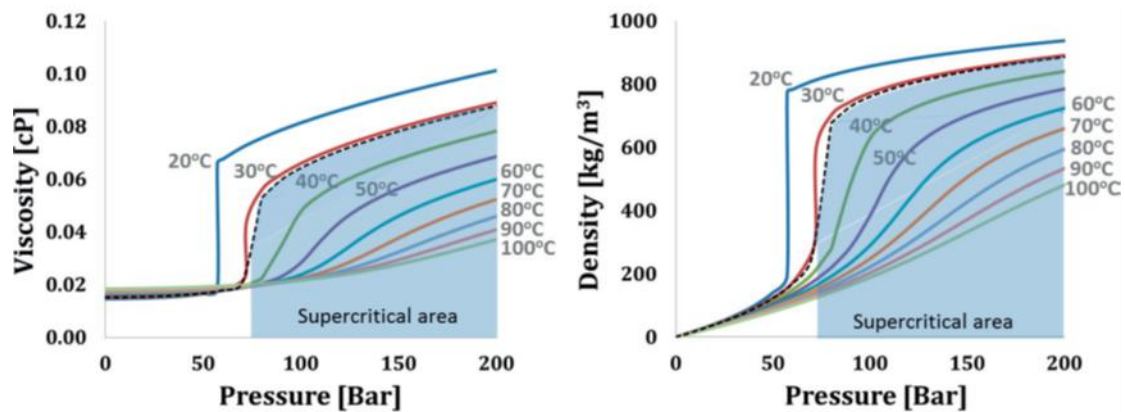


Figure III-6: Evolution de la viscosité et de la densité en fonction de la pression et de la température.

La ligne noire en pointillés représente une température de 31,1°C, qui à 73,8 bars constitue le point critique, où le CO₂ passe de la phase gazeuse ou liquide à la phase supercritique. Les données générées par [50].

Injection de CO₂ miscible :

L'objectif principal d'une inondation de CO₂-EOR miscible est de réduire la saturation résiduelle en hydrocarbures après l'inondation [51]. En 2010, 153 inondations de CO₂ miscible ont été réalisées, dont 139 aux États-Unis [52]. En raison de ses propriétés dans des conditions typiques de réservoir, le CO₂ est plus avantageux que les autres gaz pour une utilisation en EOR : le CO₂ a tendance à être miscible avec le pétrole du réservoir à des pressions de réservoir plus faibles [53] et à maintenir une viscosité élevée à des pressions et des températures plus élevées que les autres gaz miscibles, par ex. méthane [54].

La miscibilité est définie comme « la capacité de deux substances ou plus à former une seule phase homogène lorsqu'elles sont mélangées dans toutes les proportions » et peut se produire lorsque du gaz est injecté pour déplacer l'huile au-dessus de la pression minimale de miscibilité (MMP). La MMP varie selon par exemple. Composition du gaz injecté, température du réservoir et composition du pétrole brut [55]. Dans les réservoirs fracturés, la miscibilité entre le pétrole brut du réservoir et le CO₂ élimine les contrastes capillaires et favorise un écoulement croisé visqueux entre la matrice et les fractures, ce qui

Permettre la récupération du pétrole piégé dans les capillaires. Les hydrocarbures légers se vaporisent plus facilement dans la phase gazeuse que les composants d'hydrocarbures lourds [56], et le CO₂ peut obtenir une miscibilité au premier contact avec des huiles légères à un seul composant, par ex. n-Décane. Les fluides miscibles au premier contact se mélangent

instantanément et forment une seule phase au contact, lorsqu'ils sont mélangés dans n'importe quel rapport. Les pétroles bruts sont complexes et comportent plusieurs

Le CO₂ n'est donc pas miscible au premier contact avec la plupart des huiles de réservoir [57]. La miscibilité multi-contacts peut cependant se développer par un mélange de condensation (le CO₂ se condense dans l'huile) et de vaporisation (l'huile légère

Les composants se vaporisent dans les entraînements à gaz CO₂). Après une série de transferts de masse entre le pétrole du réservoir et le CO₂, la tension interfaciale entre les deux diminue et ils apparaissent comme une phase [58].

Les inondations de CO₂ miscible pour l'EOR ont été étudiées expérimentalement dans des conditions de réservoir en utilisant différentes huiles. Des inondations de CO₂ ont été initiées dans la craie fracturée et non fracturée, où le n-Décane et le pétrole brut de la mer du Nord constituaient les phases pétrolières. Les mécanismes de récupération importants dans les inondations de CO₂ miscible sont [59] :

- Gonflement du pétrole et diminution de sa viscosité, qui se produisent tous deux lorsque le pétrole du réservoir et le CO₂ se mélangent.
- Extraction d'hydrocarbures plus légers en phase gazeuse.
- Une pression visqueuse supplémentaire dans le fluide d'entraînement.

La pression visqueuse est souvent absente lors des inondations de gaz dans les systèmes fracturés. La dispersion des fluides autour du front de déplacement revêt cependant une importance considérable. La dispersion par convection (mélange mécanique) est le mécanisme prédominant dans le réseau de fractures, tandis que la dispersion par diffusion influencera l'écoulement matriciel. La dispersion peut se produire en raison de différences de concentration (diffusion moléculaire), de température (diffusion thermique) ou de pression (pression diffusion) entre deux zones. La diffusion moléculaire est particulièrement importante dans les inondations de gaz miscibles dans les réservoirs fracturés [60] suggèrent que le mécanisme peut contribuer jusqu'à 25 % de la pollution. la récupération du pétrole. La contribution de la diffusion moléculaire à la récupération du pétrole est augmentée lorsque le débit dans la matrice est faible ou lorsque la surface de contact entre le gaz injecté et le pétrole du réservoir est élevée, par ex. dans des réservoirs fracturés.

La présence d'eau dans les pores peut influencer la récupération du pétrole par le CO₂. Un bon contact entre le gaz injecté et le pétrole matriciel est important pour obtenir la récupération du pétrole par diffusion, mais peut être inhibé par une protection contre l'eau, où des films d'eau empêchent le contact et le mélange entre le CO₂ et le pétrole du réservoir. Le CO₂ est très soluble dans l'eau, ce qui peut faciliter sa diffusion à travers de minces films d'eau pour récupérer le pétrole lors des applications de récupération tertiaire [61].

les saturations en eau au début de l'inondation de CO₂ peuvent cependant empêcher le déplacement du pétrole des pores ou des amas sans issue (dendritiques), laissant des saturations résiduelles en pétrole plus élevées [62]. La mouillabilité contrôle la distribution des fluides dans l'espace interstitiel et peut donc influencer l'emplacement et la présence des films d'eau, et donc l'efficacité de la récupération du pétrole CO₂.

Injection la mousse de CO₂ :

Une efficacité de balayage microscopique élevée est souvent obtenue dans les inondations de CO₂ miscible. L'efficacité du balayage macroscopique peut cependant être faible en raison de la grande mobilité de la phase gazeuse, qui favorise la ségrégation gravitationnelle et la canalisation des fluides à travers les fractures. La mobilité du CO₂ peut être réduite en mélangeant une solution de tensioactif et du gaz pour générer de la mousse. La mousse augmente la viscosité apparente de la phase gazeuse et fournit une pression visqueuse au processus de récupération du pétrole. Un facteur important dans l'inondation de mousse est la résistance de la mousse, qui comprend la viscosité apparente, la texture et la stabilité de la mousse dans les fractures et les milieux poreux [63]. La résistance de la mousse dépend par ex. sur la quantité de gaz dispersée dans la mousse : la fraction gazeuse (f_g) varie couramment de $f_g = 0,9$ (mousses « sèches ») à $f_g = 0,5$ (mousses « humides »). Les mousses fortes sont reconnues par leur capacité à déplacer des trains de bulles de gaz dispersées dans un système et à améliorer la mobilité davantage que les mousses « faibles », dans lesquelles le gaz et la solution de tensioactif peuvent s'écouler plus ou moins séparément, bien qu'à des gradients de pression d'injection plus élevés [64].

La mousse peut, comme l'injection de gaz, être soit miscible, soit non miscible avec le pétrole du réservoir. Les injections de mousse non miscible peuvent être avantageuses pour une récupération améliorée du pétrole, par rapport au gaz pur non miscible, car elles fournissent un gradient de pression visqueux supplémentaire à l'injection de gaz. [65] ont étudié les injections de mousse de N₂ non miscible dans des carbonates fracturés et humides par le pétrole, où les inondations de gaz avant le contrôle de conformité par la mousse contribuaient à une

récupération inférieure à 10 % du pétrole. En injectant de la mousse de N₂ pré-générée, la récupération du pétrole a été améliorée et jusqu'à 80 % de récupération du pétrole OOIP a été observée. Le taux de récupération élevé a toutefois été atteint après l'injection de plus de 100 PV de mousse et a indiqué que l'huile était déplacée uniquement par la solution de tensioactif.

N₂ et de la mousse de CO₂ a été injectée dans des bouchons de noyau fracturés et humides dans des conditions non miscibles et miscibles pour améliorer la récupération du pétrole. Un scanner médical a été utilisé pour étudier les mécanismes d'écoulement et les schémas d'écoulement des gaz lors d'injections de mousse non miscible dans différentes conditions de mouillabilité. Nous avons constaté que le gaz ne pénétrait en fait pas dans la matrice dans des conditions humides et que la récupération du pétrole était donc attribuée au tensioactif.

Les tensioactifs peuvent être utilisés indépendamment pour favoriser la récupération du pétrole par altération de la mouillabilité et imbibition spontanée, et ont montré des résultats prometteurs en laboratoire avec une récupération jusqu'à 70 % d'OOIP [66]. Un défi majeur dans les réservoirs fracturés et humides, sans contribution visqueuse significative à l'écoulement du fluide, est de permettre au tensioactif d'entrer en contact avec l'huile de la matrice. Les mises en œuvre de mousse peuvent, en plus d'améliorer l'injection de gaz, permettre l'entrée du tensioactif dans la matrice par un composant visqueux [67,68] ont montré des résultats prometteurs lors d'injections de mousse de CO₂ dans de la craie fracturée. La mousse a bloqué les fractures et les régions hautement perméables et a permis au CO₂ de se diffuser et de s'écouler dans la matrice faiblement perméable. La solution tensioactive circulant dans le système de fracture a également fini par pénétrer dans la matrice et récupérer le pétrole par altération de la mouillabilité et réduction de la tension interfaciale.

IV.

*Comparaison entre
différents méthode de
EOR dans les réservoirs
NFR*



IV.1 Comparaison entre l'injection de CO₂ et l'injection d'eau, l'injection de gaz et l'injection de WAG :

Cette étude compare différents schémas d'injection (injection d'eau, injection de gaz, injection de WAG et de CO₂) pour la récupération assistée du pétrole pour les réservoirs géants de carbonate du Moyen-Orient.

Son objectif est d'évaluer l'efficacité de l'injection de CO₂ dans les champs pétrolifères carbonatés. Le réservoir considéré est un système en couches (hétérogène). Le réservoir est divisé en deux sections : une zone inférieure de couches généralement à faible perméabilité et une zone supérieure de couches à haute perméabilité interstratifiées avec des couches à faible perméabilité ; la perméabilité moyenne de la zone supérieure est 10 à 100 fois supérieure à celle de la zone inférieure.

L'eau injectée a tendance à s'écouler à travers la zone supérieure le long des couches à haute perméabilité lors de l'inondation, avec un écoulement transversal faible ou très lent dans la zone inférieure, ce qui entraîne un très mauvais balayage de la zone inférieure. Il existe de nombreuses possibilités d'amélioration dans la récupération du pétrole à partir de réservoirs hétérogènes de carbonates mixtes et humides. L'obstacle apparent à l'invasion de l'eau dans les couches inférieures suggère qu'un fluide miscible pourrait être injecté dans la zone inférieure.

Il a réalisé une série d'expériences d'injection de carottes pour étudier les performances de diverses procédures de déplacement, notamment l'injection d'eau, l'injection de gaz d'hydrocarbures, l'injection de gaz alternatif à l'eau (WAG) et l'injection de CO₂. En raison du développement de la miscibilité entre le CO₂ et le pétrole, il montre que l'efficacité de déplacement local pour l'inondation de CO₂ est d'environ 97 %, soit nettement supérieure à celle obtenue par l'inondation d'eau ou l'injection de gaz d'hydrocarbures. En revanche, l'injection de gaz naturel n'est pas un procédé miscible et récupère moins de pétrole. Dans tous les cas cependant, l'injection de gaz récupère du pétrole supplémentaire après l'inondation par l'eau.

Cela montre que l'injection de CO₂ présente un grand potentiel pour améliorer la récupération du pétrole.

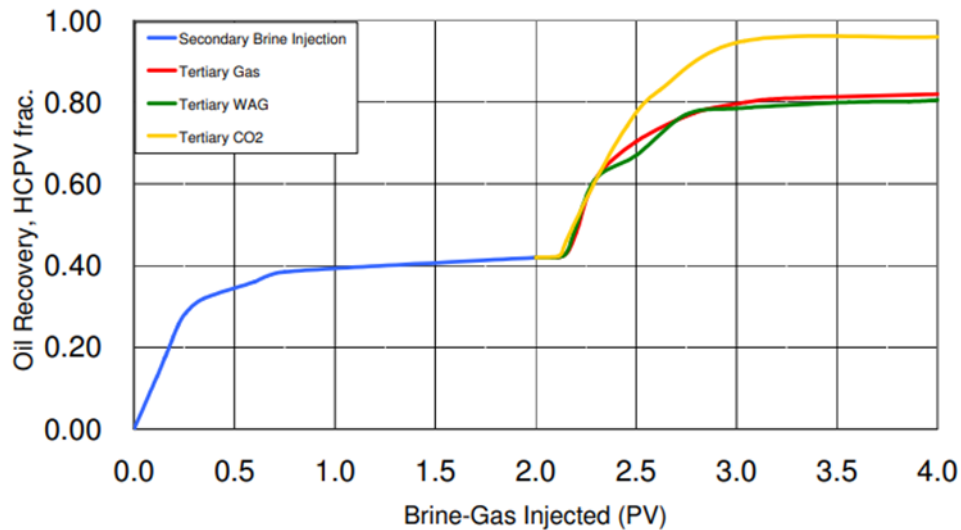


Figure IV-1 : Comparaison des récupérations par injection de WAG, de gaz et de CO2. [69]

IV.2 Comparaison de l'injection de CO2 par rapport à l'injection des produits chimiques (alcalin-surfactant-polymère) :

Cette étude est considérée pour évaluer l'EOR du CO2 et des produits chimiques pour les options EOR du tensioactif alcalin-polymère (ASP). Pour les deux technologies, trois scénarios (élevé, moyen et faible) sont construits pour représenter une gamme de réponses possibles du champ pétrolier aux méthodes EOR considérées. La forme générale du profil de production de pétrole supplémentaire pour l'EOR CO2 et l'EOR chimique est caractérisée par un délai initial après le début de l'opération EOR. Ce délai initial est supposé être plus long pour l'EOR chimique en raison du rapport de mobilité plus favorable des fluides injectés et du temps correspondant plus long pour une percée.

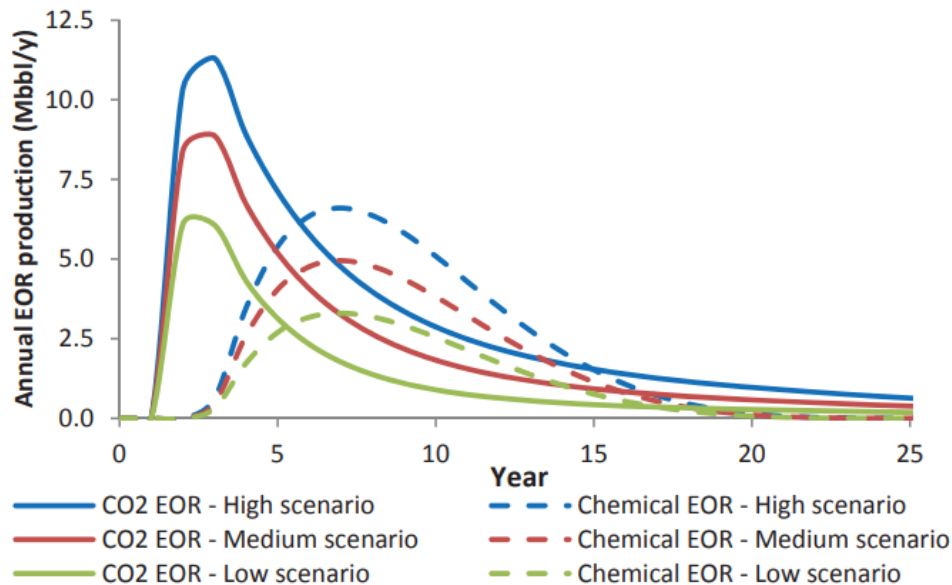


Figure IV-2 Scénarios annuels de production pétrolière EOR pour les deux méthodes EOR et les trois scénarios de production [70].

Nous pouvons observer que les trois scénarios de CO2 ont récupéré la production annuelle de RAH la plus élevée, sur laquelle, pendant les cinq premières années, il a récupéré environ 11, 9 et 6,5 Mbbbl/an pour les scénarios élevés, moyens et faibles, respectivement. En outre, il a récupéré pour l'inondation chimique environ 7, 5 et 3 Mbbbl/an pour les scénarios élevés, moyens et faibles, respectivement.

IV.3 Comparaison de l'application de l'injection de CO2 (continue versus Huff and Puff) :

Pour comparez entre le régime d'injection continue et Huff and Puff de CO2 , on doit définir les notion suivant :

IV.3.1 Conception d'injection :

Pour le procédé CO2-EOR, le CO2 peut être injecté sous la forme :

I. Injection continue de CO2 : Ce processus nécessite l'injection continue d'un volume prédéterminé de CO2 sans autre fluide. Parfois, un gaz plus léger, comme l'azote, suit l'injection de CO2 pour maximiser la ségrégation par gravité. Cette approche est mise en œuvre après la récupération primaire et convient généralement au drainage gravitaire des réservoirs contenant du pétrole moyen à léger et des réservoirs fortement humides ou sensibles aux inondations.

II. Injection continue de CO2 suivie d'eau : ce processus est le même que le processus d'injection continue de CO2, à l'exception de l'eau de chasse qui suit le volume total de bouchons

de CO₂ injecté. Ce procédé fonctionne bien dans les réservoirs de faible perméabilité ou dans les réservoirs moyennement homogènes.

III. Eau-gaz alternatif conventionnel (WAG) suivi d'eau : dans ce processus, un volume prédéterminé de CO₂ est injecté en cycles en alternance avec des volumes égaux d'eau. L'eau en alternance avec l'injection de CO₂ aide à surmonter la neutralisation du gaz et réduit la canalisation du CO₂, améliorant ainsi l'efficacité globale du balayage du CO₂. Ce procédé convient à la plupart des réservoirs présentant des contrastes de perméabilité entre les différentes couches.

IV. WAG conique : Cette conception est similaire dans son concept au WAG conventionnel mais avec une réduction progressive du volume de CO₂ injecté par rapport au volume d'eau. Pour améliorer l'utilisation du CO₂, le WAG conique est la méthode la plus largement utilisée aujourd'hui car cette conception améliore l'efficacité de l'inondation et empêche une pénétration précoce du CO₂, donc moins de CO₂ recyclé et une meilleure récupération du pétrole. L'utilisation du CO₂ est le volume de CO₂ utilisé pour produire un baril de pétrole et est déclarée soit sous forme de volume brut, y compris le CO₂ recyclé, soit sous forme de volume net.

V. WAG suivi de gaz : Ce processus est un processus WAG conventionnel suivi d'une chasse de gaz moins coûteux (par exemple, de l'air ou de l'azote) après que le volume total de bouchons de CO₂ ait été injecté.

Il existe deux modes d'injection de gaz pour les études de simulation. L'une est l'inondation continue, dans laquelle les puits d'injection servent à injecter le gaz, tandis que d'autres servent de producteur. L'autre technique est la technique d'injection Huff and Puff, qui a montré des résultats bien supérieurs. Un puits est initialement injecté du gaz pendant un certain temps. Après cela, le puits est fermé et un temps de trempage est prévu pour que le gaz atteigne et se mélange à toutes les parties du réservoir. Le puits est alors mis en production.

IV.3.2 Procédure :

Afin de comparer la conception efficace de l'injection de CO₂ pour améliorer le facteur de récupération sur le NFR, une étude expérimentale a été réalisée en Chine par Mingchen Ding, Miao Gao, Yefei Wang, Zhengtian Qu, Xu Chen, sur « Etude expérimentale sur le CO₂-EOR dans Réservoirs fracturés : influence de la densité de fracture, de la miscibilité et du schéma de production.

Les carottes ont été pesées, aspirées et rincées avec de l'eau avant de réaliser des expériences d'injection de CO₂, et les carottes humides ont été à nouveau pesées. Le volume des pores et la porosité du noyau ont été calculés. Les carottes ont ensuite été inondées d'eau jusqu'à ce qu'un état stable soit atteint ; à ce stade, le débit et la différence de pression entre les conduites d'entrée et de sortie du porte-carotte ont été mesurés. L'équation de Darcy a été utilisée pour calculer la perméabilité du noyau. Les carottes ont été complètement imbibées d'eau avant d'être inondées de pétrole brut ou de tétradécane à 60 °C jusqu'à ce qu'aucune eau ne soit produite. La quantité d'eau remplacée par de l'huile durcie ou du tétradécane dans l'eau générée a été mesurée, et la saturation en eau connée et la saturation initiale en huile ont été déterminées. Dès l'établissement de la saturation initiale en huile, un processus de vieillissement qui a laissé les noyaux intacts pendant 24 h à 60 °C et 180 °C pour atteindre une condition d'équilibre appropriée a été appliqué. Le processus d'injection de CO₂ dans le système matrice-fracture a commencé après la préparation des carottes. Le BPR a été utilisé pour maintenir une pression constante dans le noyau pendant l'injection de gaz. La pression de confinement a été constamment maintenue à 3,0 MPa au-dessus de la pression centrale. Le CO₂ a été progressivement pompé dans le porte-noyau à l'aide d'une pompe à seringue jusqu'à ce que la pression à l'intérieur du porte-noyau atteigne le niveau requis, et le gaz s'écoulait principalement via la fracture en raison du contraste de perméabilité élevé entre la fracture et la matrice. Ensuite, du CO₂ a été injecté à un débit volumétrique constant de 0,1 cm³/min.

Le pétrole produit a été collecté à partir de la sortie et son volume a été enregistré toutes les 2 heures pour calculer le facteur de récupération du pétrole (RF). Le processus d'inondation s'est répété jusqu'à ce qu'il n'y ait plus de production de pétrole. Toutes les expériences ont été réalisées à 60°C. Nous avons choisi le pétrole brut comme phase pétrolière et avons fixé les pressions d'essai à 17,5 MPa et 25,0 MPa, respectivement, pour obtenir des conditions d'immiscibilité et de miscibilité multi-contacts. De plus, nous avons utilisé du tétradécane comme phase huileuse et réglé la pression de test à 25,0 MPa pour obtenir une miscibilité au premier contact. Il convient de noter que tous les protocoles expérimentaux utilisés pour effectuer des tests d'inondation de CO₂ dans des conditions de densité de fracture nulle étaient identiques à ceux évoqués ci-dessus, sauf que le CO₂ a été directement injecté dans la matrice en utilisant l'entrée-2. Suivant l'approche susmentionnée, des expériences de souffle-bouffée de CO₂ ont été réalisées après une inondation de CO₂ afin de réduire davantage la saturation résiduelle en huile dans la matrice. Les vannes d'entrée 1 et de sortie ont été fermées et le système a été éteint pendant 2 heures pour tremper.

L'interaction entre le CO₂ et le pétrole s'est produite pendant cette période. Le BRP a ensuite été ajusté à une pression prédéterminée avec une bouteille d'azote, et la vanne de sortie a été ouverte pour permettre la production d'huile et de CO₂ jusqu'à ce que la pression centrale soit réduite à cette pression (cycle de bouffée). L'huile produite par chaque cycle a été collectée dans le collecteur d'huile, sa quantité a été enregistrée et le facteur de récupération a été déterminé. Ensuite, du CO₂ a été pompé dans le support de noyau à un débit d'injection constant de 10,0 cm³/min jusqu'à ce que la pression du noyau atteigne la pression de fonctionnement prédéterminée (17,5 MPa ou 25,0 MPa). La procédure précédente représente un cycle complet de souffle et de bouffée pour une pression de fonctionnement donnée. Le cycle suivant a été réalisé en utilisant la même approche à la même pression de fonctionnement et répété jusqu'à ce que le facteur de récupération incrémentiel (IRF) soit inférieur à 1,0 % [71], ce qui est connu sous le nom d'opération multi-cycles.

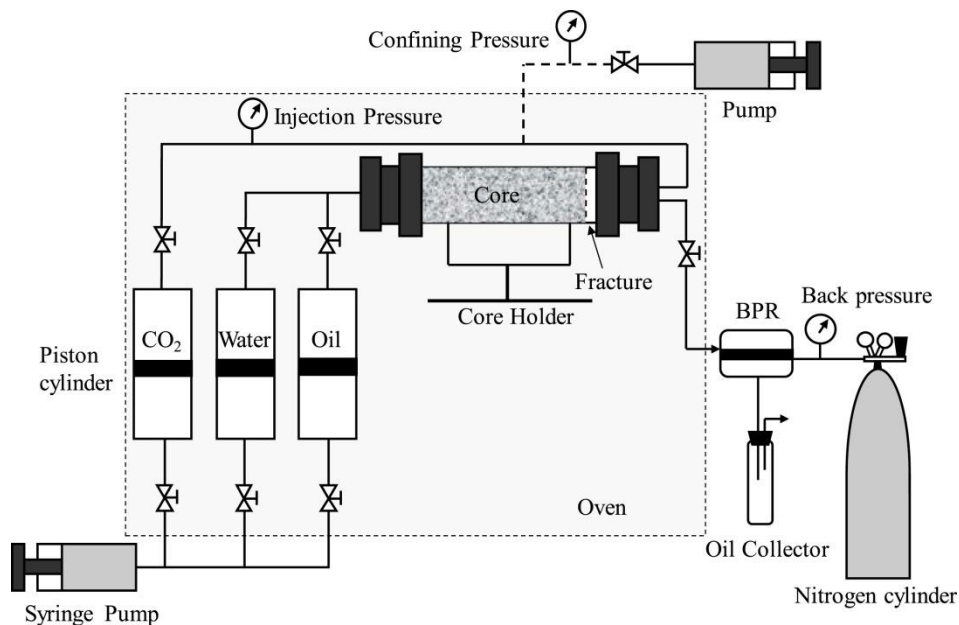


Figure IV-3 : Illustration schématique de l'appareil d'injection de CO₂. [72]

Après avoir effectué la procédure expérimentale, les résultats sont présentés ci-dessous :

Dans les réservoirs fracturés, une densité accrue de fractures contribue à un facteur de récupération supplémentaire. Cependant, les fractures affectent considérablement l'efficacité du déplacement des inondations de CO₂ ; indiquant que la densité des fractures affecte positivement les inondations de CO₂. Cependant, cela a un effet négatif sur le CO₂ HnP. Cependant, pour les réservoirs de pétrole lourd, les conditions FCM sont irréalisables, ce qui indique un changement

Chapitre IV Comparaison entre différents méthode de EOR dans les réservoirs NFR

de phase pétrolière dans l'expérience ; pour les réservoirs de pétrole lourd, les conditions MCM récupèrent le maximum de RF (47,2%) ; par ailleurs, pour les réservoirs de pétrole léger/moyen, les conditions FCM récupèrent le maximum de RF (68,1 %). En tenant compte du fait que le MMP pour l'huile/CO2 est de 17,8 à 60 0C et que le MMP pour le tétradécane/CO2 est de 12,35 à 60 0C (il atteint 17,8 à 90 0C).

Tableau IV-1 : Conditions expérimentales et résumé des résultats d'injection de CO2 et de HnP.

Core No.	Injection pressure (MPa)	Miscible condition	Fracture density (fractures per meters)	Oil phase	Oil in place (cc)	Initial oil saturation (%)	RF. CO2 flooding (%)	RF. CO2 HnP (%)	RF. Total (%)
#1	17,5	IM	0	Crude Oil	5	52,1	65,6	0	65,6
#2			2,5		9,8	50,4	11,8	45,1	56,9
#3			5		4,9	49,7	16,3	40,9	57,2
#4			8,3		2,9	48,3	28,4	30,8	59,2
#5	25	MCM	0	Crude Oil	4,8	50,5	78,9	0	78,9
#6			2,5		9,6	49,1	14,4	71,3	85,7
#7			5		4,9	48,7	20,2	66	86,2
#8			8,3		3	50	47,2	38,7	85,9
#9	25	FCM	0	Tetradecane	4,8	49,5	93,4	0	93,4
#10			2,5		9,7	50,3	22,1	48,7	70,8
#11			5		4,8	48,2	48	25,8	73,8
#12			8,3		2,9	48,3	68,1	6,3	74,4

• Comparaison injection de CO2 injection vs. HnP : on peut observer à partir des résultats que :

Pour les conditions de pétrole brut et IM, et MCM, nous pouvons voir que le HnP récupère le RF le plus élevé plus que l'injection d'inondation avec l'augmentation de la densité fracturée ; il récupère environ 45,1 %, 40,9 % et 30,8 % pour les conditions IM et environ 71,3

%, 66 % et 38,7 % pour les conditions MCM de densité de fracture de 2,5, 5 et 8,3 fractures par mètres respectivement.

a . Pour les conditions tétradécane et FCM, nous pouvons voir que le HnP récupère le RF le plus élevé pour 2,5 de densité de fracture de plus que l'inondation, soit environ 48,7% de RF pour le HnP et 22,1% pour l'injection par inondation ; cependant, avec l'augmentation de la densité de fracture de 5 et 8,3, l'injection d'inondation récupère le RF le plus élevé, environ 48 % et 68,1 % de plus que le RF récupéré par l'injection de HnP, environ 25,8 % et 6,3 % respectivement.

b. Les changements de couleur et de composition du pétrole produit au cours du processus d'inondation de CO₂ dans un système de fracture matricielle indiquent que le principal mécanisme de récupération du pétrole dans les réservoirs fracturés est le gonflement du pétrole au début de l'injection de CO₂ et passe progressivement à l'extraction de composants légers et intermédiaires (C₅-C₃₀) par le CO₂ avec un temps d'injection de gaz accru, ce qui indique qu'après avoir atteint la miscibilité, le CO₂ se dissout sur l'huile en réduisant sa viscosité, réduisant ainsi la tension interfaciale qui favorise le déplacement de l'huile.

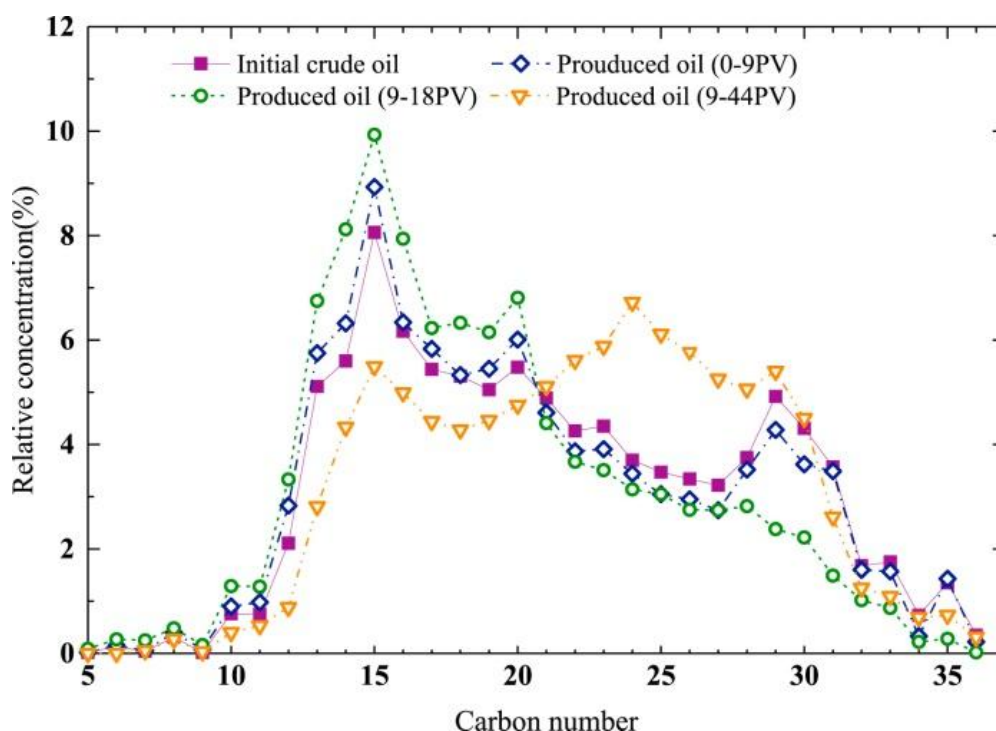


Figure IV-4: Résultats de l'analyse de la composition de l'huile produite collectée à différentes périodes d'injection avec différents moments d'injection de CO₂. [73]

Dans les mêmes conditions de densité de fracture, l'inondation de CO2 dans le régime FCM a donné de meilleurs résultats que les régimes MCM et IM. De plus, l'inondation de CO2 FCM est viable pour améliorer la récupération du pétrole à haute densité de fractures ; c'est un facteur de récupération de 68,0 % (égal ou supérieur à 5,0 fractures par mètre).

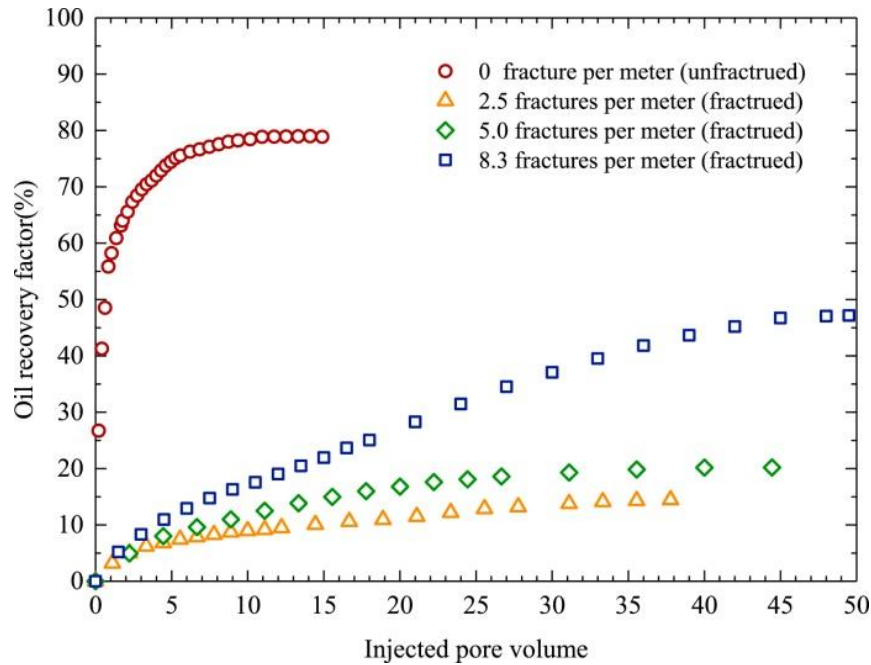
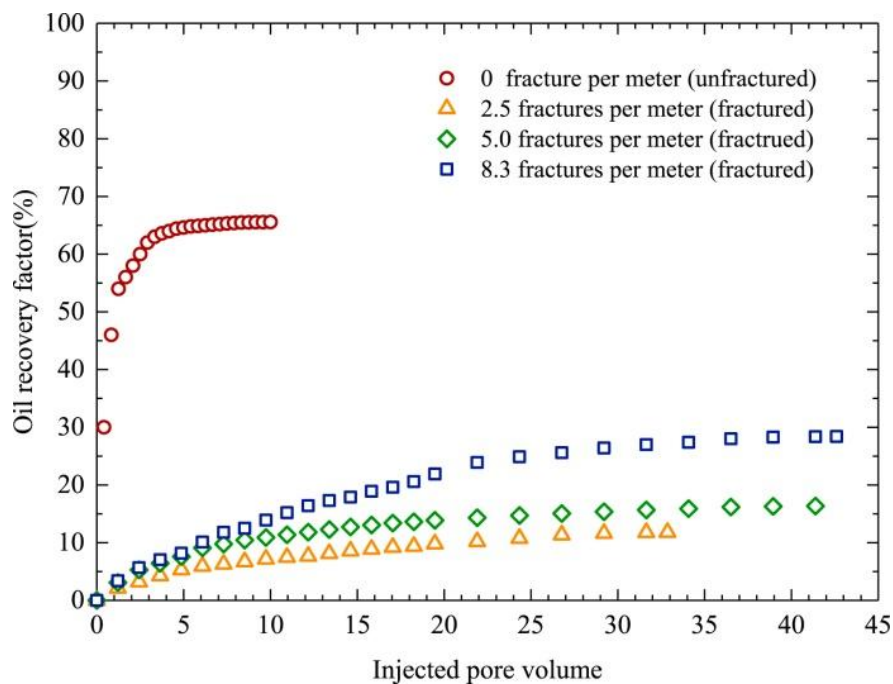


Figure IV-5 : Facteur de récupération du pétrole par rapport au temps d'injection de CO2. pendant le processus d'inondation du MCM dans différentes conditions de densité de fracture [73].



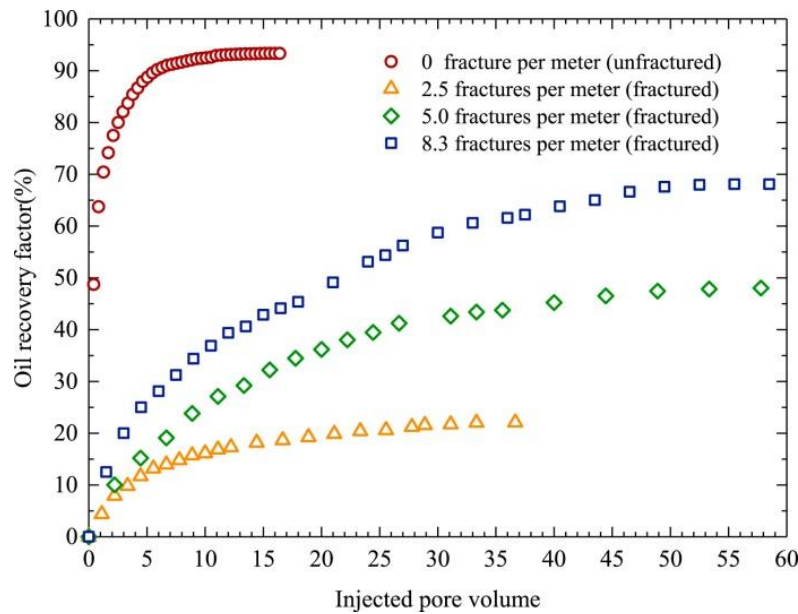


Figure IV-6 : Facteur de récupération du pétrole par rapport au temps d'injection de CO2. pendant le processus d'inondation IM dans différentes conditions de densité de fracture [73].

d. Pour l'injection de CO2, dans des conditions de faible densité de fractures, les injections de CO2 dans tous les régimes de miscibilité sont inefficaces en raison d'une faible efficacité de balayage. Cependant, dans des conditions de densité de fractures élevées, le FCM et le MCM sont plus favorables, mais dans les conditions FCM, le RF maximum est rétabli à environ 68,1 % de l'OIPP.

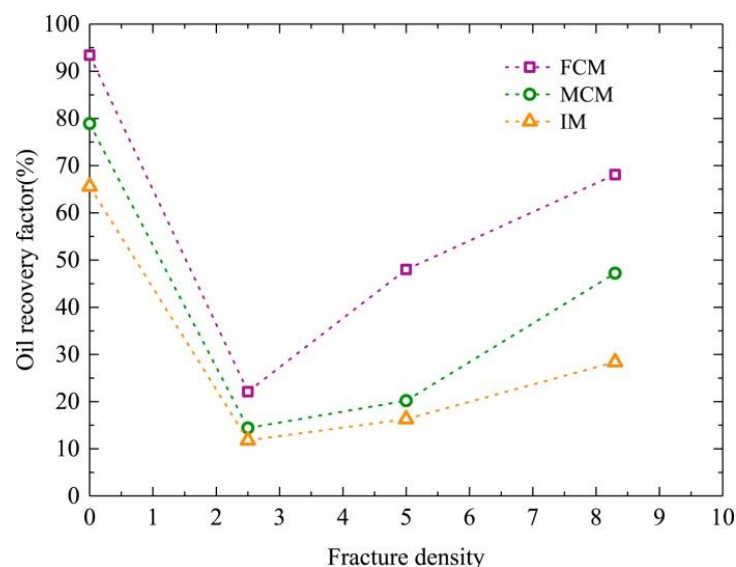


Figure IV-7: Facteurs ultimes de récupération du pétrole suite à une inondation de CO2 dans différentes conditions miscibles. [73]

e. Dans des conditions IM, MCM et FCM, le CO₂ HnP peut récupérer une partie importante du pétrole de la matrice qui a subi des tests d'inondation de CO₂, démontrant que le CO₂ HnP présente un avantage considérable par rapport à l'inondation dans des réservoirs fracturés. Il récupère le facteur de récupération le plus élevé pour la densité de fracture la plus faible et pour la condition MCM RF de 71,3 % OOIP.

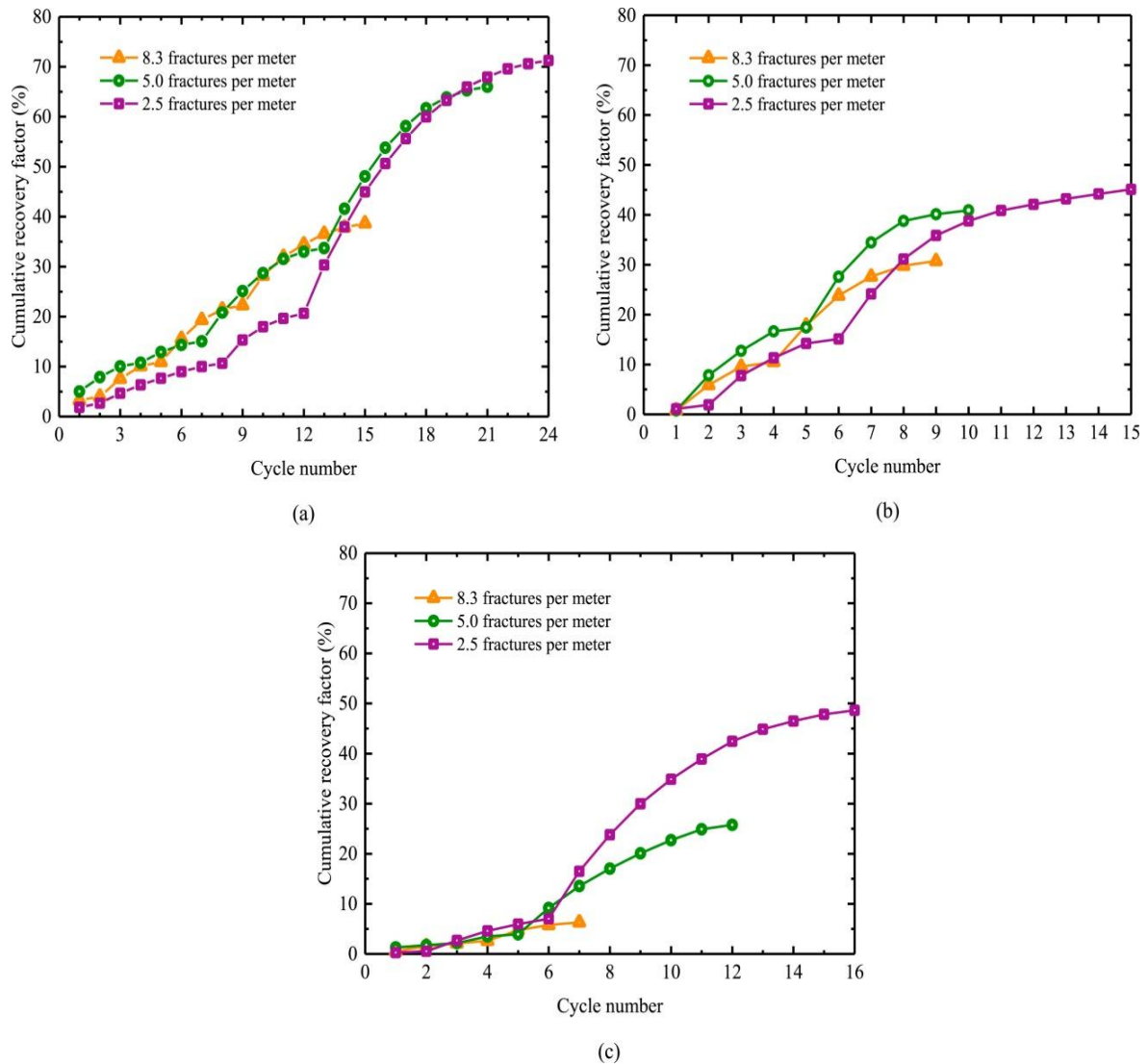


Figure IV-8: Facteurs de récupération cumulés du système matrice-fracture par rapport au nombre de cycles pendant le processus CO₂ HnP. réalisé dans différentes conditions de densité de fracture et dans : (a) des conditions MCM ; (b) état IM ; (c) État du FCM.

F. Un épuisement de pression plus élevé pendant le cycle de bouffée est plus favorable pour le scénario CO₂ HnP, qui obtient le facteur de récupération maximal dans les conditions MCM (71,3 %), dont l'efficacité de récupération est encore plus élevée que celle dans les conditions FCM pour des conditions de faible densité de fracture.

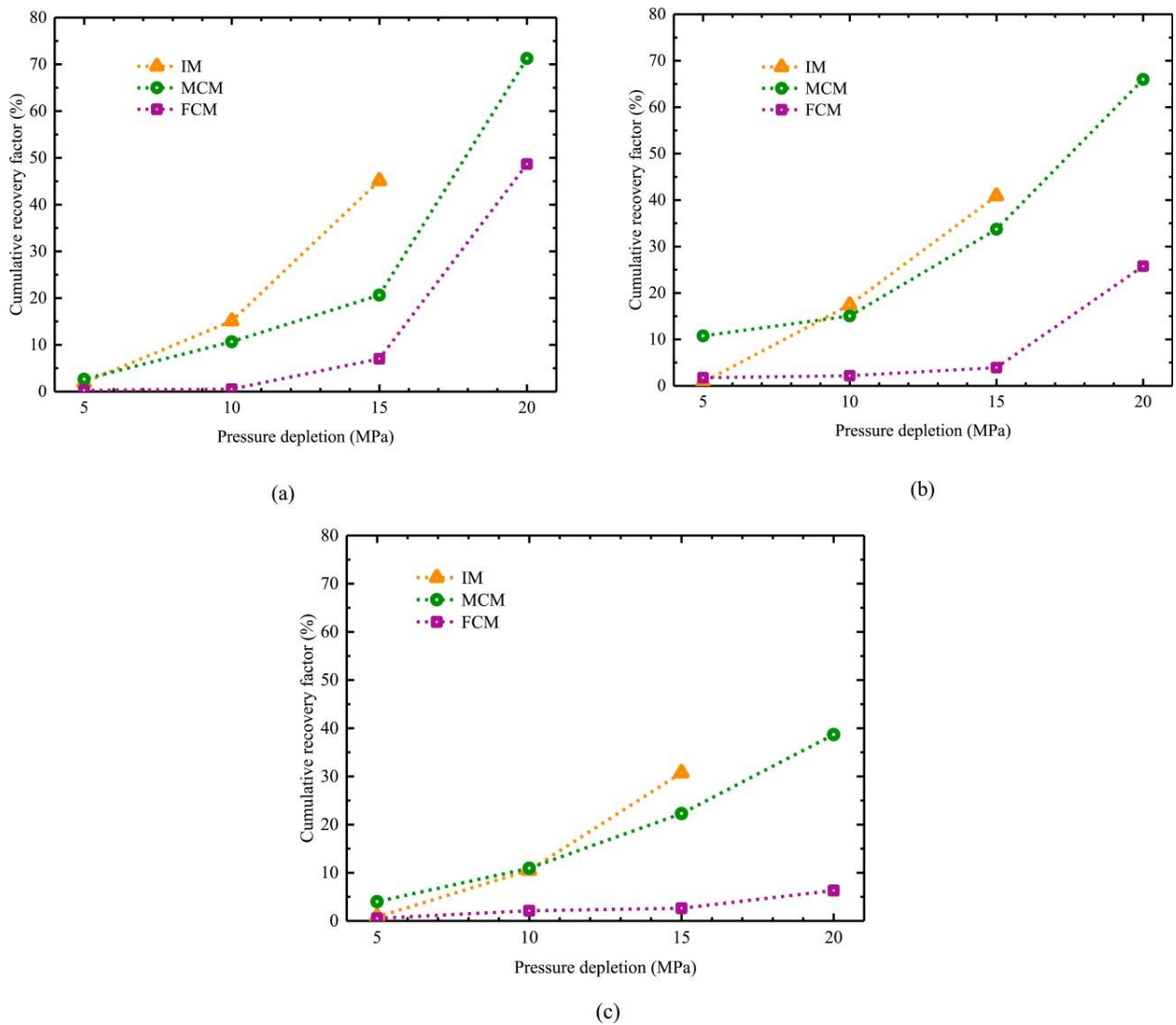


Figure IV-9 : Facteurs de récupération cumulés du CO₂HnP par rapport à l'épuisement de la pression. dans trois conditions de miscibilité à partir d'un système de fractures matricielles avec une densité de fractures de : (a) 2,5 fractures par mètre ; (b) 5,0 fracture

IV.4 Aspect économique de l'injection de CO2 en mode EOR :

Après avoir comparé l'injection de CO2 avec d'autres méthodes EOR, elle montre un grand potentiel pour améliorer la récupération du pétrole. En outre, l'aspect technique ne suffit pas à décider de l'application du CO2-EOR aux réservoirs ; cela devrait être suivi d'études économiques pour voir si le projet d'application du CO2-EOR est fiable. Dans cette étude, l'aspect économique est considéré, sur lequel la comparaison montre que selon la combinaison de scénarios pensée, la valeur ajoutée de l'utilisation de la méthode EOR CO2 au lieu de la méthode EOR chimique varie de -4 à 33 €/baril produit, équivalent à -4 à 56 €/tCO2 évitée.

Dans la plupart des cas considérés, la méthode CO2 EOR serait privilégiée avec cependant plus ou moins de création de valeur selon les cas. L'évaluation montre que pour un prix du pétrole moins les coûts de production typiques égal à 50 €/baril, la valeur du pétrole qui doit être prise en compte pour l'application CO2 EOR varie entre 8 et 41 €/baril, qui peut donc être nettement inférieure aux 50 €/baril. €/baril qui doit être considéré comme si la RAP chimique n'était pas une option. La valeur que l'on serait prêt à payer pour que le CO2 soit livré sur son champ varie entre -4 et 56 €/tCO2 selon les combinaisons de scénarios considérées et peut donc également être nettement inférieure à celle dans les cas où la RAP chimique n'est pas une alternative.

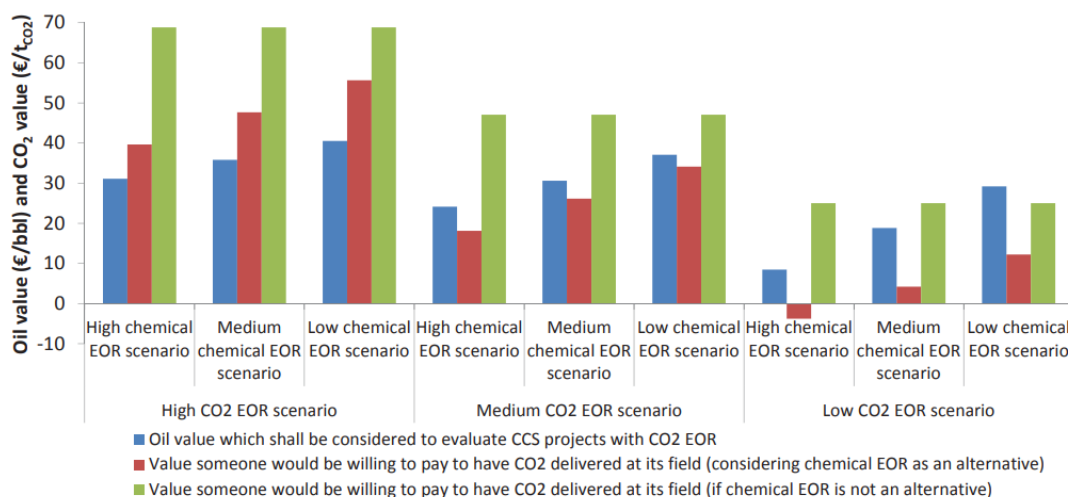


Figure IV-10: Valeur du pétrole qui doit être prise en compte dans le projet de CSC associée au CO2 EOR (€/bbl). et valeurs que l'on serait prêt à payer pour que le CO2 soit livré sur son champ (€/tCO2 avoided), [74].

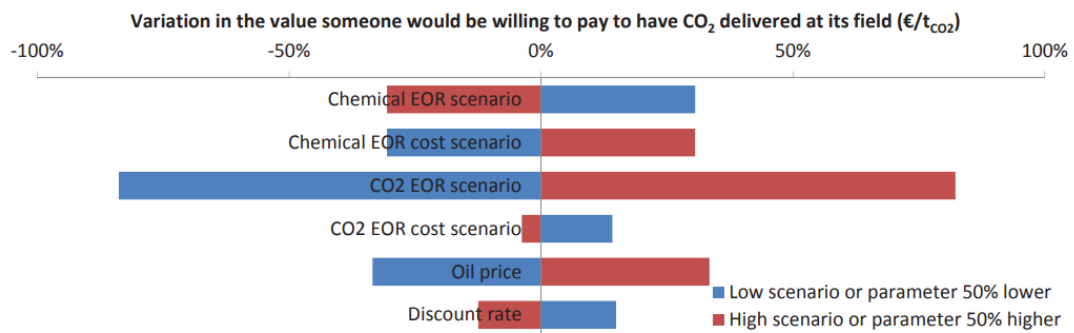


Figure IV-11 : Analyses de sensibilité sur la valeur qu'une personne serait prête à payer pour que du CO₂ soit livré sur son champ pour la combinaison des scénarios EOR CO₂ moyen et EOR chimique moyen [74].

V.

Résultats et discussions



V.1 Impact du NF sur le facteur de récupération du pétrole du réservoir du champ pétrolifère Sensibilité au MMP et au facteur SIGMA:

V.1.1 Propriétés du fluide du réservoir :

Le fluide du réservoir est bien adapté à la pression de saturation, qui est l'une des propriétés clés du fluide. La qualité du réglage permet de prédire avec suffisamment de confiance les différents paramètres de miscibilité, principalement la pression minimale miscible (MMP) avec les différents gaz qui seront utilisés pour cette étude (gaz d'hydrocarbures produits et CO₂).

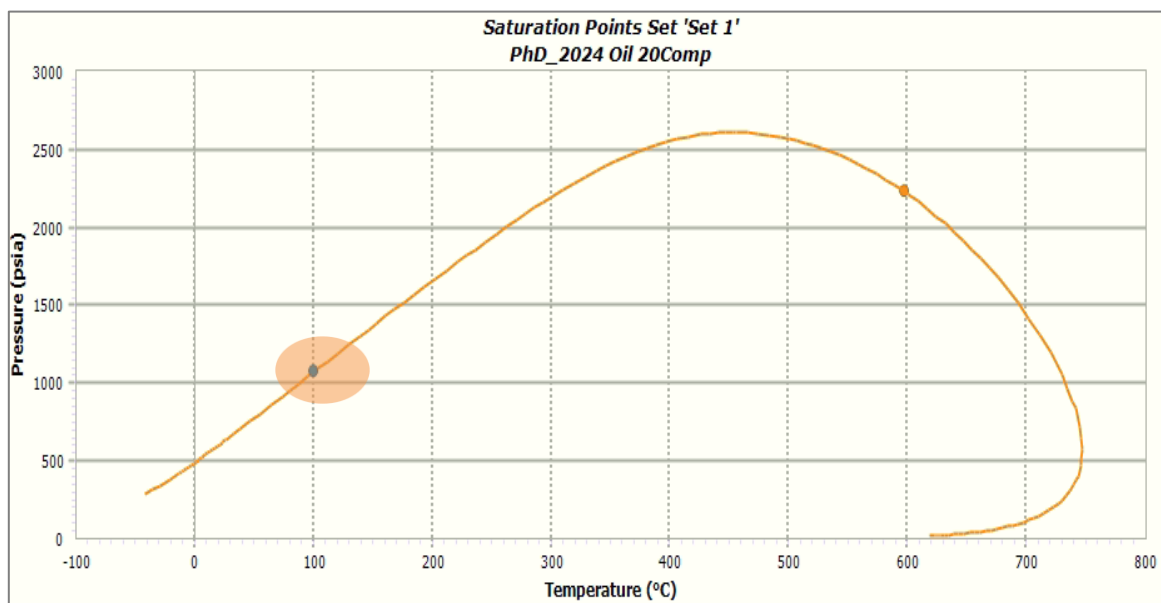


Figure V-1 : Adaptation de la qualité du fluide caractérisé à la pression de saturation. (P_{sat})

V.1.2 Étude de miscibilité :

Comme montré précédemment, le fluide du réservoir est bien préparé et prêt pour cette étude, une comparaison de la pression MMP entre le gaz d'hydrocarbure produit (gaz HC) et le CO₂ avec le fluide du réservoir est et dans le but de la partie suivante.

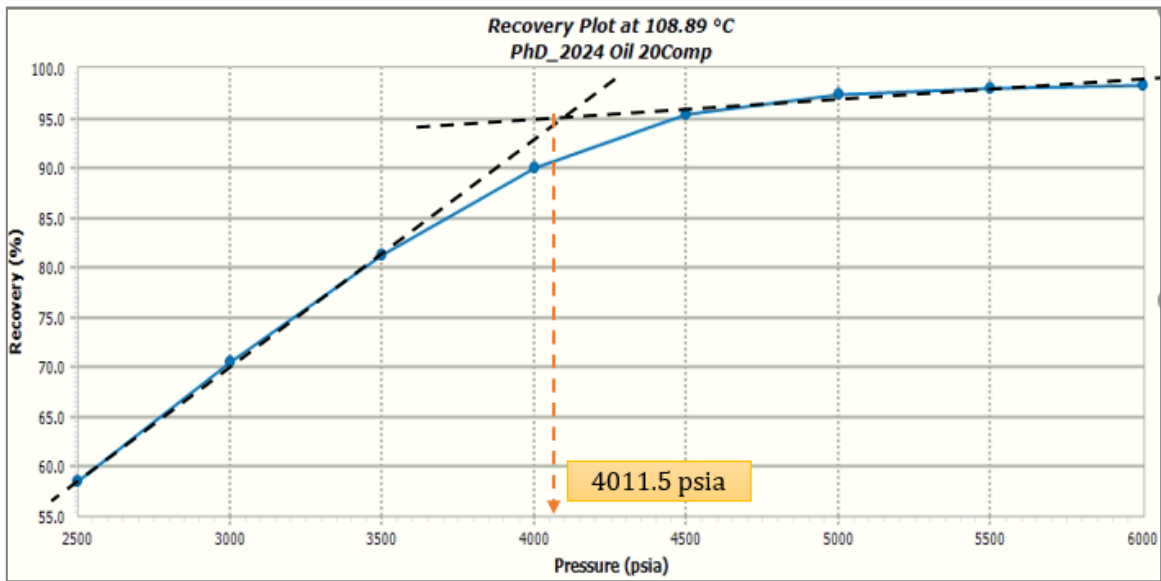


Figure V-2 : MMP calculé à l'aide de Slim Tube.

PhD_2024	For Study Purposes Oil	20Comp
Models		
PR 78 Peneloux		
LBC Visc/Thermal Cond		
Injection gas: Rich_HC-Gas		
Prediction		
Combined Condensing and Vaporizing Drive MMP Calculation at		
Temperature	108.89 °C	
Saturation pressure	1125.3 psia	
Minimum Miscibility Pressure (MMP)	4004.7 psia	
Drive type	40.98 % vaporizing drive	

Figure V-3 : MMP calculé par corrélation.

V.2 Détermination du MMP à l'aide de gaz pauvre :

Le gaz utilisé dans ce cas est le gaz séparé du pétrole produit sans Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL) qui peut être exporté séparément, ce gaz est considéré comme Gaz Pauvre (sans composants intermédiaires C3-C4).

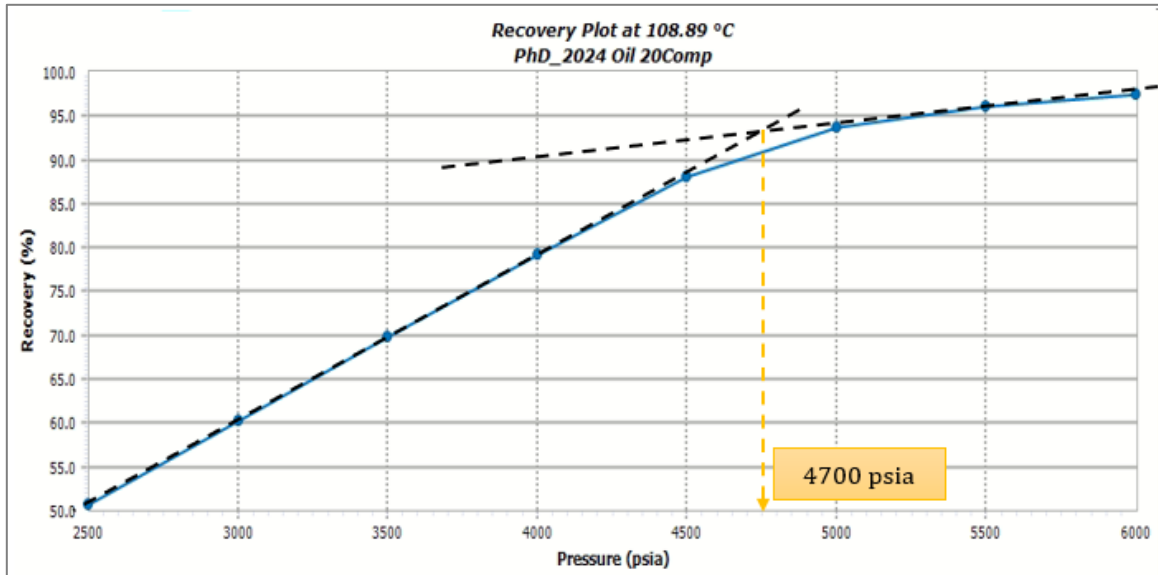


Figure V-4 : MMP calculé à l'aide de Slim Tube.

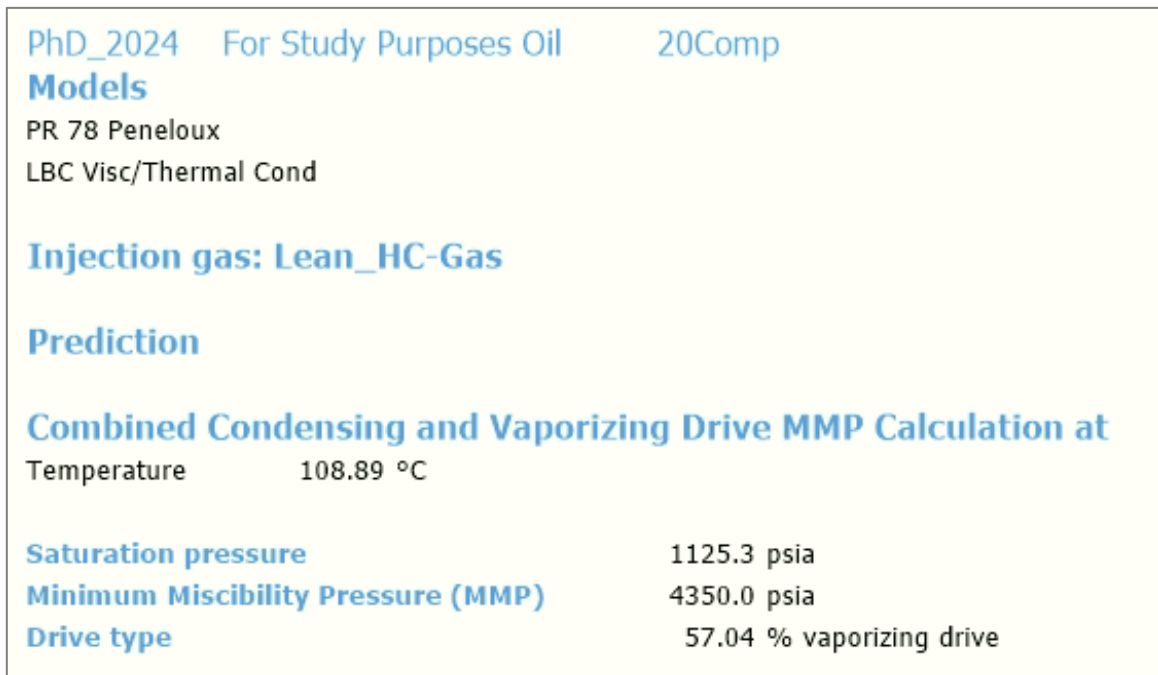


Figure V-5 : MMP calculé par corrélation.

V.3 Détermination du MMP en utilisant le gaz CO₂ :

Le gaz utilisé dans ce cas est un mélange de CO₂ et de C1-C2 (plus de 50 % de CO₂), qui sera utilisé comme solution proposée du NFR pour atteindre la miscibilité avec une pression minimale (Première Contacter Miscibilité). Considérant les propriétés physico-chimiques du CO₂ lors de son injection dans des réservoirs pétroliers, la température joue un rôle important sur la tension interfaciale de CO₂ injecte et le fluide de réservoir en place.

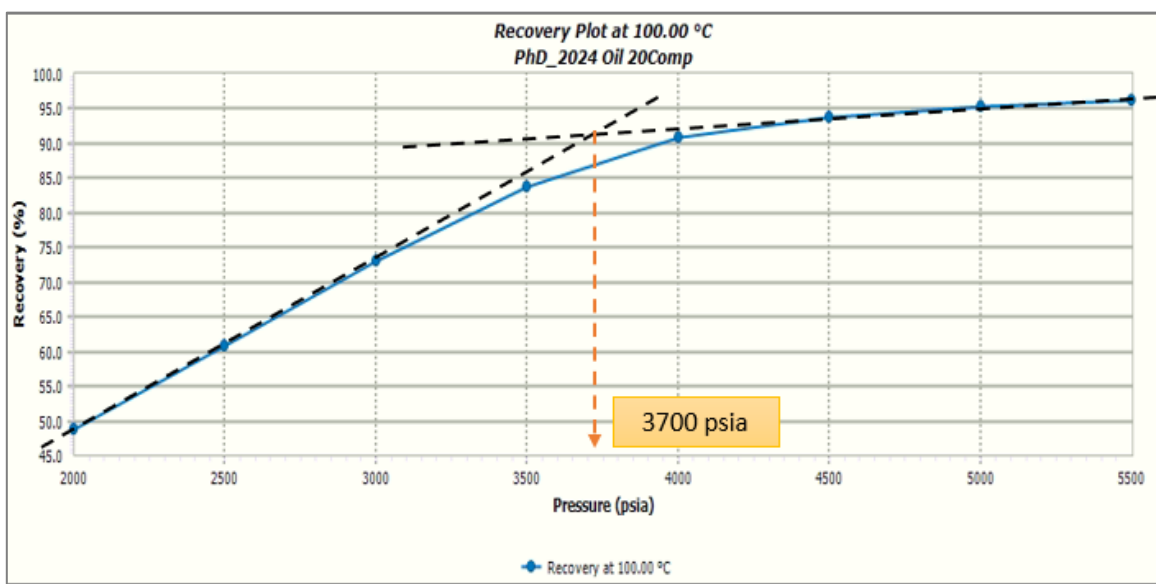


Figure V-6 : MMP calculé à l'aide de Slim Tube.

PhD_2024	For Study Purposes Oil	20Comp
Models		
PR 78 Peneloux		
LBC Visc/Thermal Cond		
Injection gas: CO2_Gas		
Prediction		
Combined Condensing and Vaporizing Drive MMP Calculation at		
Temperature	100.00 °C	
Saturation pressure	1072.3 psia	
Minimum Miscibility Pressure (MMP)	3112.7 psia	
Drive type	47.58 % vaporizing drive	

Figure V-7 : MMP calculé par corrélation.

D'après l'étude précédente, la composition du gaz injecté joue un rôle fondamental dans la détermination de la valeur de MMP, d'autant que le gaz injecté est riche en composants intermédiaires, plus la pression de MMP sera faible. Même si le gaz injecté est riche en composants intermédiaires (C3-C4), la pression requise pour atteindre la miscibilité dans notre cas est encore plus élevée (>4005 psia), ce qui empêchera l'huile piégée dans la matrice de s'écouler vers le réseau de fractures, le gaz injecté suit le cheminement facile, et il se reproduit à nouveau à partir des puits des producteurs de pétrole (problème du recyclage des gaz).

Le but de cette étude est d'analyser l'impact de la composition de gaz injecté sur l'efficacité du mécanisme de récupération appliqué (la méthode de miscibilité) qui est considéré comme la technique la plus convenable pour les réservoirs fracturés mais à condition que le gaz injecté doit avoir une pression de miscibilité qui n'empêche pas les quantités d'huile de s'écouler de la matrice vers les réseaux des fractures.

L'injection des gaz avec un taux de CO₂ élevé a des avantages par rapport à certains autres paramètres tels que (K_v/K_h), la perméabilité relative et le facteur de forme SIGMA qui représente la surface d'interface matrice-fracture par unité de volume, comme le montre

L'équation ci-dessous :

$$\sigma = 4\left(\frac{1}{L_x^2} + \frac{1}{L_y^2} + \frac{1}{L_z^2}\right) \dots\dots\dots (13)$$

SIGMA est aussi un des paramètres clés qui seront étudié dans ce travail pour investiguer son impact sur la sélection des paramètres optimums du mode de récupération appliquée afin d'optimiser le facteur final de récupération du pétrole.

En utilisant un software commercial (PVTsim) dans cette étude pour investiguer l'impact de variation de pourcentage de CO2 dans le mélange de gaz injecte et selon cette étude, une relation linéaire est existée entre le pourcentage de CO2 dans le mélange gazeux injecte et la valeur de MMP comme suite:

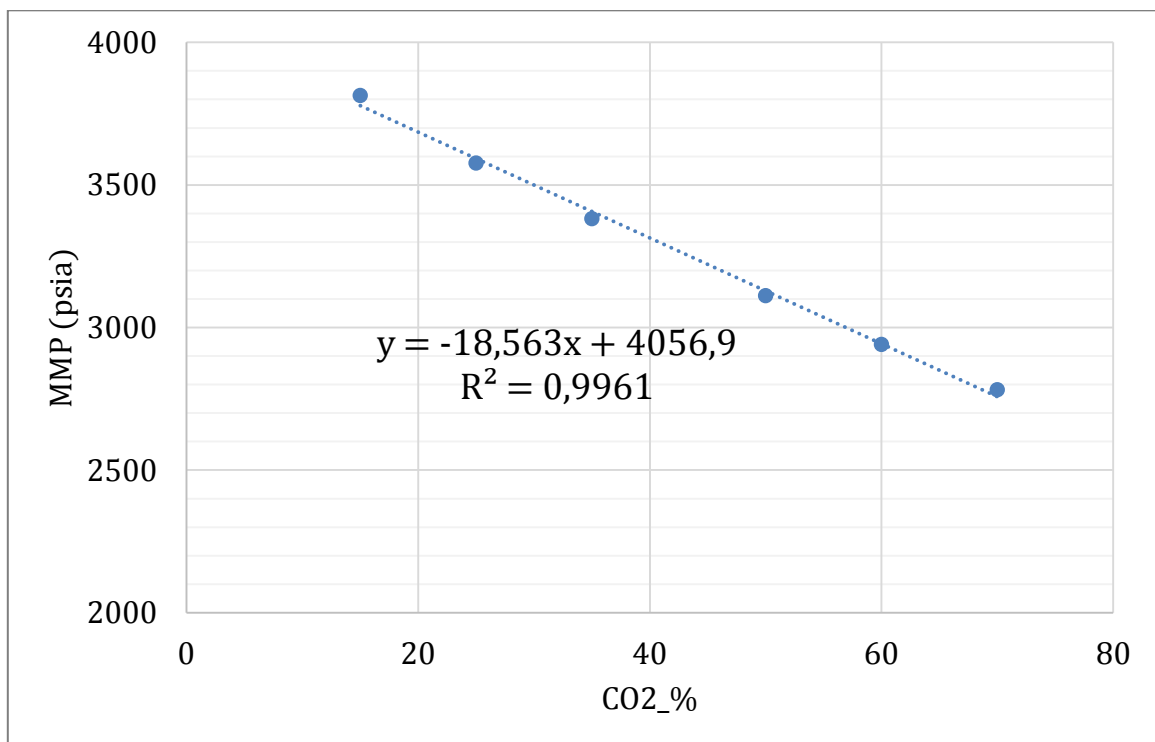


Figure V-8 : la relation entre le pourcentage CO2 et MMP.

Et selon cette relation que la MMP a un taux de ~ 0% de CO2 dans le mélange gazeux injecte est égale ~ 4056.9 pisa qu'est plus ou moins la valeur de MMP du gaz d'hydrocarbure injecte.

V.4 Etude de simulation:

Pour but de sélectionner la méthode optimum à appliquer pour les réservoirs naturellement fracturés afin d'améliorera le facteur de récupération ultime du réservoir, une étude comparative entre un réservoir homogène (non fracturé) et un réservoir fracturé a été effectuée pour montrer la différence entre ces deux types de réservoirs en terme principalement de production.

Comme a été expliqué précédemment que les réservoirs naturellement fracturés se caractérisent par une bonne production initialement mais malheureusement ne se tiendra pas longtemps tout en fonction de la densité des fractures et même de leur orientation qui doivent être bien étudié géologiquement pour les prendre en considération lors de la modélisation dynamique de réservoir.

V.4.1 Description du modèle de simulation:

Le choix de software utilisé dans cette étude a été faite suite a une comparaison entre les différents software commerciale existant dans l'industrie pétrolier (Eclipse, Nexus et tNav) le choix a été faite en basant sur des critères technique comme la performance et la prise en considération des paramètres clés pour modéliser ce type des réservoirs (NFR) et selon ce critère le tNavigator V4.1.3 est le logiciel utiliser dans notre étude.

Le modèle utilise dans cette étude est un modèle synthétique avec des données de fluide réels pour but d'investiguer plus tard l'impact de gaz injecté sur le choix d'un EOR efficace pour les réservoirs naturellement fracturés.

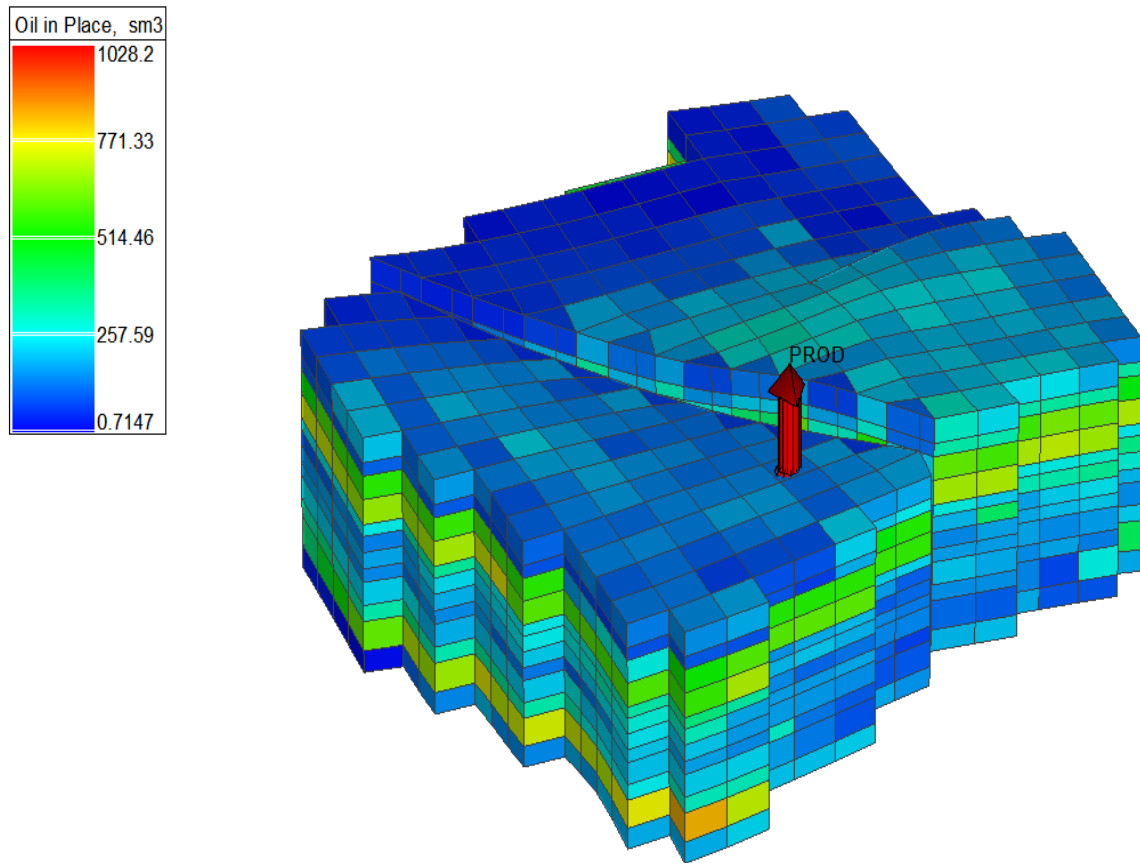


Figure V-9 : modèle un réservoir naturellement fracturé par tNavigator V4.1.3 .

Les données de ce modèle sont regroupées dans le tableau ci-dessous:

Tableau V-1 : Caractéristique du modèle NFR.

Modèle Type	Compositionnel (18 Components)
Réservoir Type	Dual Porosité Dual Perméabilité
Dimensions	19*18*12
Nombre de Fractures	2853
Nombre des Matrice	2853

Tableau V-2 : Caractéristique du modèle Homogène.

Modèle Type	Compositionnel (18 Components)
Réservoir Type	Single
Dimensions	19*18*12
Nombre de Fractures	None
Nombre des Matrice	Homogène réservoir

Initialisation du modèle donne les résultats suivant:

Tableau V-3 : Résultat d'initialisation du modèle

Original oil in place	31.4997 mln. Sm3 (~ 198 mln. St. Bbl)
Original water in place	20.9286 mln. sm3
Original gas in place	1928.2094 mln. sm3
Original hydrocarbon in place	36.7777 mln. rm3
Original displ. hydrocarbon in place	19.3808 mln. rm3
Pore volume at P(ref)	57.0141 mln. Rm3
Components Number (including water)	19

Le profile de production des puits donnée par la simulation numérique montre clairement la signature d'existence des fractures naturelles en comparant par un réservoir homogène comme montre ci-dessous:

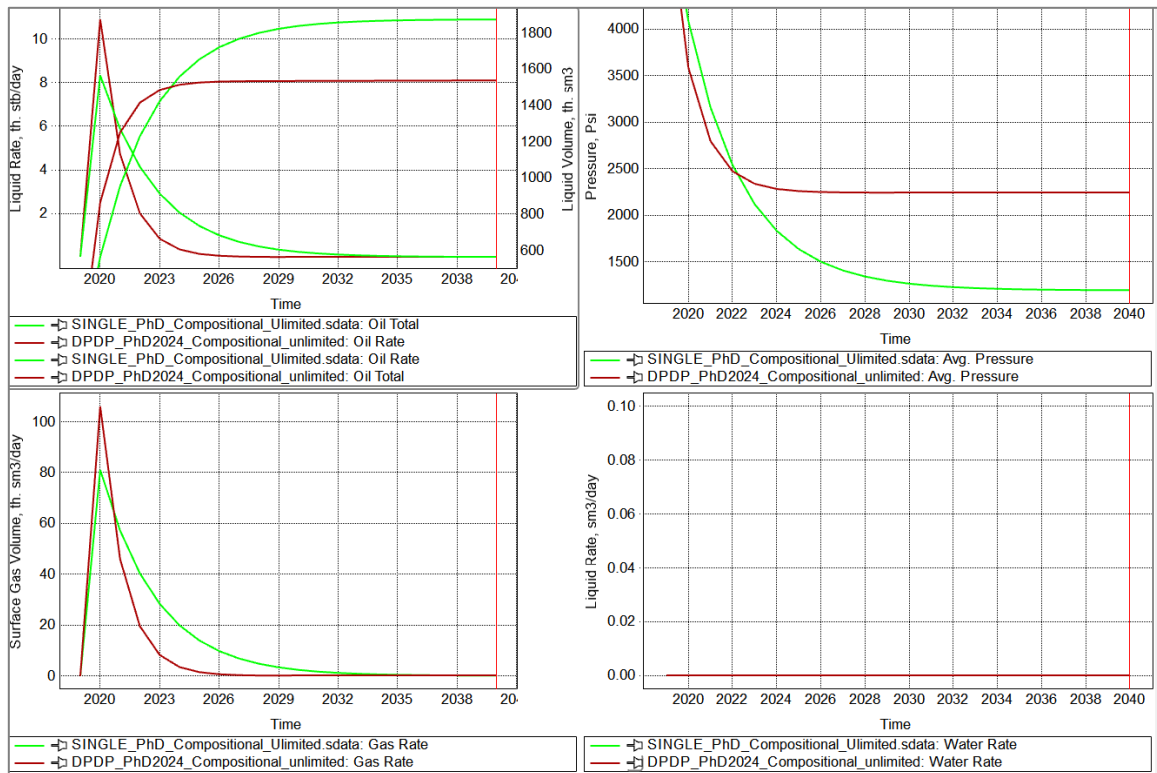


Figure V-10 : Comparaison de profile de production Réservoir fracture Vs. Réservoir homogène.

Les courbes de couleur vertes représentent la performance de réservoir homogène, et celle de couleur rouge représentent la performance de réservoir fracturée, comme a été expliqué auparavant que les réservoirs fracturés donnent une bonne performance au débit et le débit d'huile se chutera rapidement et en terme de production cumulative (COP) le réservoir homogène donne une meilleure performance.

V.5 Méthode de récupération Améliorée (EOR):

Selon les résultats de performance du modèle de réservoir naturellement fracturée utilisée dans cette étude et principalement le taux de récupération qui a été enregistré d'ordre de 4.88 %, ce faible taux de récupération suite à une récupération primaire confirme la bonne modélisation de la fracturation naturelle dans le modèle de simulation utilisé [75]

Dans ce travail, l'injection de gaz miscibles a été étudiée dans un réservoir naturellement fracturé en utilisant un modèle de simulation compositionnel. Ce synthétique DPDP (Dual Porosity- Dual Permeability) a été généré qui étudie l'effet de la Pression de miscibilité minimale(MMP) et le SIGMA factor (surface d'interface matrice-fracture par unité de volume).

Les différents types de gaz a injecte ont été bien étudié en utilisant le logiciel PVTsim pour la caractérisation de fluide de réservoir en place et le gaz injecte.

Principalement deux types de gaz ont été sélectionné (Rich Hydrocarbon Gas et CO2 gas) et leurs MMP a été calcule en utilisant des corrélations et la méthode Slim Tube intégré dans le software PVTsim.

V.5.1 Injection de gaz d'huile produit a une pression en dessous de la MMP:

Dans ce cas un puits injecteur de gaz est ajoute pour maintenir la pression de réservoir et améliorer la production du puits producteur mais ce mécanisme est considéré comme un mécanisme de récupération secondaire (gas flooding) avec un état d'immiscible entre le gas injecte et le fluide en place.

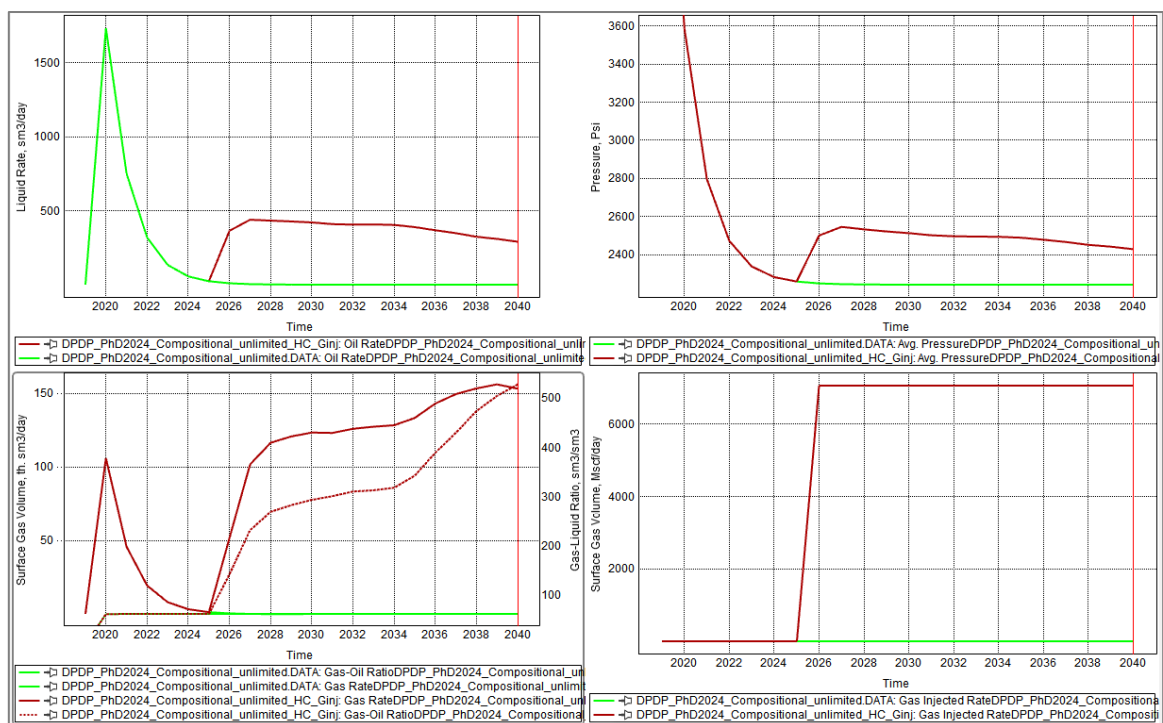


Figure V-11 : Effet d'injection de gaz d'HC (Ecoulement immiscible).

Malgré une amélioration de récupération d'huile comme montrer sur la figure ci-contre mais une forte production de gaz injecte a cause de présence des fractures naturelles comme indiqué le plot de GOR.

La courbe de la pression de fond de puits montre clairement que cette forte quantité de gaz produite est vient directement du gaz injecte car la pression de fond est toujours en dessus de la pression de saturation alors il n’y a pas de gaz dissous produit.

V.5.2 Injection de gaz d’huile produit à une pression en dessus de la MMP:

Dans ce cas un sensitivité sur le débit de gaz injecte pour arriver a la pression minimale de la miscibilité (MMP) qu’est de l’ordre de 4005 pisa, comme a été discute dans la partie étude de fluide. Malheureusement et a cause de la présence des réseaux de fractures naturelle dans le réservoir le gaz injecté suit les chemins préférentiels (moins résistants) qui sont les fractures de fond de puits injecteur vers le fond de puits producteur et produit le phénomène néfaste dans ce cas qu’est le recyclage de gaz (gas recycling) comme clairement montrer dans les figures ci-dessous:

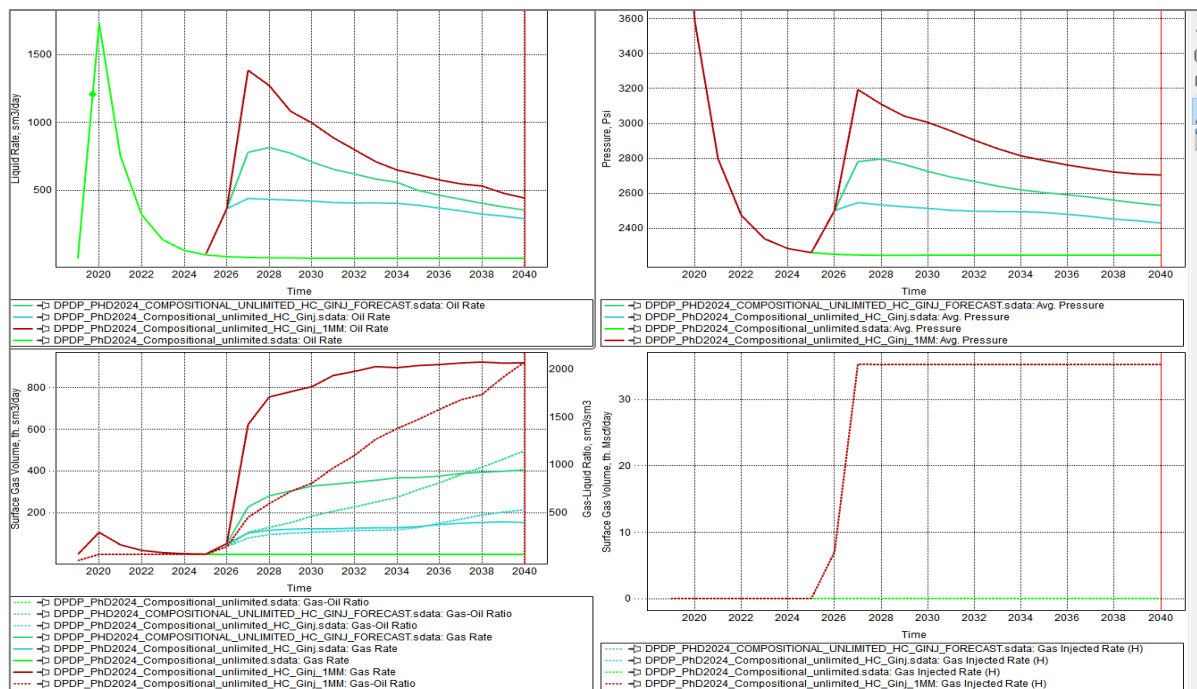


Figure V-12 : Effet d’injection de gaz massive dans les NFR.

La courbe rouge correspond le cas de débit d’injection de gaz le plus élevé (> 35 MMscft/d). Une amélioration de débit d’huile juste après l’augmentation de débit d’injection qui s’accompagnera avec une fort production de gaz (recyclage de gaz) et même un déclin de pression ce qu’il montre que la miscibilité a haute pression (base sur l’injection massive de gaz comme le cas de Rhoured El Baguel en Algérie), est fortement déconseillé car elle met le réservoir en face de forte phénomène de recyclage de gaz sans amélioration de taux de récupération d’huile.

Conclusion et perspectives



Conclusion et perspectives

Le taux de production des réservoirs de pétrole naturellement fracturés est influencé par divers facteurs. Ceux-ci incluent la géométrie et la densité des fractures naturelles, les propriétés de la matrice, les dommages à proximité du puits de forage, les changements dans les propriétés des fractures au fil du temps en raison du ralentissement de la production et l'impact des différents types de fractures sur la récupération du pétrole à différentes étapes de production. De plus, la diminution de la perméabilité des fractures naturelles avec le temps en raison de l'augmentation des contraintes effectives, la densité spatiale des fractures et la viscosité des fluides de traitement jouent un rôle crucial dans la détermination des taux de déclin de la production dans les réservoirs étanches naturellement fracturés. Comprendre le comportement des fractures, intégrer des modèles d'écoulement à double perméabilité et considérer l'impact des réseaux de fractures sur la récupération du pétrole sont essentiels pour optimiser les stratégies de développement et de production dans de tels réservoirs.

Il est crucial de comprendre les effets des fractures sur la production, qui peuvent être à la fois positifs et négatifs, afin d'optimiser la récupération des réservoirs fracturés. Une modélisation précise est impérative pour le succès de toute méthode de récupération secondaire ou améliorée du pétrole choisie pour être mise en œuvre dans ces types de réservoirs. Les modèles de réservoir sont généralement ajustés en fonction de l'historique de production aux étapes primaires et secondaires de récupération. Cependant, une caractérisation précise des fractures, associée à une bonne caractérisation du réservoir, est essentielle pour obtenir une description fiable du réservoir dans le processus de correspondance historique. Les données, notamment les enregistrements d'images, les cartes de failles, les cartes de courbure, les cartes de perte de boue, les indices de productivité, etc., sont essentielles pour la caractérisation des fractures et des réservoirs. Les types de fractures et les journaux de densité peuvent être obtenus et classés sur la base des fractures extraites des journaux d'images à partir desquels un réseau de fractures continu (CFN) peut être construit. Par conséquent, un modèle DFN tridimensionnel peut être généré à partir du modèle CFN, fournissant une base pour un modèle de simulation dynamique fiable et une compréhension approfondie des défis de production des réservoirs fracturés et de leur impact sur la production pétrolière dans les réservoirs naturellement fracturés.

Toutes les méthodes EOR conventionnelles peuvent être mises en œuvre pour les réservoirs fracturés ; cependant, les caractéristiques et l'orientation des fractures doivent être prises en compte, et le drainage gravitaire doit être amélioré grâce à une optimisation du taux d'injection et à l'emplacement précis des puits. Cette revue indique que l'identification et la caractérisation du type de fracture sont essentielles pour fournir un modèle de simulation dynamique plus réaliste en intégrant les données géoscientifiques, de réservoir et de production.

Conclusion et perspectives

Les contributions des types de fracture diffèrent dans les processus de récupération primaire et d'EOR. Presque toutes les fractures contribuent à la production lors de la récupération primaire, tandis que les fractures majeures contribuent principalement à la production lors des étapes secondaire et tertiaire.

Dans les opérations de l'injection, le déplacement est réalisé principalement par les fractures primaires (majeures), et les fractures secondaires ont un effet mineur sur le déplacement du pétrole depuis les puits d'injection vers les puits de production. Le drainage gravitaire assisté par gaz est plus bénéfique que le gaz continu.

L'injection pour le réservoir fracturé, en particulier pour les réservoirs à forte densité de fractures verticales. Pour les procédés thermiques où le drainage gravitaire est assisté, l'orientation des fractures affecte la propagation et l'expansion de la chambre depuis le puits d'injection jusqu'aux puits de production. Les fractures verticales et leur intensité s'alignent sur l'amélioration de la récupération du pétrole, tandis que les fractures horizontales entravent la récupération.

Des recherches approfondies ont été menées au cours des deux dernières décennies dans le but d'identifier, de caractériser et de modéliser plus précisément les réseaux de fractures. Le thème principal de l'ouvrage publié est principalement lié à : intégrant des données provenant de sources multiples, l'apprentissage automatique, la surveillance microsismique, la cartographie des fractures et la modélisation intégrée des réservoirs. Les données des journaux de puits, des carottes et des levés sismiques sont utilisées pour créer un modèle de réseau de fractures plus complet, tandis que les techniques d'apprentissage automatique sont utilisées pour analyser de grandes quantités de données et améliorer la prévision des fractures.

Une représentation complète du réservoir est construite en combinant des données géologiques, géomécaniques, de forage, de réservoir et de production. L'utilisation de techniques de cartographie des fractures permet d'identifier les modèles de fracture dans le réservoir et de comprendre le mouvement des fluides à travers le réseau de fractures. La caractérisation et la modélisation optimales du réseau de fractures nécessitent l'intégration de plusieurs techniques et sources de données. La précision des modèles et le réalisme des prévisions de production peuvent être améliorés en alignant les modèles sur les données de terrain, telles que les données de production et de pression.

Les principales conclusions suivantes peuvent être tirées sur la base des analyses des résultats présentés dans notre projet :

Conclusion et perspectives

L'injection de CO₂ est plus pratique et efficace que les autres méthodes EOR pour améliorer la récupération du pétrole pour les NFR ; le mode d'injection par souffle et bouffée est plus efficace que l'injection de gaz. En d'autres termes, l'injection de gaz par souffle et souffle pourrait avoir le potentiel de production de pétrole liquide le plus élevé dans ces réservoirs.

Cependant, il est efficace pour les conditions IM et MCM ; de plus, le mode d'injection par inondation est plus efficace pour les conditions FCM.

L'injection par inondation est plus efficace pour les réservoirs très fracturés (égaux ou supérieurs à cinq fractures par mètre) afin d'améliorer le facteur de récupération du pétrole ; cependant, le mode d'injection HnP est plus efficace pour les réservoirs peu fracturés.

La principale limitation à laquelle on peut être confronté lors de l'application de l'injection de CO₂ en tant que mode EOR est la manière de le générer ou sa source.

Afin d'appliquer l'injection de CO₂ sur les réservoirs naturellement fracturés en Algérie, il faut avoir une compréhension claire du comportement du NFR et la capacité de modéliser ces réservoirs en modélisation 3D, notamment le réseau de fractures.

Références bibliographiques



Références bibliographiques

1. Thuwaini, J.S.; Alwan, A.K.; Ranjan, A. Uncertainty Analysis of a Fractured Carbonate Reservoir. In Proceedings of the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, 15–18 March 2009; p. SPE-120722-MS.
2. Khosravi, M.; Rostami, B.; Fatemi, S. Uncertainty Analysis of a Fractured Reservoir's Performance: A Case Study. *Oil Gas Sci. Technol.-Rev. d'IFP* **2012**, *67*, 423–433.
3. Nelson, R., *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs, Contributions in Petroleum geology and engineering*, Vol. 1, Gulf Publishing Co., Houston, Texas (1985).
4. Buchgraber, M., Clemens, T., Castanier, L.M. and Kovscek, A. "A Microvisual Study of the Displacement of Viscous Oil by Polymer Solutions", *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* 14(3)2011.
5. Kharrat, R.; Zallaghi, M.; Ott, H. Performance Quantification of Enhanced Oil Recovery Methods in Fractured Reservoirs. *Energies* **2021**, *14*, 4739.
6. De Hoop, S.; Voskov, D.V.; Bertotti, G.; Barnhoorn, A. An Advanced Discrete Fracture Methodology for Fast, Robust, and Accurate Simulation of Energy Production From Complex Fracture Networks. *Water Resour. Res.* **2022**, *58*, e2021WR030743.
7. Guerriero, V.; Mazzoli, S.; Iannace, A.; Vitale, S.; Carravetta, A.; Strauss, C. A permeability model for naturally fractured carbonate reservoirs. *Mar. Pet. Geol.* **2013**, *40*, 115–134.
8. Tiab, D.; Donaldson, C. *Petrophysics (Fourth Edition) Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*, Chapter 8—Naturally Fractured Reservoirs; Gulf Professional Publishing: Oxford, UK, 2016; pp. 415–448.
9. Lei, Q.; Latham, J.-P.; Tsang, C.-F. The use of discrete fracture networks for modeling coupled geomechanical and hydrological behavior of fractured rocks. *Comput. Geotech.* **2017**, *85*, 151–176.
10. Ukar, E.; Laubach, S.E.; Hooker, J.N. Outcrops as guides to subsurface natural fractures: Example from the Nikanassin Formation tight-gas sandstone, Grande Cache, Alberta foothills, Canada. *Mar. Pet. Geol.* **2019**, *103*, 255–275.
11. Aghli, G.; Mossavi-Harami, R.; Mohammadian, R. Reservoir heterogeneity and fracture parameter determination using electrical image logs and petrophysical data (a case study, carbonate Asmari Formation, Zagros Basin, SW Iran). *Pet. Sci.* **2020**, *17*, 51–69.

Références bibliographiques

12. Aljuboori, F.A.; Lee, J.H.; Elraies, K.A.; Stephen, K.D. Effect of fracture characteristics on history matching in the Qamchuqa reservoir: A case study from Iraq. *Carbonates Evaporites* 2020, 35, 87.
13. Hosseinzadeh, S.; Kadkhodaie, A.; Rezaee, R.; Kadkhodaie, R. Discrete fracture modeling by integrating image logs, seismic attributes, and production data: A case study from Ilam and Sarvak Formations, Danan Oilfield, southwest of Iran. *J. Pet. Explor. Prod. Technol.* 2022, 13, 1053–1083.
14. Pejic, M.; Kharrat, R.; Kadkhodaie, A.; Azizmohammadi, S.; Ott, H. Impact of fracture types on the oil recovery in naturally fractured reservoirs. *Energies* 2022, 15, 7321.
15. Kolapo, P.; Ogunsola, N.O.; Munemo, P.; Alewi, D.; Komolafe, K.; Giwa-Bioku, A. DFN: An Emerging Tool for Stochastic Modelling and Geomechanical Design. *Eng* 2023, 4, 174–205.
16. Moreno, M.J.; Gurpinar, O.; Liu, Y. A Holistic Approach to EOR Screening in Dual-Porosity Naturally Fractured Reservoirs. In *Proceedings of the SPE Enhanced Oil Recovery Conference*, Kuala Lumpur, Malaysia, 11–13 August 2015. SPE 174577-MS.
17. Delamaide, E.; Batôt, G.; Alshaqsi, A.; Alkindy, A.; Al-Mejni, R. Enhanced Oil Recovery in Naturally Fractured Reservoirs: State of the Art and Future Perspectives. In *Proceedings of the SPE Conference at Oman Petroleum & Energy Show*, Muscat, Oman, 21–23 March 2022. SPE-200076-MS.
18. Zuo, L.; Tan, X.; Yu, W.; Hu, X. Fracture Detection and Numerical Modeling for Fractured Reservoirs. *Energies* 2019, 386, 15.
19. Awan, A.R., Teigland, R. and Kleppe, J. "A Survey of North Sea Enhanced-Oil-Recovery Projects Initiated During the Years 1975 to 2005", *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* 11(3):pp.497-512, 2008.
20. Li, J.; Pei, Y.; Jiang, H.; Zhao, L.; Li, L.; Zhou, H.; Zhao, Y.; Zhang, Z. Tracer Flowback Based Fracture Network Characterization in Hydraulic Fracturing. In *Proceedings of the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*, Abu Dhabi, United Arab Emirates, 7–10 November 2016. SPE-183444-MS.
21. Li, L.; Pinprayong, V.; Meng, F.; Jiang, H.; Li, J. Fracture Network Evaluation Using Tracer Flowback: A Case Study. In *Proceedings of the SPE Symposium: Production Enhancement and Cost Optimisation*, Kuala Lumpur, Malaysia, 7–8 November 2017. SPE-189273-MS.
22. Gong, J.; Rossen, W. Shape factor for dual-permeability fractured reservoir simulation: Effect of non-uniform flow in 2D fracture network. *Fuel* 2016, 184, 81–88.
23. Wenli, Y.; Sharifzadeh, M.; Yang, Z.; Xu, G.; Fang, Z. Assessment of fracture characteristics controlling fluid flow performance in discrete fracture networks (DFN). *J. Pet. Sci. Eng.* 2019, 178, 1104–1111.

Références bibliographiques

24. Aguilera, R.: Incorporating Capillary Pressure, Pore Throat Aperture Radii, Height Above Free Water Table, and Winland r35 Values on Pickett Plots, AAPG Bulletin, v. 86, no. 4 (April 2002), p. 605-624.
25. Gilman, J.R.; Kazemi, H. Improvements in Simulation of Naturally Fractured Reservoirs. SPE J. 1983, 23, 695–707.
26. Pejic, M. Mechanistic Study of Fracture Types Effect on Oil Production. Master's Thesis, Montanuniversität Leoben, Leoben, Austria, 2021.
27. Pooladi-Darvish, M.; Firoozabadi, A. Cocurrent and Counter-current Imbibition in a Water-Wet Matrix Block. SPE J. 2000, 5, 3–11.
28. Moghaddam, M.B.; Rasaei, M.R. Experimental Study of the Fracture and Matrix Effects on Free-Fall Gravity Drainage with Micromodels. SPE J. 2014, 20, 324–336.
29. Agada, S.; Geiger, S.; Doster, F. Wettability, hysteresis, and fracture–matrix interaction during CO₂ EOR and storage in fractured carbonate reservoirs. Int. J. Greenh. Gas Control. 2016, 46, 57–75.
30. Zobeidi, K.; Shafie, M.M. Ganjeh-Ghazvini M, The effect of gravity drainage mechanism on oil recovery by reservoir simulation; a case study in an Iranian highly fractured reservoir. J. Pet. Explor. Prod. Technol. 2022, 12, 1633–1647.
31. Gugl, R.; Kharrat, R.; Shariat, A.; Ott, H. Evaluation of Gas-based EOR Methods in Gas Invaded Zones of Fractured Carbonate Reservoir. Energies 2022, 15, 4921.
32. Harimi, B.; Masihi, M.; Ghazanfari, M.H. An insight into the formation of liquid bridge and its role on fracture capillary pressure during gravity drainage in fractured porous media. Can. J. Chem. Eng. 2021, 99, S212–S231.
33. Maerten, L.; Gillespie, P.A.; Daniel, J.M. Three-dimensional geomechanical modeling for constraint of sub seismic fault simulation. AAPG Bull. 2006, 90, 1337–1358.
34. Gong, J.; Rossen, W. Modeling flow in naturally fractured reservoirs: Effect of fracture aperture distribution on dominant sub-network for flow. Pet. Sci. 2017, 14, 138–154.
35. Gong, J.; Rossen, W. Characteristic fracture spacing in primary and secondary recovery for naturally fractured reservoirs. Fuel 2018, 2213, 470–485. [CrossRef]
36. Heel, A.P.G.V.; Boerrigter, P.M.; Dorp, J.J.V. Thermal and Hydraulic Matrix-Fracture Interaction in Dual-Permeability Simulation. SPE Res. Eval. Eng. 2008, 11, 735–749.
37. Warren, J.E.; Root, P.J. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. SPE J. 1963, 3, 245–255.
38. Kovscek, A.R., Tang, G.Q. and Radke, C.J. "Verification of Roof snap off as a foamgeneration mechanism in porous media at steady state", Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects 302(1-3):pp.251-260, 2007.

Références bibliographiques

39. Ghaedi, M.; Masihi, M.; Heinemann, Z.E.; Ghazanfari, M.H. History matching of naturally fractured reservoirs based on the recovery curve method. *J. Pet. Sci. Eng.* 2015, 126, 211–221.
40. Wong, D.L.Y.; Doster, F.; Geiger, S.; Francot, E.; Gouth, F. Fluid Flow Characterization Framework for Naturally Fractured Reservoirs Using Small-Scale Fully Explicit Models. *Transp. Porous Media* 2020, 134, 399–434.
41. Johannesen, E., Steinsbø, M., Howard, J.J. and Graue, A. "Wettability characterization by NMR T2 measurements in chalk", International Symposium of the Society of Core Analysts, Trondheim, Norway, September 12-16 2006.
42. Hanssen, J.E. and Dalland, M. "Increased Oil Tolerance of Polymer-Enhanced Foams: Deep Chemistry or Just "Simple" Displacement Effects?", SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 04/03/2000, 2000.
43. Haugen, A., Ferno, M.A., Graue, A. and Bertin, H.J. "Experimental Study of Foam Flow in Fractured Oil-Wet Limestone for Enhanced Oil Recovery", SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, 01/01/2010, 2010a.
44. Ismail, A., Yasin*, Q., Du, Q., Ahmed, A., Khan, N., 2017. Porosity-permeability Relationship in Distinct Flow Units in Light of Geophysical and Laboratory Methods, International Geophysical Conference, pp. 272–276. Qingdao, China, 17-20 April 2017.
45. Jun, L., Tianyao, H., Baimin, Z., 2006. Synthetic prediction of favorable fracture zone from seismic and log data. *Prog. Geophys.* 21 (1), 179–183.
46. Khoshbakht, F., Azizzadeh, M., Memarian, H., Nourozi, G.H., Moallemi, S.A., 2012. Comparison of electrical image log with core in a fractured carbonate reservoir. *J. Petrol. Sci. Eng.* 86–87, 289–296.
47. Nguyen, H., Bui, X.-N., 2019. Predicting blast-induced air overpressure: a robust artificial intelligence system based on artificial neural networks and random forest. *Nat. Resour. Res.* 28 (3), 893–907.
48. Nguyen, H., Drebenstedt, C., Bui, X.-N., Bui, D.T., 2020. Prediction of blast-induced ground vibration in an open-pit mine by a novel hybrid model based on clustering and artificial neural network. *Nat. Resour. Res.* 29 (2), 691–709.
49. Nwachukwu, A., Jeong, H., Pycrz, M., Lake, L.W., 2018. Fast evaluation of well placements in heterogeneous reservoir models using machine learning. *J. Petrol. Sci. Eng.* 163, 463–475.
50. Abdelaziz Nasr El-hoshoudy and Saad Desouky, CO2 Miscible Flooding for Enhanced Oil Recovery, chapter 5: Carbon Capture, Utilization and Sequestration, Intechopen, 2018.
51. Asmund Haugen, Fluid Flow in Fractured Carbonates: Wettability Effects and Enhanced Oil Recovery, the Department of Physics and Technology at the University of Bergen, Norway, April 2011.

Références bibliographiques

52. Bakhtyar Abdulstar, Huner Mahdi, Muhammad Faisal Improving Oil Recovery in Fractured Reservoirs (EOR), Academic year (2016-2017).
53. B. Yadali Jamaloei, Chemical Flooding in Naturally Fractured Reservoirs: Fundamental Aspects and Field-Scale Practices, Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles, Vol. 66, No. 6, 2011.
54. Mahendra K. Verma , Fundamentals of Carbon Dioxide-Enhanced Oil Recovery (CO₂-EOR)—A Supporting Document of the Assessment Methodology for Hydrocarbon Recovery Using CO₂-EOR Associated with Carbon Sequestration, U.S. Department of the Interior, U.S. Geological Survey, Report 2015–1071, 2015.
55. Martin A. Fernø, EOR in naturally fractured reservoirs, Chapter 4, Department of Physics and Technology, University of Bergen, Norway, 2012.
56. Mingchen Ding, Miao Gao, Yefei Wang, Zhengtian Qu, Xu Chen, Experimental study on CO₂- EOR in fractured reservoirs: Influence of fracture density, miscibility and production scheme, Journal of Petroleum Science and Engineering (2018), doi: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.11.039>.
57. M.R.Islam, Economically and Environmentally Sustainable Enhanced Oil Recovery, Scrivener publishing, USA, 2013.
58. Muhammad Ali, Sarmad Al-Anssari and others, Influence of Miscible CO₂ Flooding on Wettability and Asphaltene precipitation in Indiana Limestone, SPE-186204-MS, Curtin University and university of Baghdad, 2017.
59. Narr Wayne, David S. Schechter, and Laird B, Thompson; Naturally fractured reservoir characterization; Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers; 2006.
60. Odd Magne Mathiassen, CO₂ as Injection Gas for Enhanced Oil Recovery and Estimation of the Potential on the Norwegian Continental Shelf, Norwegian University of Science and Technology, Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Trondheim / Stavanger, May 2003.
61. R.A. Nelson, BP Amoco, Houston, TX, Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs, SECOND EDITION: Gulf Professional Publishing, Boston Oxford Auckland Johannesburg Melbourne New Delhi.
62. Roberto Aguilera, Recovery Factors and Reserves in Naturally Fractured Reservoirs, the Petroleum Society Monograph, Volume 38, No.7, July 1999.
63. Saif S. Al Sayari, the Influence of Wettability and Carbon Dioxide Injection on Hydrocarbon Recovery, PhD these, Department of Earth Science and Engineering Imperial College London, September 2009.

Références bibliographiques

64. Shawket G. Ghedan and Anjani Kumar, Computer Modeling Group, Ltd. "Impact of Fractures Characterization, Wettability and Hysteresis on Thermal Recovery Processes in Carbonate Naturally Fractured Reservoirs", June 10-2014.
65. Simeon Agada and Sebastian Geiger, wettability, Trapping and Fracture-Matrix Interaction during WAG Injection in Fractured Carbonate Reservoirs, Heriot-Watt university, SPE-169054-MS, 2014.
66. Simon Roussanaly, and Alv-Arne Grimstad, The economic value of CO₂ for EOR applications, Energy Procedia 63 (2014) 7836 – 7843, Norway, 2014.
- Sino Australia Oil & Gas Pty Limited, an Introduction to Enhanced Oil Recovery Techniques, June 6, 2013.
67. T.D. VAN GOLF-RACHT, fundamentals of fractured reservoir engineering: ELSEVIER SCIENTIFIC PUBLISHING COMPANY, AMSTERDAM -OXFORD - NEW YORK 1982.
68. Zoltan E. HEINEMANN and Dr. Georg Mittermei, Enhanced Oil Recovery in Fractured Reservoirs, TEXTBOOK SERIES VOLUME 5 Natural Fractured Reservoir Engineering: PHDG, Tehran February 2014.
69. Graue, A., Aspenes, E., Moe, R.W., Baldwin, B.A., Moradi, A., Stevens, J. and Tobola, D. "MRI Tomography of Saturation Development in Fractures During Waterfloods at Various Wettability Conditions", SPE ATCE, New Orleans, LA, USA, September 30-October 3, 2001
70. Hanssen, J.E. and Dalland, M. "Foams for Effective Gas Blockage in the Presence of Crude Oil", SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 1990.
71. Hanssen, J.E., Holt, T. and Surguchev, L.M. "Foam Processes: An Assessment of Their Potential in North Sea Reservoirs Based on a Critical Evaluation of Current Field Experience", SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 1994.
72. Hanssen, J.E. and Dalland, M. "Increased Oil Tolerance of Polymer-Enhanced Foams: Deep Chemistry or Just "Simple" Displacement Effects?", SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 04/03/2000, 2000.
73. Jadhunandan, P.P. and Morrow, N.R. "Effect of Wettability on Waterflood Recovery for Crude-Oil/Brine/Rock Systems", SPE Reservoir Eng. 10(1):pp.40-46, 1995.
74. Johannesen, E., Steinsbø, M., Howard, J.J. and Graue, A. "Wettability characterization by NMR T₂ measurements in chalk", International Symposium of the Society of Core Analysts, Trondheim, Norway, September 12-16 2000.

