

Université KASDI Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures, les énergies renouvelables et les sciences de la terre et de l'univers

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production des hydrocarbures.

Présenté Par :

BENDAMOU Asmaa – GHITI Ali – SALEMKOUR Adel

-THÈME-

**Déplacement des huiles dans les réservoirs naturellement
fracturés et colmatés par des gels de polymères.**

Jury :

Président :

Rapporteur : M LEBTAHI Hamid

Docteur

Univ. Ouargla

Examineur : M HADJADJ Sadok

Docteur

Univ. Ouargla

Promotion : 2019/2020

RESUME :

Les réservoirs naturellement fracturés représentent une classe spéciale des gisements pétroliers à cause de l'effet de la porosité et de la perméabilité des fractures. Toutefois, la présence des fractures est un défi et elles peuvent avoir des impacts négatifs lors du déplacement des huiles dans ces réservoirs.

Dans cette étude nous exploitons les données présentes et disponibles dans les champs de Ledjmet pour caractériser le réservoir F6-1 et une étude expérimentale des performances des gels du polymère polyacrylamides hydrolysé (HPAM) pour améliorer la récupération du pétrole et l'arrêt de l'eau lors des inondations dans les réservoirs fracturés qui diminue la capacité d'écoulement des fractures ou des canaux. Le gel polymère étant placé dans la fracture, de l'eau a été injectée comme fluide de poursuite et une récupération d'huile accrue entre 20 et 30%.

MOTS CLES : fractures, réservoirs naturellement fracturés, injection d'eau, polyacrylamide hydrolysé.

ABSTRACT:

Naturally fractured reservoirs represent a special class of oilfields because of the effect of porosity and permeability of fractures. However, the presence of fractures is One challenge, they can have negative impacts when moving oils in these tanks.

In this study we are exploiting the data present and available in the Ledjmet fields to characterize the F6-1 reservoir and an experimental study of the performance of hydrolyzed polyacrylamide polymer (HPAM) gels to improve oil recovery and shutdown. water during flooding in fractured reservoirs which decreases the flow capacity of fractures or channels. With the polymer gel placed in the fracture, water was injected as tracking fluid and oil recovery increased between 20 and 30%.

KEY WORDS: fractures, naturally fractured reservoirs, water injection, hydrolyzed polyacrylamide.

الملخص:

تمثل الخزانات المتصدعة بشكل طبيعي فئة خاصة من حقول النفط بسبب تأثير المسامية ونفاذية الكسور ومع ذلك فإن وجود الكسور هو أحد التحديات، يمكن أن يكون لها آثار سلبية عند نقل الزيوت في هذه الخزانات.

في هذه الدراسة، نستخدم البيانات الموجودة والمتاحة في حقول Ledjmet لتوصيف خزان F6-1 ودراسة تجريبية لأداء البوليمر البولي أكريلاميد المتحلل بالماء (HPAM) لتحسين استخلاص الزيت وإغلاقه. المياه أثناء الغمر في الخزانات المكسورة مما يقلل من قدرة تدفق الكسور أو القنوات مع وضع هلام البوليمر في الكسر تم حقن الماء كسائل تتبع وزاد استخلاص النفط بين 20 و 30%.

الكلمات الرئيسية: الكسور، الخزانات المكسورة بشكل طبيعي، حقن الماء، البولي أكريلاميد المتحلل بالماء.

Dédicace

Je dédie ce mémoire

À mes chers parents ma mère et mon père

Pour leur patience, leur amour, leur soutien,

Et leur encouragement.

A mes frères, mes sœurs.

A mes amis, mes camarades,

Et mes collègues.

*Sans oublier tous les professeurs, du primaire à l'enseignement
supérieur.*

*Et à tous ceux qui, de près ou de loin ont contribué à la réalisation
de ce travail.*

Ali

Dédicace

Je dédie ce mémoire

À mes chers parents ma mère et mon père

Pour leur patience, leur amour, leur soutien,

Et leur encouragement.

A mon frère.

A mes amis, mes camarades,

Et mes collègues.

*Sans oublier tous les professeurs, du primaire à l'enseignement
supérieur.*

*Et à tous ceux qui, de près ou de loin ont contribué à la
réalisation de ce travail.*

Adel

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

*En signe de reconnaissance et de gratitude à ma chère
maman, pour son soutien immense qu'elle n'a cessé
de m'apporter, pour ses sacrifices et encouragements,
durant toutes la période de mes études.*

*A mes sœurs Assia et Fatna, à toute personne qui a
toujours été à mes côtés.*

*A mes collègues pour leur soutien qu'ils m'ont apporté
tout au long du projet, qu'ils trouvent ici le
témoignage de mon immense affection, l'expression de
mon grand attachement.*

ASMAA

Remerciements

Nous remercions en premier lieu ALLAH, le tout puissant qui a éclairé notre chemin, et nous a donné le courage, la force et la patience pour achever ce travail.

Nous tenons également à remercier notre promoteur Mr LEBTAHI Hamid d'avoir accepté de diriger ce travail avec beaucoup de patience, nous le remercions pour ses orientations et ses conseils qu'il nous a apporté durant ce travail.

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

On remercie tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.

Enfin, nos remerciements s'adressent à tous les enseignants rencontrés dans notre cursus.

Table des matières

Résumé.	I
Dédicaces.	II
Remerciements.	V
Liste des figure	IX
Liste des tableaux.	XI
Introduction	1
Chapitre 01 : généralité et caractérisation des réservoirs naturellement fracturés.	4
1.1 Le système pétrolier.	4
1.2 Les réservoirs fracturés.	5
1.3 Les fractures.	5
1.4 Les conditions d'apparition des fractures .	5
1.5 Propriétés des fractures.	6
1.5.1 La longueur et la forme.	6
1.5.2 L'orientation (azimut) et le pendage (dip) .	6
1.5.3 L'ouverture.	6
1.5.4 Influence de la morphologie de la fracture sur la perméabilité du réservoir.	7
1.6 Différences entre fracture naturelle et induite.	7
1.6.1 Fractures induites.	7
1.6.2 Fractures naturelles.	7
1.7 Classification des fractures.	7
1.7.1 Les fractures tectoniques.	7
1.7.2 Les fractures régionales.	8
1.7.3 Les fractures de contraction.	8
1.8 Différents types de discontinuités dans un réservoir fracturé.	8
1.9 Classification des réservoirs fracturés.	9
1.10 Indicateur de fracture naturelle dans un réservoir.	10
1.11 Méthodes d'investigation des fractures au sein d'un réservoir.	11
1.12 Détermination de la direction des fractures naturelles.	11
1.13 Influence de la fissuration sur le réservoirs.	12
1.14 Les propriétés pétro physiques.	13
1.14.1 La porosité.	13
1.14.2 Perméabilité.	13
a) La perméabilité de fracture intrinsèque.	14
b) La perméabilité de fracture Conventionnelle.	15
c) La perméabilité du système fracture-matrice.	15
d) La perméabilité dans des modèles simplifiés.	16
Dans le cas d'une fracture simple.	16
Dans le cas d'un réseau de fractures.	16
e) Perméabilité relative.	17
1.15 Modèles d'écoulement avec présence de factures.	17
1.15.1 Modèle discret.	18

1.15.2	Modèle Equivalent Continuum.	19
1.15.3	Modèle hybride.	19
1.16	Coefficient d'échange matrice/fracture.	20

Chapitre 2 : Mécanismes de déplacement des huiles dans les réservoirs naturellement fracturés.

2.1.	Imbibition spontanée.	23
2.2.	Pression capillaire et mouillabilité.	23
2.3.	Saturation initiale en eau.	24
2.4.	Taille du bloc de matrice.	24
2.5.	Principes généraux et problèmes.	25
2.6.	Déplacement des huiles en places en injectant des surfactants.	25
2.6.1.	Inversion de mouillabilité.	25
2.6.2.	Réduction de la tension interfaciale.	26
2.6.3.	Tensioactifs.	26
2.6.4.	Effet des surfactants sur la récupération du pétrole dans les réservoirs de pétrole.	27
2.7.	Amélioration de l'efficacité de l'injection en utilisant les polymères.	27
2.7.1.	Applications des polymères.	28
2.7.1.1.	Contrôle de mobilité.	28
2.7.1.2.	Modification du profil.	29
2.7.2.	Polyacrylamide PAM.	29
2.7.2.1.	Polymérisation du Polyacrylamide.	29
2.7.2.2.	Caractéristiques du polyacrylamide.	30
2.7.2.3.	Propriétés rhéologiques des polymères hors milieu poreux.	30
2.7.2.4.	Dégradation du polymère.	31
2.7.2.5.	Résistance à la biodégradation.	31
2.7.2.6.	Propriétés de la solution.	32
2.7.2.7.	Facteurs influençant sur l'écoulement.	32
2.7.2.8.	Gels de polymère.	32
2.7.2.9.	L'emplacement souhaité du gel.	34
2.7.2.10.	Barrières limitant l'application du gel polymère.	35

Chapitre 03 : Application expérimentale. 37

3.1	Situation géographique.	37
3.2	Historique du champ.	37
3.3	Projet de développement (Block 405b) MLE-CAFC	38
3.3.1.	MLE (Menzel Ledjmet East).	38
3.3.2.	CAFC (Central Area Field Complex).	38
3.3.3.	Les principaux réservoirs des champs MLE et CAFC.	38
3.4	La séquence stratigraphique des gisements Ledjmet	39
3.5	Aspect lithologique de La formation F6-1.	40
3.6	Aperçu sédimentologie et pétrographique du réservoir F6-1.	41
3.7	Caractérisation du réservoir f6-1.	42
3.7.1	Description des carottes.	42
3.7.2	Caractérisation pétrophysique.	42

3.7.3	Caractérisation géomécanique.	45
3.7.4	Etat des contraintes (analyse des BREAKOUTS).	49
3.7.5	Caractérisation des fractures naturelles par la microsismicité induite.	52
3.7.6	Caractérisation dynamique par les essais des puits.	54
	Chapitre 04 : Etude expérimentale des performances des gels de polymères.	59
4.1.	Matériaux	60
4.2.	Procédures expérimentales.	60
4.2.1.	Préparation de particules d'asphaltènes à partir de pétrole brut.	60
4.2.2.	Préparation d'un gel polymère et d'une solution de gel polymère augmentée à l'asphaltène.	61
4.2.3.	Expériences statiques.	62
4.2.4.	Préparation des micromodèles.	62
4.2.5.	Expériences dynamiques.	65
4.3.	Résultats et discussion.	66
4.3.1.	Conditions optimales.	66
4.3.2.	Tests dynamiques.	67
4.3.3.	Efficacité du système de gel-polymère.	67
4.3.4.	Efficacité du système de gel-polymère d'asphaltène.	68
	Conclusion et perspectives.	72
	Références bibliographiques.	

LISTE DES FIGURES :

FIGURE 1.1: Schéma d'un réservoir pétrolier.	4
FIGURE 1.2 : Exemple de réservoir fracture avec un réseau généré statistiquement.	5
FIGURE 1.3: Azimut (orientation, dans le cas d'un plan de faille) et pendage d'un plan incliné.	6
FIGURE 1.4: Bloc diagramme des différents types de failles, d'après MATTAUER.	8
FIGURE 1.5 : Types des réservoirs naturellement fracturés.	9
FIGURE 1.6 : Représentation d'une coupe transversale traversant un trou de forage,.	12
FIGURE 1.7 : Bloc matriciel contenant une fracture simple. Fracture 1 ($\alpha=0$). Fracture 2 ($\alpha\neq 0$).	14
FIGURE 1.8 : Fracture et couches en parallèle.	16
FIGURE 1.9 : Courbes de perméabilité relative. (a) l'orientation de la fracture n'est différente de celle de l'écoulement, (b) l'orientation de la fracture dans le sens de l'écoulement.	17
FIGURE 1.10 : Le concept de modèle NH.	19
FIGURE 1.11 : Le concept de modèle EC.	19
FIGURE 2.1 : Polymère linéaire, Polymère ramifié, polymère réticulé.	27
FIGURE 2.2 : Schémas représentant le contrôle de mobilité par une solution polymère.	28
FIGURE 2.3 : Schéma représente la modification du profil.	29
FIGURE 2.4 : Polymérisation de l'acrylamide.	28
FIGURE 2.5: L'emplacement du gel dans les réservoirs fracturés.	34
FIGURE 3.1: Location géographique du champ Ledjmet	37
FIGURE 3.2: Les principaux réservoirs des régions CAFC & MLE	39
FIGURE 3.3: Le réservoir f6-1 du dévonien inférieur .	40
FIGURE 3.4 : Schéma du modèle de déposition de F6-1.	41
FIGURE 3.5: Fractures interférents le réservoir (F6-1) sous pression	42
FIGURE 3.6 : Carotte du puits d-1.	45
FIGURE 3.7 : Les échantillons des carottes prélevés du puits D-1.	45
FIGURE 3.8 : L'échantillon 1 du puits d-1 à $P_c=5$ mpa .	46
FIGURE 3.9 : L'échantillon 2 du puits d-1 à $P_c=10$ mpa .	46
FIGURE 3.10 : L'échantillon 3 du puits d-1 à $P_c=30$ mpa .	46
FIGURE 3.11 : Les échantillons des carottes prélevés du puits d-1.	47

FIGURE 3.12 : L'échantillon 1 du puits c-1 a $P_c = 5$ mpa .	47
FIGURE 3.13 : L'échantillon 2 du puits c-1 a $P_c = 10$ mpa .	48
FIGURE 3.14 : L'échantillon 3 du puits C-1 à $= 30$ MPa .	48
FIGURE 3.15 : Critère Mohr-Coulomb puits C-1.	49
FIGURE 3.16 : Modèle géomécanique 1D pour le réservoir F6-1	50
FIGURE 3.17 : Orientation des BREAKOUTS.	51
FIGURE 3.18 : Le positionnement des puits lors de la microsismicité induite.	52
FIGURE 3.19 : Fracturation hydraulique : sismicité induite durant l'injection dans le puits A-3 et enregistrées dans le forage A-5.	52
FIGURE 3.20 : Direction des fractures naturelles pour la formation F6-1 d'après la microsismicité induite avec A_p : l'amplitude de l'onde primaire. A_s : l'amplitude de l'onde de cisaillement.	53
FIGURE 3.21 : Calage du modèle avec les données du test de puits A-3.	54
FIGURE 3.22 : Calage du modèle avec les données du test de puits B-1.	55
FIGURE 3.23 : Réponse aux fractures forage B-1.	56
FIGURE 3.24 : Le modèle d'écoulement pour un réservoir fracturé comme F6-1	56
FIGURE 4.1 : Représentation schématique de l'effet des particules d'asphalte sur la résistance du gel placé dans une fracture typique.	59
FIGURE 4.2 : A) Gélifiant augmenté par asphaltène B) Système polymère en gel augmenté par asphaltène.	62
FIGURE 4.3 : Démonstration schématique des géométries de forme de pore utilisées : I) cubique. II) diamant.	63
FIGURE 4.4 : Plusieurs modèles générés par le logiciel CoreDRAW® Graphics Suite X8 pour micromodèles aux propriétés physiques de fracture disparates.	63
FIGURE 4.5 : Schéma montre l'expérience de l'étude.	65
FIGURE 4.6 : Distribution du débit d'eau dans le modèle I avant l'emploi du polymère de gel après l'eau injection de I) 0,048 PV II) 0,12 PV III) 0,27 PV.	67
FIGURE 4.7 : Distribution du débit d'eau après l'emploi du polymère de gel au moment de la percée.	68
FIGURE 4.8 : Profil de récupération d'huile par rapport au volume des pores injecté pour le modèle de micromodèle avant et après injection individuelle de polymère en gel et de polymère en gel augmenté d'asphaltène.	69

LISTE DES TABLEAUX :

TABLEAU 1.1 : Valeurs des coefficients d'échange suivant la dimensionnalité de la diffusion KFOURY	21
TABLEAU 3.1: La lithostratigraphie et chronostratigraphie de CAFC.	39
TABLEAU 3.2 : Les propriétés pétrophysiques de certains puits du réservoir F6-1 à partir de l'analyse des carottes avec \emptyset : porosité moyenne, K : perméabilité moyenne.	43
TABLEAU 3.3 : Les propriétés pétrophysiques de certains puits du réservoir F6-1 à partir de l'analyse des logs diagraphiques (avec Kam et Kgeo représentent successivement la perméabilité arithmétique et la perméabilité géométrique).	44
TABLEAU 3.4 : Les paramètres d'élasticité de certains puits du réservoir F6-1.	48
TABLEAU 3.5 : Les paramètres de résistance réservoir F6-1. Forage C-1.	49
TABLEAU 3.6 : Le modèle choisi en essai de puits pour le puits A-3.	55
TABLEAU 3.7 : L'historique de pression (SBHP : c'est la pression statique du trou de forage, LPT : long production test).	55
TABLEAU 3.8 : Les propriétés dynamiques du réservoir F6-1 évaluées pour le forage A-3 avec : K : la perméabilité et Kh : le produit de la perméabilité et le net-épaisseur.	55
TABLEAU 3.9 : Les propriétés du réservoir F6-1 évaluées pour le forage B-3 avec K : la perméabilité.	57
TABLEAU 4.1 : Description physique de chaque modèle contenant une fracture utilisé dans cette étude.	64
TABLEAU 4.2 : Caractéristiques physiques des micromodules bidimensionnels.	64
TABLEAU 4.3 : Effet du type d'injection chimique sur le processus d'injection d'eau pour un schéma en termes de récupération d'huile à 1,55 PV d'eau injectée.	68

Introduction

Introduction :

Parmi les réservoirs pétroliers, une famille fait l'objet d'une attention particulière : les réservoirs fracturés dont la connaissance du rôle de réseau des fractures naturelles sur la production et la récupération des champs devient de plus en plus nécessaire au sein de la communauté pétrolière.

Les réseaux des fractures n'ont pas seulement des effets positifs sur le comportement dynamique du gisement mais ils pourront jouer un rôle de barrière ou favoriser les circulations des hydrocarbures en créant une anisotropie d'écoulement des fluides. [01]

Les réseaux des fractures contrôlent largement : la perméabilité in-situ, la résistance des roches, le stockage des fluides et la mobilité ; donc il est nécessaire de les détecter pour élever sensiblement le taux de récupération des hydrocarbures.

Ce type de réservoirs contient des quantités significatives en hydrocarbures, alors que leurs productions constituent un défi. Le travail présent met en évidence ce type des réservoirs, dont les objectifs sont :

- Etudier les caractéristiques des réservoirs naturellement fracturés.
- Evaluer les impacts positifs et négatifs des fractures sur la production pétrolière et surtout l'effet de la présence des fractures sur la récupération des huiles dans le cas de l'injection d'eau.
- Etudier l'effet des gels de polymères et des tensioactifs pour les cas défavorables où les fractures influent négativement sur l'efficacité de la récupération secondaire.

Ce travail est constitué de quatre chapitres :

Dans la partie théorique :

Le **premier chapitre** présente des définitions et des caractéristiques des fractures et les réservoirs fracturés.

Le **deuxième chapitre** présente les mécanismes des déplacements des huiles dans ces types des réservoirs en étudiant l'effet des surfactants et des polymères afin d'améliorer l'efficacité de la récupération.

Dans la partie application expérimentale :

Le **troisième chapitre** porte sur une présentation de la région d'étude les champs de Ledjmet et le réservoir F6-1 et son contexte géologique et sa caractérisation.

Le **quatrième chapitre** une étude expérimentale des performances des gels du polymère polyacrylamides hydrolysés (HPAM) pour améliorer la récupération du pétrole et l'arrêt de l'eau lors des inondations dans les réservoirs fracturés qui diminue la capacité d'écoulement des fractures ou des canaux.

Ce travail est clôturé par une conclusion et des perspectives.

Chapitre 01

Caractérisation des réservoirs naturellement
fracturés.

1.1. Le système pétrolier

La formation d'un réservoir pétrolier est la conséquence de l'accumulation de la matière organique dans une roche faiblement poreuse et perméable appelée la roche mère. Le dépôt des différentes couches sédimentaires au-dessus de la roche mère, provoque l'augmentation de la pression et de la température à l'intérieur de cette roche. Ceci provoque la maturation de la matière organique. Ainsi, se forment des hydrocarbures sous forme liquide ou gazeuse qui seront, par la suite, expulsés de cette roche mère. Les hydrocarbures expulsés montent sous l'effet du contraste de densité à travers différentes couches jusqu'à être piégés à l'intérieur d'une roche perméable et poreuse appelée roche réservoir. Cette roche doit être impérativement couverte par une roche imperméable (d'argile par exemple) pouvant piéger ces hydrocarbures. Cette structure est appelée piège. Ce processus aboutissant à l'obtention d'un réservoir pétrolier est appelé système pétrolier (Figure 1.1). [02]

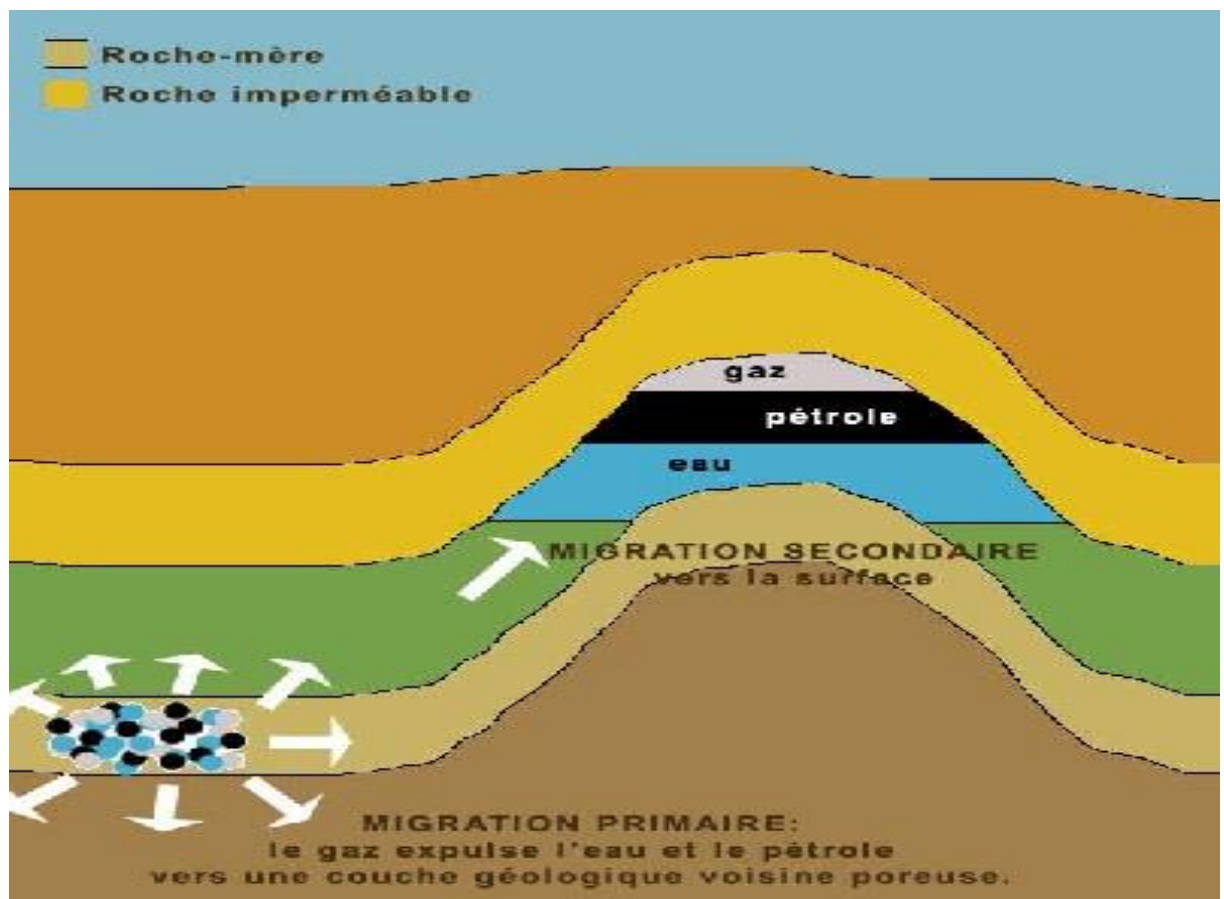


FIGURE I.1: Schéma d'un réservoir pétrolier [02].

1.2. Les Réservoirs Fracturés :

Ils constituent un type extrême des gisements hétérogènes comportant deux milieux contrastés, un milieu matriciel détenant la plus grande part des hydrocarbures en place et présentant une faible perméabilité, et un milieu fracturé représentant peu du volume des fluides en place et hautement conducteur, on donne dans la (figure 1.2) un exemple d'un réservoir fracturé). Leur récupération possible peut varier du pire au meilleur et que beaucoup des champs fracturés n'auraient pas été produits sans l'existence des fractures en raison de la faible perméabilité de la matrice.[02]

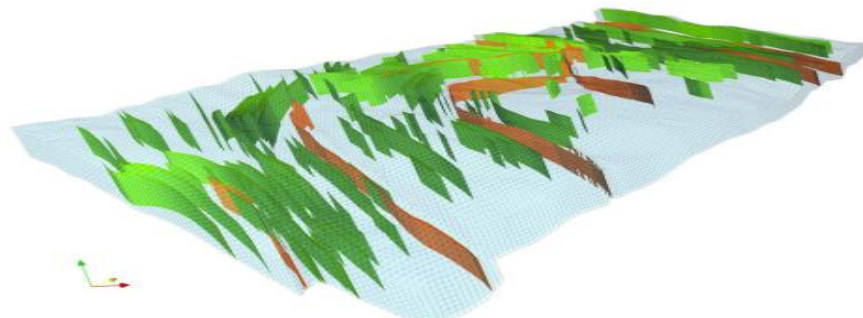


FIGURE I.2: Exemple de réservoir fracturé avec un réseau généré statistiquement.[02]

1.3. Les fractures :

Les fractures sont des discontinuités de déplacement dans les roches, qui apparaissent comme des ruptures locales dans la séquence naturelle des propriétés de la roche. Elles représentent des défaillances mécaniques de la résistance de la roche aux contraintes géologiques naturelles telles que le mouvement tectonique, changements de pression lithostatique, contraintes thermiques, pression de fluide élevée, activité de forage et même retrait de fluide.

1.4. Les conditions d'apparition des fractures :

Les roches peuvent être soumises à l'action des forces dites contraintes ce qui change leur forme initiale. Cette déformation résulte des mouvements des plaques lithosphériques et des contraintes modifiant la forme des roches, leur volume et, dans certains cas, leur composition chimique et minéralogique.

Si la roche est moins fragile et a une porosité intergranulaire élevée, les fractures sont généralement d'étendue limitée et avec des ouvertures et sont, par conséquent, appelées micro fractures ou fissures. Les fractures générées à la suite de contraintes qui réduisent la cohésion des roches peuvent être attribuées à divers événements géologiques, tels que : [03]

- Diastrophisme en cas de pliage et de failles.
- Une érosion profonde du terrain, qui provoquera une contrainte différenciée sur la roche par les plans de faiblesse.
- Rétrécissement du volume de roche en raison de la perte d'eau lorsqu'il s'agit de schistes ou de sables schisteux.
- Rétrécissement du volume des roches en cas de variation de température dans les roches ignées.

1.5. Propriétés des fractures : [02]

1.5.1. La longueur et la forme :

La fracture est une discontinuité plane. Elle est modélisée dans l'espace tridimensionnel par une surface ayant une forme polygonale ou elliptique et caractérisée par la longueur du grand rayon de l'ellipse. Dans l'espace bidimensionnel, la longueur de la fracture est la longueur de segment de droite correspondant à l'intersection entre la fracture et le plan d'observation. Les dimensions peuvent être millimétriques (micro fractures), décimétriques (fractures mineures) ou hectométriques voir kilométriques (fractures majeures).

1.5.2. L'orientation (azimut) et le pendage (dip) :

L'orientation (ou 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 faille et le plan horizontal (voir figure 1.3).

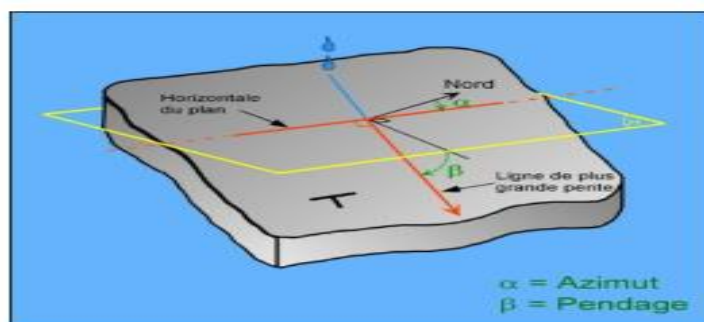


FIGURE I.3: Azimut (orientation, dans le cas d'un plan de faille) et pendage d'un plan incliné. [02]

1.5.3. L'ouverture :

L'ouverture 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.

1.5.4. Influence de la morphologie de la fracture sur la perméabilité du réservoir :

La morphologie des fractures influence la perméabilité directionnelle de la masse rocheuse. En effet, la fracture ouverte augmente la perméabilité du réservoir dans la direction de la fracture. Pour les directions la traversant, la fracture joue le rôle des pores de la matrice et la perméabilité n'est pas modifiée. Une fracture cimentée par une minéralisation secondaire réduit la perméabilité dans les directions qui traversent celle de la fracture. Une fracture remplie à faces lisses augmente la perméabilité dans sa direction et la diminue à travers. Les fractures vacuolaires jouent le même rôle que les fractures ouvertes.

1.6. Différence entre les fractures induites et les fractures naturelles : [04]

1.6.1. Fractures induites :

Les fractures induites sont des fractures artificielles liées à des contraintes qui se produisent au cours du forage et du carottage. Elles peuvent être créées par plusieurs phénomènes :

- L'influence de la pression hydrostatique des fluides de forage qui est supérieure à celle de la formation.
- L'écart entre la température du fond et la température de surface (boue froide).
- Le train de tige et la vitesse de rotation.

1.6.2. Fractures naturelles :

Contrairement aux fractures induites, les fractures naturelles contiennent des traces des colmatants vues en carottes. Elles sont des cassures produites par :

- Les événements tectoniques (compression-tension) au cours des temps géologiques.
- Les déformations cassantes au niveau des couches sédimentaires.
- Les processus de compaction-diagenèse, notamment de suppression des fluides.

1.7. Classification des fractures :

Les fractures sont classées en plusieurs aspects, selon l'échelle des fractures. Elles sont classées en trois types : Grande échelle, moyenne et petite échelle, et micro échelle. Et selon l'aspect géologique, les fractures sont divisées en trois types [05] :

1.7.1. Les fractures tectoniques :

Les fractures tectoniques sont des fractures dont l'origine de l'orientation, la distribution et la morphologie sont attribuées ou associées à une tectonique locale. Elles sont formées par l'application des forces en surface. L'intensité de fractures associée aux failles est fonction de plusieurs facteurs : la lithologie, la distance entre plans de faille, la magnitude du déplacement

de la faille, la tension totale dans la masse rocheuse et la profondeur d'enfouissement. On remarque que la majorité des fractures tectoniques sur les affleurements ont tendance à être des fractures de cisaillement.

1.7.2. Les fractures régionales :

Les fractures régionales sont des fractures qui se développent sur de vastes zones de la croûte terrestre avec relativement peu de changement d'orientation, elles ne montrent aucun signe de décalage à travers le plan de rupture et elles sont toujours perpendiculaires à la surface de la stratification principale.

1.7.3. Les fractures de contraction :

Ce type regroupe les fractures de tension et d'extension qui sont associées généralement à la réduction du volume globale de la roche. Les fractures de dessiccation peuvent résulter du rétrécissement causé par la perte du fluide durant le séchage subaérien. Les fissures de boue sont les fractures les plus connues par les géologues pour ce type. Les fractures synèreses résultent d'un processus chimique de réduction du volume à l'intérieur des sédiments par phénomène subaquatique ou déshydratation de surface.

1.8. Différents types de discontinuités dans un réservoir fracturé :

On peut distinguer trois types de fractures selon le sens de déplacement la provoquant (voir figure 1.4) :

- Les fractures de dilatation ou joints : Le déplacement des deux compartiments de la roche a eu lieu perpendiculairement à la surface de la fracture.
- Les fractures de cisaillement ou failles : Elles sont produites suite à des mouvements de cisaillement entre les deux compartiments. C'est à dire, parallèlement à la surface de la fracture.
- Les fractures de pression : Elles sont formées suite à des mouvements inverses à ceux qui sont à l'origine des joints.

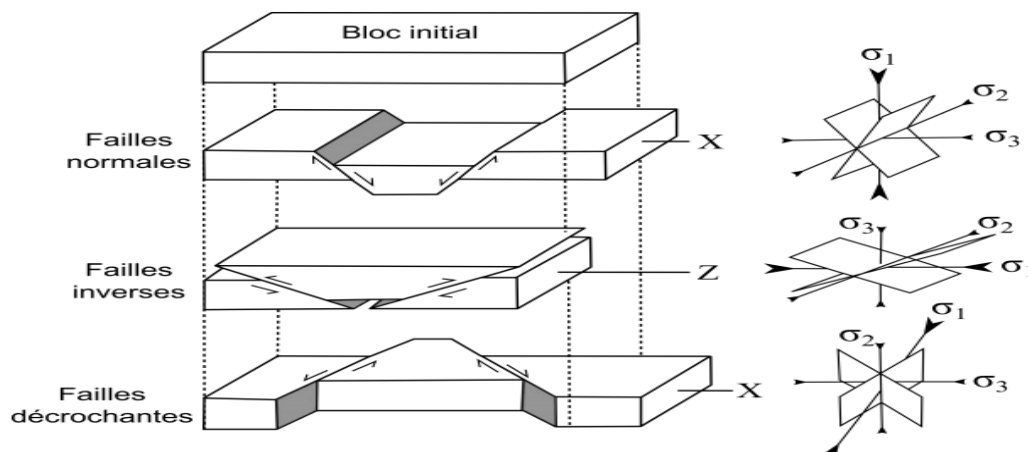


FIGURE I.4 : Bloc diagramme des différents types de failles, d'après MATTAUER [07].

L'extension et le rejet peuvent aussi être un critère de classification des fractures. Ainsi, on distingue :

- Les failles sismiques : ce sont les failles dont l'extension est suffisamment importante pour être détectées par l'exploration sismique.
- Les failles sub-sismiques : ce sont les failles dont l'extension n'est pas assez importante pour être détectée par la sismique.
- Les fractures diffuses : Il s'agit de l'échelle de fracturation la plus petite. Ces petites fractures sont observées au niveau des puits. Tout comme les failles sub-sismiques, elles sont générées statistiquement lors de la modélisation des réservoirs. [02]

1.9. Classification des réservoirs fracturés naturellement :

Dans un réservoir pétrolier, les fractures peuvent favoriser la conduction des fluides dans un volume rocheux. Elles peuvent également jouer le rôle de barrières à l'écoulement. Ceci dépend de son historique de genèse et de la connectivité entre les différentes fractures. Nelson [08] se base sur les paramètres de l'écoulement des fractures et du milieu matriciel pour classer les réservoirs fracturés selon 4 types. La figure (I.5) montre une représentation des types des réservoirs naturellement fracturés.

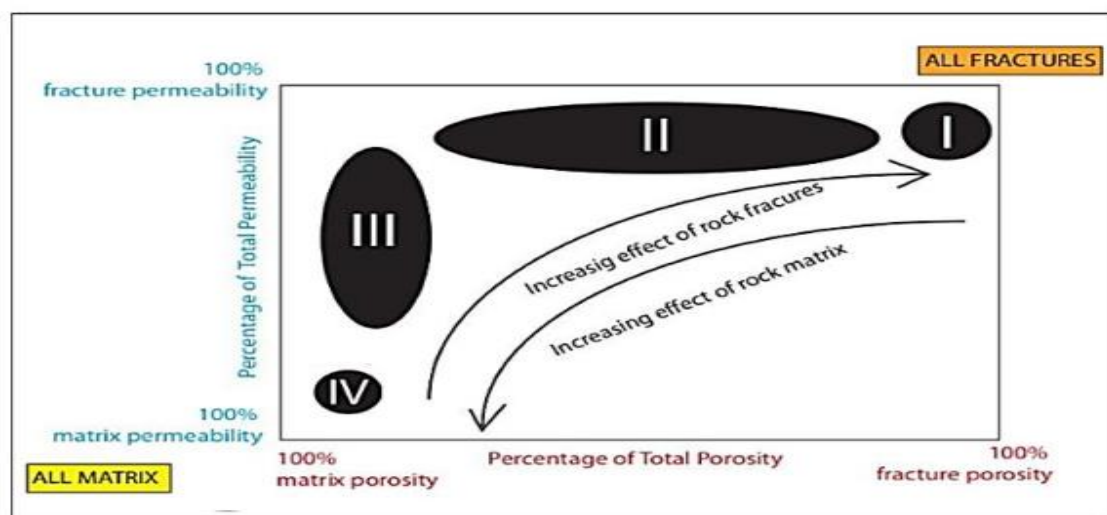


FIGURE (I.5) : Types des réservoirs naturellement fracturés [08].

•**Type I** : La fracture assure majoritairement la capacité de stockage et la perméabilité du réservoir. La matrice est de faibles porosité et perméabilité.

•**Type II** : La matrice rocheuse assure le stockage des hydrocarbures alors que les fractures assurent la perméabilité du réservoir. La matrice est de faible perméabilité mais sa porosité peut être modérée ou même importante.

•**Type III** : La fracture assure une perméabilité qui, s'ajoutant à la bonne perméabilité et porosité de la matrice, donne un réservoir dont la production est très économique.

•**Type IV** : Les fractures sont des barrières à l'écoulement. Elles accentuent l'anisotropie du réservoir sans contribuer à sa capacité de stockage ou à sa perméabilité.

Les avantages de cette représentation sont :

- La détermination des paramètres du système des fractures.
- La possibilité du passage d'un type à un autre. Comme par exemple du type 4 (la perméabilité des fractures s'avère être plus faible que celle de la matrice environnante dans ce cas où les fractures sont des barrières) au type 1 (la perméabilité des fractures est plus forte que celle de la matrice dans ce cas où les fractures sont conductrices) par la fracturation hydraulique.

1.10. Indicateurs de fractures naturelles dans un réservoir [06] :

Il existe plusieurs indices qui nous renseignent sur l'existence des fractures naturelles dans un réservoir, soit dans la phase de forage d'un puits, soit au cours de production :

L'augmentation importante de la productivité des puits après l'opération de stimulation artificielle par acidification est une forte indication d'une formation naturellement fracturée.

Le fort indice de productivité est un indicateur de réservoir fracturé naturellement.

Le comportement de double porosité dans les essais de puits et l'obtention d'une perméabilité supérieure à celle des carottes des puits [07].

La perte des fluides en circulation.

L'augmentation du taux de pénétration de l'outil au cours du forage.

L'apparition des fractures naturelles dans les carottes et dans les logs d'imagerie.

La polarisation des ondes de cisaillement dans le profil sismique vertical.

1.11. Les méthodes d'investigation des fractures au sein d'un réservoir [07] :

La détection et l'évaluation des fracturations faites pendant les diverses opérations dans les phases d'exploration et de production et du développement de gisement de pétrole.

Les études de la fracturation sont basées sur le traitement et l'interprétation d'un certain nombre de données géologiques qui sont ensuite utilisées en vue de déterminer la meilleure représentation des réseaux de fractures.

Ces données sont acquises soit par la méthode sismique en visualisant ses différentes structures, soit par la description visuelle des carottes qui permet d'évaluer les paramètres pétrophysiques et mécaniques des fractures naturelles, les logs de diagraphies qui permettent de connaître la localisation des fractures, leurs types (fermé, ouvert ou partiellement ouverte) et leurs orientations et les tests de puits. Ces dernières méthodes présentent certains avantages et inconvénients :

Avantages :

- La carotte sert à faire une mesure directe des propriétés des fractures et des roches.
- L'identification des caractéristiques pétrophysiques et mécaniques des roches et la distinction entre les fractures naturelles et les fractures induites.
- L'identification des réservoirs et la localisation des orientations des fractures naturelles.

Inconvénients :

- La méthode sismique est peu efficace surtout en cas des structures verticales et l'interprétation des données sismiques est dans la plupart des cas très délicate.
- Les opérations sur les carottes sont lentes, très chères et ne sont pas toujours possibles et ne représentent qu'un échantillonnage très limité en volume.
- La précision des diagraphies est limitée en cas des fractures avec des ouvertures limitées.
- L'existence de certaines erreurs sur l'estimation des paramètres du réservoir.

1.12. Détermination de la direction des fractures naturelles :

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

Les BREAKOUTS : Ce sont des déformations (ou zones de faiblesse) de la section du puits en forme elliptique. Elles sont issues de la compression et des contraintes tectoniques de part et d'autre de la paroi de trou. La situation des BREAKOUTS dans le trou de forage montre la direction des contraintes horizontales minimales.

L'orientation des fractures est donc indiquée par la direction des contraintes horizontales maximales. La figure (I.6) représente une coupe transversale traversant un trou de forage, illustrant les différentes ruptures induites. [09]

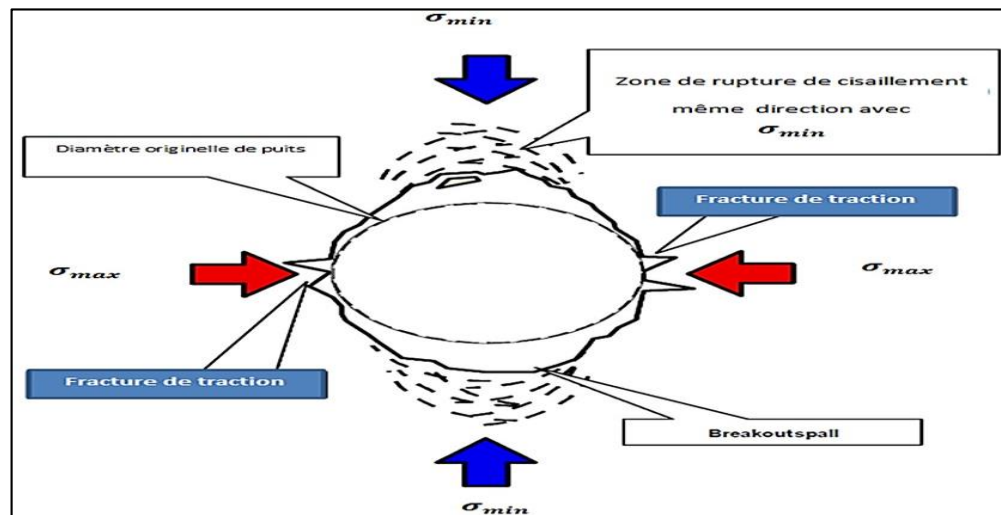


FIGURE I.6 : Représentation d'une coupe transversale traversant un trou de forage. [11]

1.13. Influence de la fissuration naturelle sur le réservoir :

Les fractures naturelles ont un impact considérable au sein d'un réservoir. Elles présentent en général les apports positifs et négatifs suivants [09] :

Influences positives :

- L'augmentation de la porosité effective grâce aux fissures.
- L'amélioration de la perméabilité et la circulation des fluides.
- La bonne connectivité entre les pores intergranulaires.
- L'augmentation de la capacité du stockage.

Influences négatives :

- L'influence sur les qualités pétrophysiques.
- La circulation d'eau riche en minéraux qui colmate les pores.
- La dismigration des hydrocarbures aux autres formations.
- Les pertes des fluides de forage au cours de circulation.
- L'effet défavorable des failles et des fractures sur la production du champ.
- Les fractures diminuent la possibilité de circulation des fluides (barrières).
- Les fractures parfois diminuant la circulation des hydrocarbures.

1.14. Les propriétés pétrophysiques :

1.14.1. La porosité :

La porosité d'une roche est sa propriété de présenter des vides, des pores et des fissures. Elle s'exprime quantitativement par le pourcentage du volume poreux par rapport au volume total de la roche, la porosité est influencée par la taille des grains, leur arrangement, leurs formes, le ciment et la compaction. [10]

A côté de cette porosité totale \emptyset_t , on définit la porosité utile \emptyset_u qui correspond au volume des vides susceptibles occupés par les fluides, elle est donnée par la formule :

$$\emptyset_u = \emptyset_t - S_w \quad (I.1)$$

S_w : saturation en eau.

Il est évident que la porosité de la matrice est différente à celle des fractures ou le volume occupé par les réseaux des fractures et des blocs matriciels donné par leurs volumes relatifs comme suite :

V_f = volume total des fractures / volume total de l'échantillon.

V_m = volume total des blocs matriciels / volume total de l'échantillon. Avec :

$$V_f + V_m = 1 \quad (I.2)$$

Et la porosité de chaque milieu est donnée par :

ϕ_f = volume des vides dans le milieu fracturé / volume total des fractures.

ϕ_m = volume des vides dans le milieu poreux / volume total de bloc matriciel.

A l'échelle du volume total de l'échantillon, la porosité des fractures et de la matrice égale à :

La porosité des matrices : Φ_m, V_m

La porosité des fractures : Φ_f, V_f

Si la porosité des fractures est petite (moins de 1%, ceci signifie que le stockage de l'hydrocarbure se fait dans les blocs matriciels. Mais il faut faire attention entre les deux paramètres qu'on a déjà définis et il ne faut jamais confondre entre : $\Phi_m V_m$ et $\Phi_f V_f$ sont les porosités par rapport à tout le réservoir alors que Φ_m et Φ_f sont les porosités des matrices et des fractures respectivement.

1.14.2. Perméabilité :

Les bases de la perméabilité établies dans le cas d'un réservoir classique restent valables dans le cas d'un réservoir fracturé. Mais en présence de deux systèmes (matrice et les fractures), la perméabilité peut être redéfini comme la perméabilité de matrice, perméabilité de fracture ou alors perméabilité du système (fracture-matrice).

En particulier concernant la perméabilité de fracture, qui peut être interprétée comme la perméabilité de fracture simple ou comme la perméabilité du réseau de fracture. Par conséquent, les diverses expressions de la perméabilité seront examinées et discutées en détail. [10]

a) La perméabilité de fracture intrinsèque. [10]

La perméabilité de fracture intrinsèque est associée à la conductivité à travers un réseau de fractures mesurée pendant l'écoulement du fluide à travers une fracture simple ou à plusieurs fractures, qui est indépendante de la roche environnante (matrice). C'est, en fait, la conductivité d'un seul canal (fracture) ou d'un groupe des canaux (réseau de fractures).

Dans le cas simplifié d'un bloc, où la fracture est parallèle à la direction d'écoulement (figure I.7, fracture 1), le débit à travers la fracture est donné par :

$$q = ab \frac{b^2 \Delta P}{12\mu L} = a \frac{b^3 \Delta P}{12\mu L} \quad (I.3)$$

q : débit du fluide, b : l'ouverture réelle, a : largeur du bloc matriciel, μ : la viscosité dynamique, ΔP : différence de pression, L : le déplacement.

Si la fracture forme un angle avec la direction du flux (figure I.7, la fracture 2), la fracture sera projetée sur la direction du flux:

$$q = ab \frac{b^2 \cos^2 \alpha \Delta P}{12\mu L} \quad (I.4)$$

α : Orientations des fractures.

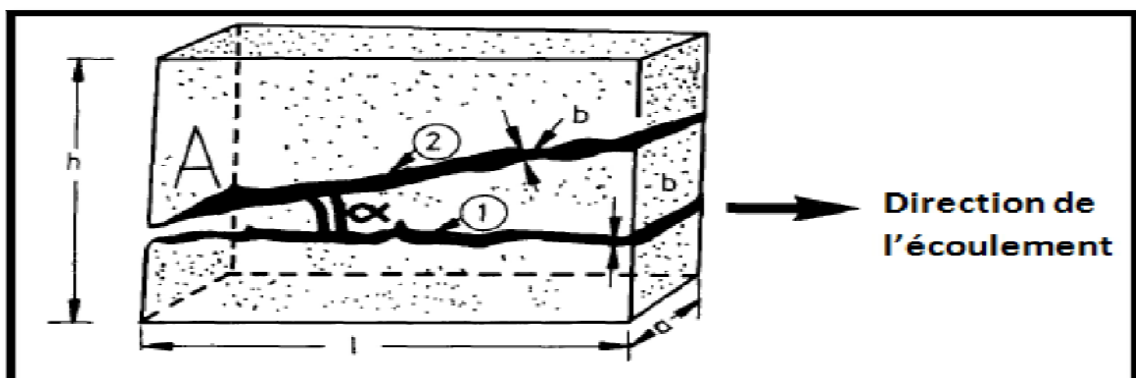


FIGURE I.7 : Bloc matriciel contenant une fracture simple. Fracture 1 ($\alpha=0$). Fracture 2 ($\alpha \neq 0$) [03].

D'autre part, elle sera basée sur le concept de Darcy, si on se limite à la section transversale d'écoulement $A = ab$, le débit est exprimé par :

$$q = A \frac{K_{ff} \Delta P}{\mu \Delta L} = ab \frac{K_{ff} \Delta P}{\mu \Delta L} \quad (I.5)$$

A : la section droite, K_{ff} : La perméabilité de fracture intrinsèque.

La comparaison de l'équation (I.4) avec (I.5) va donner :

$$K_{ff} = \frac{b^2}{12} \cos^2 \alpha \quad (I.6)$$

Pour un système de fractures ayant « n » fractures d'orientation similaire, la perméabilité intrinsèque est exprimé par :

$$K_{ff} = \frac{\cos^2 \alpha}{12} \sum_1^n b_i^2 \quad (I.7)$$

b) La perméabilité de fracture Conventionnelle K_f [10]

La perméabilité de fracture intrinsèque ne tient pas compte du volume de roche associé à la fracture simple ou au réseau des fractures ; par contre, la perméabilité de fracture conventionnelle (basée sur la définition classique de Darcy) la fracture et la roche associée forment une unité hydrodynamique. Cela signifie que la section d'écoulement, si on se réfère à la figure I.7, n'est pas exprimé par la section $A = ab$, mais plutôt par, $A_B = ah$ et donc :

$$q = A_B \frac{K_f \Delta P}{\mu L} = ah \frac{K_f \Delta P}{\mu L} \quad (I.8)$$

A_B : la section droite, K_f : La perméabilité de fracture Conventionnelle, h : hauteur de l'unité.

Si les équations (I.3) et (I.8) sont comparées, et que le résultat sera ensuite appliqué à l'équation 2.18, l'expression suivante sera obtenue :

$$K_f = K_{ff} \frac{ab}{ah} = K_{ff} \frac{b}{h} \quad (I.9)$$

c) La perméabilité du système fracture-matrice

La perméabilité d'un système de fracture-matrice peut être représentée par la simple addition des perméabilités K_m de matrice, et celle des fractures K_f

$$K_t = K_m + K_f \quad (I.10)$$

Si l'équation (I.10) se réfère au bloc décrit dans la figure I.7, où les perméabilités spécifiques de matrice et de fracture ont été discutées, il est évident que la perméabilité totale dépendra de la direction du flux. Tout changement dans la direction du flux va changer la valeur de K_f , puisque K_f dépend de la relation entre la fracture et les directions d'écoulement.[10]

d) La perméabilité dans des modèles simplifiés [10]

Un modèle équivalent géométrique peut être obtenu en simulant les caractéristiques des fractures et de leur géométrie, soit dans le cas d'une fracture simple ou alors dans le cas d'un réseau de fractures. Cette procédure permet la transformation des résultats obtenus à partir des essais de puits ou d'analyse de base dans ce qu'on appelle un modèle de réservoir fracturé idéalisé.

Dans le cas d'une fracture simple

Si la fracture simple est semblable à la fracture 1 du modèle représenté dans la (figure I.8), la porosité peut être exprimé par :

$$\phi_f = \frac{a \cdot L \cdot b}{a \cdot L \cdot h} = \frac{b}{h} \quad (\text{I.11})$$

Ce qui est combiné avec l'équation (I.9) donnera :

$$K_f = \frac{b^3}{12h} = \frac{b^2}{12} \phi_f = K_{ff} \phi_f \quad (\text{I.12})$$

Dans le cas d'un réseau de fractures :

Le modèle du réseau de fractures est formé par des tranches parallèles de la matrice, qui s'alternent régulièrement avec des intervalles, et donc le débit est considéré comme parallèle à la fracture. Cette idéalisation va permettre la simulation des résultats sur le terrain grâce à un modèle de flux de plus simple.

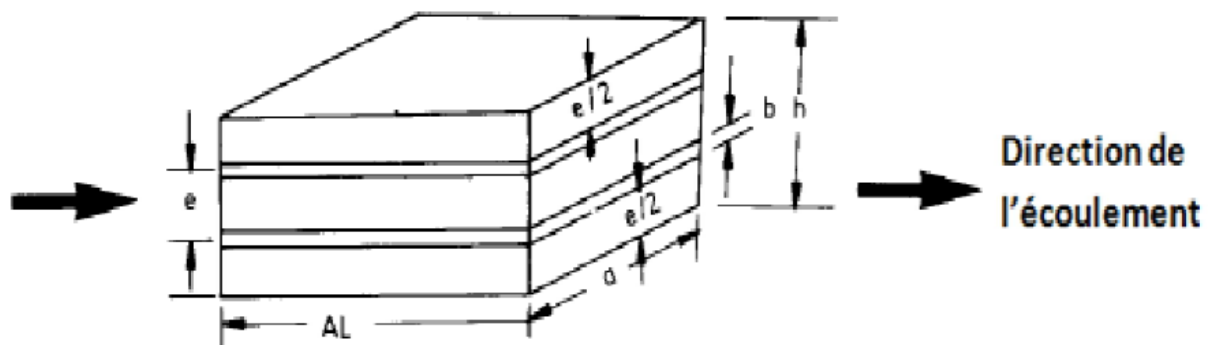


FIGURE I.8 : Fracture et couches en parallèle [03].

L'écoulement d'un fluide à travers « n » fractures comme dans la figure I.8 peut être exprimé par :

$$q_f = n * \text{écoulement à travers une seule fracture} \quad (\text{I.13})$$

Ou par la formule suivante :

$$q = n * ab \frac{K_{ff} \Delta P}{\mu \Delta L} = n * a \frac{b^3 \Delta P}{12\mu \Delta L} \quad (I.14)$$

Le débit à travers n fractures, basé sur la loi de Darcy, est exprimée par :

$$q = s \frac{K_f \Delta P}{\mu \Delta L} = ah \frac{K_f \Delta P}{\mu \Delta L} \quad (I.15)$$

S : la section.

e) Perméabilité relative

L'évaluation des courbes de perméabilité relative dans un réservoir classique est beaucoup plus simple que celle dans un réservoir fracturé, où la fracture entre les deux unités de la matrice développe une discontinuité de l'écoulement multiphasique. Le comportement de perméabilité relative en fonction de l'hétérogénéité peut être utilisé comme une approche de base dans un réservoir fracturé.

La présence de fracture a une influence signification sur la détermination des courbes de la perméabilité relative. La figure (I.9) représente deux cas, le premier (a) l'orientation de la fracture n'est pas dans le sens de l'écoulement, alors que dans le cas (b) indique qu'il y a une influence considérable des fractures et de leur orientation. [10]

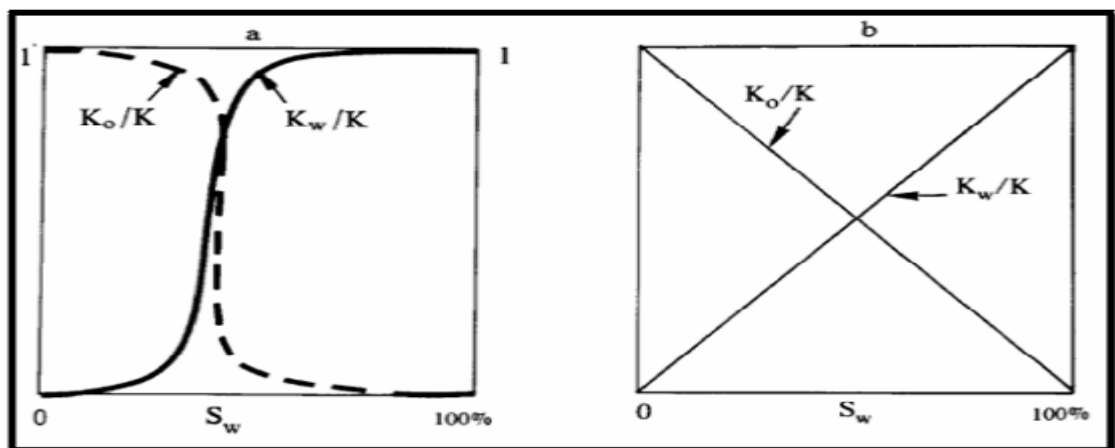


FIGURE I.9 : Courbes de perméabilité relative. (a) l'orientation de la fracture n'est différente de celle de l'écoulement, (b) l'orientation de la fracture dans le sens de l'écoulement. [10]

1.15. Modèles d'écoulement avec présence de factures :

Dans un modèle à double porosité le milieu poreux fracturé est modélisé comme deux domaines qui se chevauchent avec des coefficients d'échanges entre les deux systèmes. Généralement les

fracture ont une perméabilité supérieure à celle du milieu poreux. Cela implique que l'écoulement cherchera à suivre le réseau de fracture perméable, plutôt que dans la matrice environnante.

Mais les fractures sont aussi quelquefois remplies de glaise et ont la perméabilité de façon significative plus basse que les environs. Dans ce cas les fractures deviennent comme des barrières d'écoulement et l'écoulement essaiera de prendre un détour autour des fractures.

Il existe trois modèles principaux de fractures : Modèle discrets, Modèle Equivalent Continuum et le modèle hybride. [10]

1.15.1. Modèle discret (NON - HOMOGENEOUS MODEL NH)

Ce modèle traite le milieu fracturé comme un milieu non homogène (figure I.10). La porosité et la perméabilité ont des valeurs discontinues qui varient brusquement. Ce modèle est considéré comme le modèle le plus précis car les fractures sont étudiées cas par cas sans aucune approximation. Cependant, le modèle NH est compliqué car le nombre des fractures est grand même dans un milieu peu fracturé. En plus, ce modèle est très gourmand en moyens informatiques (temps de calcul et place mémoire) et nécessite une description complète de la géométrie des fractures.[10]

Ce modèle est formé par deux équations qui sont l'équation de continuité et la loi de Darcy. Ces deux équations sont utilisées pour les fractures et les matrices poreuses. Les interfaces fracture-matrice sont traitées comme dans le cas d'un milieu hétérogène, l'équation qui décrit l'écoulement dans les milieux poreux isotropes peut être écrite comme :

$$C \frac{\partial H}{\partial t} + S_{source} = K \nabla^2 H \quad (I.15)$$

Où C : est l'emmagasinement spécifique, H : est la charge hydraulique, K : est la perméabilité, t : est le temps, S_{source} est le terme source ∇ : opérateur .

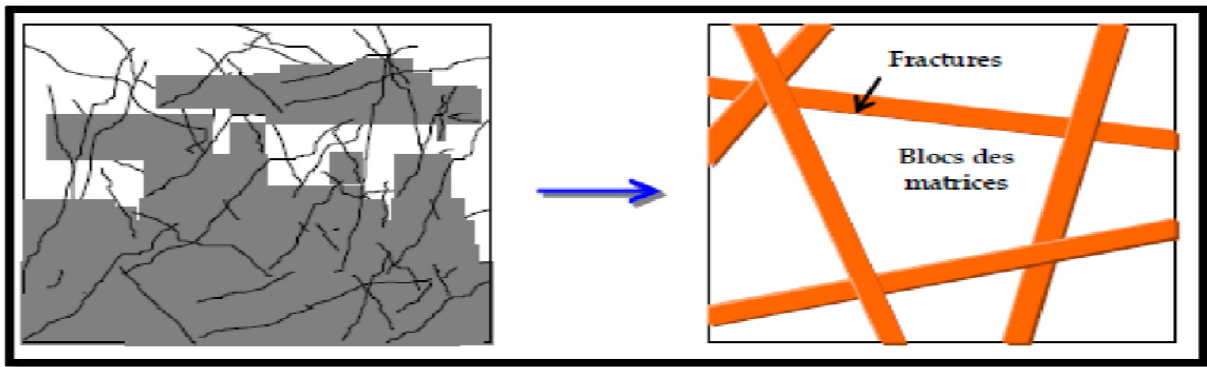


FIGURE I.10 : Le concept de modèle NH. [10]

1.15.2. Modèle Equivalent Continuum

Ce modèle a été développé la première fois par Berkowitz (1988), il consiste à remplacer les valeurs discontinues de la porosité et de la perméabilité par des valeurs moyennes équivalentes (figure I.11). Ces valeurs moyennes peuvent être obtenues par une procédure d'homogénéisation.

Le modèle EC traite le milieu fracturé comme un milieu homogène avec des propriétés hydrauliques moyennes. Dans le modèle «EC », il n'y a pas de distinction entre les fissures portant le fluide et les blocs des matrices. L'écoulement de fluide se fait sur tout le domaine. Ce modèle est utilisé dans les domaines des mécaniques des roches et dans l'hydrologie, particulièrement pour les problèmes de grande taille. [10]

L'inconvénient d'un tel modèle est l'utilisation des valeurs moyennes sur une grande partition du domaine. Par conséquent, il sera impossible d'estimer les variables d'états dans certains points du domaine. Ce modèle est alors convenable pour représenter le comportement global des fluides dans le milieu fracturé pour une grande échelle.

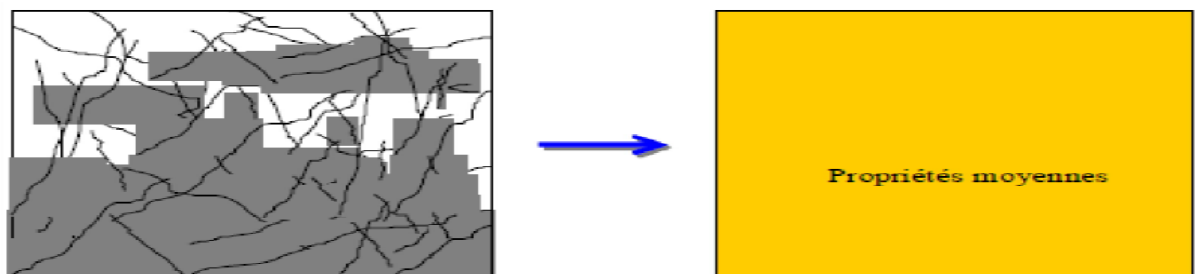


FIGURE I.11: Le concept de modèle EC [10]

1.15.3. Modèle hybride

Les modèles hybrides représentent une combinaison des deux types de modèles expliqués (discret et Equivalent Continuum). Les fractures à l'échelle d'observation sont

considérées de façon discrète et les fractures sur les échelles inférieures, avec l'aide de modèles Equivalent Continuum. En supposant des propriétés du système de fractures par rapport à toutes les échelles pertinentes, le modèle hybride est le seul qui est approprié.

En plus des difficultés dans la représentation des discontinuités sur l'échelle d'observation, il y'a maintenant des incertitudes en utilisant le modèle l'approche Equivalent Continuum. [10]

1.16. Coefficient d'échange matrice/fracture :

Dans les écoulements en milieux poreux et fracturés, il est essentiel d'identifier le coefficient d'échange de masse matrice-fracture [10]. Pour ce faire on va mettre la lumière sur les notions de *double porosité*.

Les modèles macroscopiques les plus utilisés dans l'industrie pétrolière sont appelés *modèles double-porosité*. Le système à grande échelle résultant est alors le suivant :

$$\Phi_f^* C_f \frac{\partial p_f^*}{\partial t} = \nabla \cdot \left(\frac{k_f^*}{\mu} \cdot \nabla (p_f^* + \rho_f^* g z_f) \right) - Q \quad (I.16)$$

$$\Phi_m^* C_m \frac{\partial p_m^*}{\partial t} = \nabla \cdot \left(\frac{k_m^*}{\mu} \cdot \nabla (p_m^* + \rho_f^* g z_m) \right) + Q \quad (I.17)$$

Où C : Compressibilité, Φ_f^* et Φ_m^* sont les porosités macroscopiques respectives des régions fracture et matrice.

p_f^* et p_m^* : les pressions macroscopiques respectives dans les régions fracture et matrice.

k_f^* et k_m^* : les tenseurs de perméabilité macroscopiques respectifs des régions fracture et matrice
 ρ_f^* La masse volumique macroscopique du fluide et Q un terme caractérisant les échanges de fluide entre les deux régions.

Ce modèle, faisant intervenir les tenseurs de perméabilité k_f^* et k_m^* est appelé *modèle double porosité et double-perméabilité*, par opposition au *modèle double-porosité simple perméabilité*. Ce dernier est obtenu à partir des équations (I.16) et (I.17) en imposant la simplification $k_m^* = 0$. L'écoulement dans la région matrice n'est alors créé que par la différence de potentiels à l'interface entre les deux régions :

$$\Phi_f^* C_f \frac{\partial p_f^*}{\partial t} = \nabla \cdot \left(\frac{k_f^*}{\mu} \cdot \nabla (p_f^* + \rho_f^* g z_f) \right) - Q$$

$$\phi_m^* C_m \frac{\partial p_m^*}{\partial t} = Q \quad (\text{I.18})$$

La contribution matricielle à l'écoulement est proportionnelle à la différence des potentiels moyens entre la matrice et la fissure, Le terme d'échange est alors de la forme :

$$Q_{fm} = \alpha(p_f - \bar{p}_m) \quad (\text{I.19})$$

Cette expression doit prendre compte de la géométrie réelle de l'interface matrice fracture sur les volumes élémentaires. Le coefficient d'échange peut être ainsi défini pour trois formes de blocs (couche, cylindre ou sphère) correspondant à des dimensionnalités différentes de la diffusion (1D, 2D ou 3D) et dont les valeurs sont résumées dans le Tableau I.1

Dimension	1D	2D	3D
Forme de bloc	Plan	Cylindre	Sphère
Coefficient d'échange	$\frac{D_m \pi^2}{4l^2}$	$5.78 \frac{D_m}{l^2}$	$\frac{D_m \pi^2}{l^2}$

Tableau (I.1) : Valeurs des coefficients d'échange suivant la dimensionnalité de la diffusion KFOURY2004. [10]

D_m : dimension géométrique du canal et l : Longueurs des fractures.

Chapitre 02

Mécanismes de déplacement des huiles dans les
réservoirs naturellement fracturés.

La diminution de la pression du réservoir due à l'épuisement continu rend l'écoulement du pétrole vers la surface plus difficile que pour le gaz en raison de la faible compressibilité du pétrole et de la haute densité. Pendant le processus de production, un temps atteindra finalement où la pression naturelle du réservoir ne sera pas suffisante pour déplacer le pétrole du sol à la surface. À ce stade, certaines techniques sont généralement utilisées pour faciliter l'écoulement de l'huile. L'une de ces techniques implique l'installation de pompes ou de gadgets de levage de gaz. Un autre moyen d'aider la production consiste à augmenter la pression du réservoir épuisé par injection de liquide et /ou de gaz. [12]

Les mécanismes de récupération secondaire nécessiteront généralement le forage d'un puits d'injection à proximité du puits de production. En raison de sa disponibilité, l'eau est couramment utilisée comme l'un des fluides d'injection. Le processus est appelé inondation par l'eau (WATERFLOODING). [12]

2.1. Imbibition spontanée :

L'imbibition spontanée, où l'eau déplace l'huile de la matrice à la fracture par des forces capillaires est un mécanisme de récupération important dans les réservoirs fracturés.

La grande surface ouverte à l'imbibition dans des réservoirs fortement fracturés peut fournir des taux de production économiques, même dans des réservoirs matriciels à faible perméabilité. L'imbibition spontanée de l'eau est une fonction directe des forces capillaires et de gravité, et dépend du système de pores, de la mouillabilité, des tailles et de la forme des blocs de matrice, les tensions interfaciales, les conditions aux limites et la saturation initiale en eau. [13]

2.2. Pression capillaire et mouillabilité :

La pression capillaire est le facteur de contrôle de l'imbibition spontanée. Une faible pression capillaire dans les fractures et une pression capillaire positive élevée dans les matrices rocheuses entraînent l'imbibition d'eau des matériaux dans la matrice. La pression capillaire est fonction de la structure des pores, des propriétés des fluides, de la mouillabilité et de la distribution des fluides. La distribution des fluides est contrôlée par la saturation et la mouillabilité des fluides. L'efficacité de l'imbibition capillaire dans les réservoirs fracturés est donc fortement influencée par la mouillabilité du système, alors que les réservoirs classiques sont souvent considérés comme humides.

La majorité des réservoirs de carbonate sont moins humides ou humides, et l'imbibition capillaire est supprimée ou absente. Dans ces réservoirs, l'eau s'écoulera principalement à travers le réseau de fractures plutôt que de s'imprégner dans la matrice, ce qui entraînera une percée précoce de l'eau et une faible récupération du pétrole. L'importance de la mouillabilité ne doit pas être sous-estimée, car la mouillabilité est le facteur de contrôle de l'imbibition dans les réservoirs fracturés. [13]

2.3. Saturation initiale en eau :

Il a été démontré que la saturation initiale en eau dans les systèmes huile-eau influence la récupération ultime du pétrole et le taux de récupération du pétrole pendant l'imbibition capillaire. Les taux d'imbibition diminuaient avec l'augmentation des IWS dans le grès de Berea fortement humide, alors qu'une tendance inverse a été rapportée pour les craies fortement humides. Un taux d'imbibition maximal pour la craie a été observé à 34% de IWS, attribué à l'effet net d'une pression capillaire réduite et d'un changement de perméabilité relative. La récupération était insensible aux IWS dans le grès de Berea, cependant, la récupération ultime a diminué avec l'augmentation des IWS dans la craie. La mouillabilité a également eu un impact sur les relations entre IWS et la récupération du pétrole. Dans des conditions fortement humides, les échantillons de craie fracturés ont montré une récupération légèrement diminuée avec une augmentation des IWS pendant les crues, mais la récupération a augmenté avec les IWS dans des conditions faiblement humides. Les mêmes observations ont été faites récemment dans du calcaire légèrement humide, où la récupération et le taux de récupération ont augmenté avec l'augmentation de la saturation initiale en eau. [13]

2.4. Taille du bloc de matrice :

La taille du bloc de matrice influence la récupération et les performances de l'imbibition spontanée dans les réservoirs fracturés. Les réservoirs intensément fracturés offrent une grande surface ouverte à l'imbibition et des taux de récupération élevés peuvent être obtenus même dans les réservoirs à faible perméabilité matricielle. [13]

La récupération par imbibition spontanée peut être considérablement moins efficace si les blocs de matrice sont grands et la surface ouverte à l'imbibition est petite. L'influence de la gravité est déterminée par la hauteur du bloc de matrice. Les blocs hauts favorisent des effets de gravité tels que l'imbibition à co-courant, où du pétrole est produit vers le haut du bloc de matrice.

2.5. Principes généraux et problèmes :

Le WATERFLOODING implique l'injection d'eau à travers un puits d'injection dans le réservoir et la production d'huile rincée à travers un puits de production. L'eau est injectée dans le réservoir pour deux raisons principales [14] :

- Augmenter la récupération de pétrole des réservoirs semi-épuisés et épuisés.
- Maintenir la pression dans les réservoirs neufs ou partiellement épuisés dans le but de maintenir le rythme de production.

Idéalement, l'eau injectée est censée balayer le pétrole du point d'injection vers le puits de production qui est produit à la surface. Mais en réalité, cela ne se produit pas si facilement. Le réservoir est hétérogène en termes de propriétés. Ces propriétés à forte hétérogénéité peuvent inclure la porosité, la perméabilité, la saturation, l'épaisseur, les fractures et les failles et les faciès rocheux.

Ainsi, l'eau injectée s'écoulera naturellement par les voies les plus faciles avec moins de résistance, qui sont des zones à haute perméabilité typiques et des fractures conductrices, de sorte qu'elle (l'eau injectée) contourne les pièges de pétrole et pénètre dans le puits de production. Ce phénomène réduit l'efficacité du procédé.

À ce stade, le processus est considéré comme non rentable. Malheureusement, en raison de la faible efficacité du balayage, seulement environ un tiers du pétrole d'origine en place est récupéré même en cas d'inondation d'eau. Des remèdes à une mauvaise efficacité de balayage ont été suggérés dans le passé [15], notamment :

2.6. Déplacement des huiles en places en injectant des surfactants :

Puisque le WATERFLOODING paraît inefficace à cause de l'huile résiduelle qui reste immobile à cause de certains paramètres, on injecte des surfactants. Ces derniers régissent par deux mécanismes :

2.6.1. Inversion de mouillabilité :

Les formations fracturées et humides mixtes ont généralement de faibles performances d'inondation car l'eau injectée a tendance à s'écouler dans les fractures et l'imbibition spontanée dans la matrice n'est pas très importante. Des tensioactifs ont été utilisés pour modifier la

mouillabilité dans le but d'augmenter la récupération du pétrole par une imbibition accrue de l'eau dans la roche matricielle.

L'effet de la mouillabilité sur la saturation résiduelle est basé sur l'emplacement et la distribution des fluides dans les pores de la roche. La phase de mouillage, occupant les petits pores et recouvrant les parois des pores plus grands, est immobile en raison des forces capillaires élevées. La phase non mouillante, qui est présente sous forme de globules dans les grands pores ou à travers plusieurs pores, est maintenue immobile par la tension interfaciale entre les deux phases. [16]

2.6.2. Réduction de la tension interfaciale :

L'huile résiduelle se présente sous la forme de globules immobiles répartis à travers les pores et les fractures de la roche. Les deux forces principales agissant sur ces globules immobiles sont les forces capillaires et les forces visqueuses. Le nombre capillaire est défini comme :

$$N_c = \frac{\mu_w \phi q}{\gamma_{o/w}} \quad (2.1)$$

N_c : nombre capillaire ; μ_w , q : viscosité et débit de l'eau ; $\gamma_{o/w}$: tension interfaciale entre l'huile et l'eau.

Si ce nombre augmente, l'efficacité du déplacement des huiles augmente. Il peut être augmenté soit en augmentant la viscosité de la phase aqueuse, soit en diminuant la tension interfaciale entre le pétrole brut et la saumure en utilisant un tensioactif approprié.

Une tension interfaciale ultra-faible entre les phases huileuse et saumure devrait être requise pour un écoulement facile des gouttes d'huile piégées, car elle réduit le travail de déformation nécessaire pour que les ganglions huileux se déplacent à travers les cols étroits des canaux de pores. [15]

2.6.3. Tensioactifs :

Ce sont des molécules possédant d'une part une partie lipophile constituée d'une ou plusieurs chaînes hydrocarbonées et d'autre part un groupement à caractère hydrophile (tête polaire). Sa caractéristique amphiphile lui confère la capacité d'altérer le comportement interfacial entre deux phases immiscibles en contact.

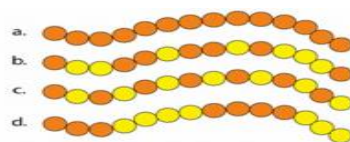
Pour la récupération assistée des hydrocarbures, les tensioactifs sont utilisés afin d'agir à l'échelle des pores en réduisant la tension interfaciale entre l'huile et l'eau. De ce fait, ils permettent d'augmenter fortement le nombre capillaire et donc d'améliorer le déplacement de l'huile dans la roche. L'utilisation des tensioactifs permet en particulier de déplacer l'huile résiduelle non déplacée par imbibition et d'atteindre une saturation en huile proche de zéro. [17]

2.6.4. Effet des surfactants sur la récupération du pétrole dans les réservoirs de pétrole :

Deux techniques sont appliquées pour injecter du surfactant dans des réservoirs, dont la première est connue sous le nom d'inondation de surfactant. Cette technique utilise des puits d'injection et de production séparés. L'amélioration de la récupération d'huile se produit en réduisant à la fois les forces interfaciales et capillaires dans la formation. L'inondation de surfactants réduira la saturation résiduelle en pétrole. Dans la deuxième technique, connue sous le nom de huff-n-puff, un seul puits est utilisé à la fois comme injecteur pour la solution de tensioactif et comme puits producteur. Généralement, les tensioactifs peuvent diminuer la saturation résiduelle en huile près du puits de forage. Lorsqu'ils sont appliqués dans des réservoirs de carbonate, les tensioactifs peuvent être absorbés dans la matrice de carbonate, ce qui modifiera favorablement la mouillabilité de la matrice au point où la récupération d'huile peut être améliorée. Tout d'abord, les surfactants sont injectés dans la formation à travers un seul puits. Ceci est suivi d'une période de trempage. La production à partir du même puits a alors lieu. [13]

2.7. Amélioration de l'efficacité de l'injection en utilisant les polymères :

Un polymère est une macromolécule obtenue par la répétition d'une unité constitutive comportant un groupement d'atomes appelées monomères reliés par des liaisons covalentes. Les polymères peuvent être linéaires (les chaînes), ramifiés ou tridimensionnels. Une chaîne polymère est caractérisée par son degré de polymérisation, qui est le nombre de motifs monomères la constituant, et par sa masse molaire, qui est le produit de la masse molaire d'un motif par le nombre de motifs.



(a. : homopolymère, b. : copolymère statistique, c. : copolymère alterné, d. : copolymère séquencé)



FIGURE 2.1 : Polymère linéaire, Polymère ramifié, polymère réticulé [18]

Ces larges molécules sont solubles dans l'eau à cause de la liaison hydrogène entre les molécules d'eau et la partie polaire du polymère.

Le choix d'un polymère se fait sur la base de son pouvoir viscosifiant, son coût et sa capacité à résister à différentes conditions physico-chimiques et à l'attaque de différents agents chimiques externes.

Parmi les polymères utilisés dans la récupération assistée on peut ressortir le xanthane et le polyacrylamide. Le xanthane est un biopolymère obtenu par fermentation microbienne de *xanthomascampestris* ; il s'agit d'un polysaccharide de masse molaire autour de 10^6 g/mol et il est considéré comme un polyélectrolyte rigide. Cela limite sa capacité à adopter certaines configurations. Cette rigidité lui procure une résistance à la dégradation mécanique et le maintien de la viscosité dans les gisements même si la salinité est élevée. En revanche le xanthane présente des inconvénients qui limitent son efficacité : colmatage des milieux poreux, dégradation thermique et microbienne.

Les polyacrylamides sont des polymères synthétiques formés obtenu par polymérisation de l'acrylamide ; c'est un gel hautement absorbant. Sous forme de poudre, il se dilue dans l'eau pour former un gel visqueux.

[12].

2.7.1. Applications des polymères :

2.7.1.1. Contrôle de mobilité :

La fonction de chaque polymère hydrosoluble dans ENHANCED OIL RECOVERY est d'augmenter la viscosité de l'eau injectée et diminuer la perméabilité relative de l'eau dans la formation, si le mouvement de l'eau est ralenti par rapport à l'huile alors le déplacement de cette dernière sera augmenté. [15]

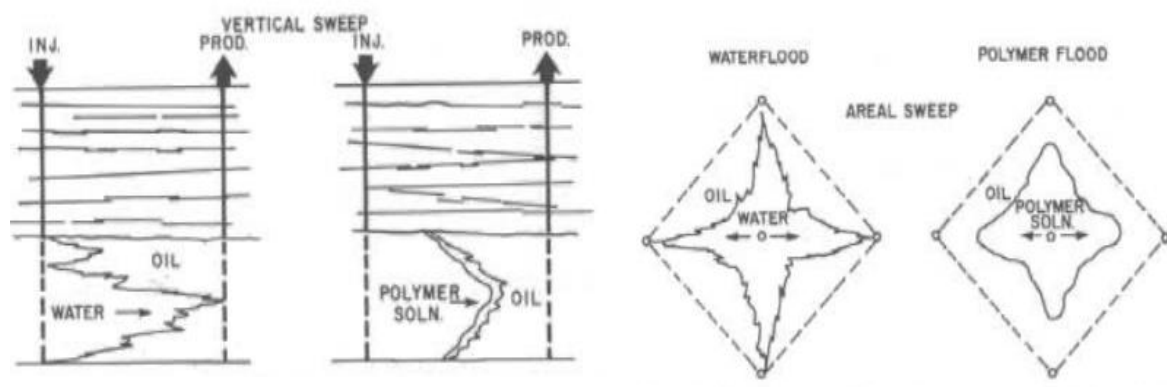


FIGURE 2.2 : schémas représentant le contrôle de mobilité par une solution polymère. [15]

2.7.1.2. Modification du profil :

Dans les zones où la présence des fractures et des zones à haute perméabilité, l'utilisation des gels polymères est nécessaire afin de réduire la perméabilité de ces zones et permet à l'eau de balayer les endroits moins perméables, cela sert à augmenter l'efficacité de WATERFLOOD.

[15]

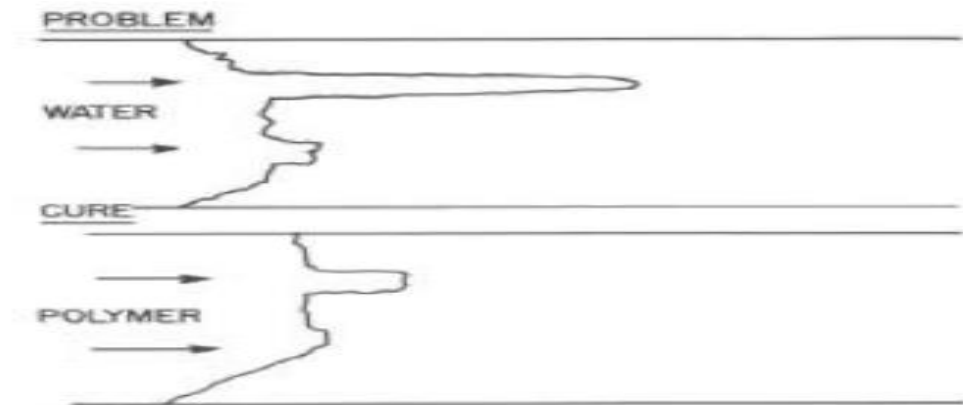


FIGURE 2.3 : Schéma représentant la modification du profil. [15]

La viscosité de la solution est améliorée par la réaction du polymère avec un agent gélifiant (souvent un ion métallique ou composant organique), cette réaction crée un gel 3D qui sera injecté dans la formation par la suite.

2.7.2. Polyacrylamide PAM :

C'est le plus important. Il est utilisé pour le contrôle de mobilité et la modification du profil.

2.7.2.1. Polymérisation du Polyacrylamide :

Les polyacrylamides sont des polymères à chaîne flexible qui ont de hautes masses moléculaires, autour de 20 106 g/mol, qui donnent des solutions très visqueuses. Une fraction de l'acrylamide peut être hydrolysée pour produire de l'acide acrylique ce qui fait que sa viscosité diminue dans l'eau salée. [12]

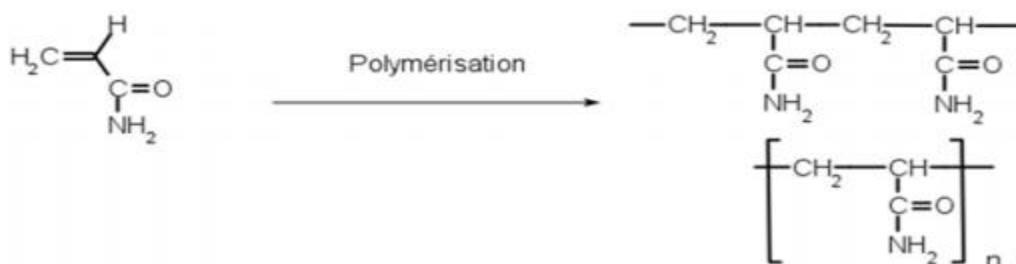


Figure 2.4 : Polymérisation de l'acrylamide. [12]

Malgré un certain nombre d'inconvénients, liés en partie à la nature flexible de leur chaîne, comme leur dégradation mécanique, perte de viscosité en présence de sel (divalent en particulier), les polyacrylamides sont les polymères les plus utilisés dans les opérations de RAP.

2.7.2.2. Caractéristiques du polyacrylamide :

L'acrylamide (monomère) est de couleur blanche, inodore, cristallin, avec un point de fusion de 84,5°C à pression atmosphérique, il est soluble dans des solvants polaires comme par exemple l'acétone, l'acétonitrile, et l'eau. L'acrylamide peut être hydrolysé pour produire de l'acide acrylique, cela a lieu par traitement du polyacrylamide avec une base ou un acide fort. Lorsque seulement une partie des groupes amides sont substitués par des groupes carboxyles l'hydrolyse est dite partielle, en formant le polyacrylamide hydrolysé HPAM. Cette hydrolyse provoque une augmentation de son pouvoir viscosifiant dans l'eau mais dépend de l'effet de la salinité de l'eau.

La viscosité est un des paramètres caractérisant l'écoulement des solutions polymériques, par conséquent une bonne caractérisation du comportement rhéologique du polymère est indispensable pour estimer la performance de la production dans les applications de la RAP.

Le pouvoir viscosifiant du HPAM est dû à sa masse et aux forces répulsives des charges négatives du groupe acide acrylique en tendant à l'extension des chaînes de polymère. Grâce à cette propriété le HPAM peut être utilisé à faible concentration pour obtenir des valeurs élevées de viscosité.

La réticulation d'une chaîne de polymère permet de jouer sur les propriétés physiques en augmentant la masse moléculaire et en restreignant la mobilité des chaînes. [12]

2.7.2.3. Propriétés rhéologiques des polymères hors milieu poreux :

Sur une large gamme de taux de cisaillement, le polyacrylamide présente un comportement non-newtonien. Pour les faibles taux de cisaillement les solutions montrent un plateau newtonien où la viscosité est constante, suivi d'une diminution de la viscosité pour de plus forts taux de cisaillement.

On considère un bon solvant lorsque les interactions polymère/solvant sont favorisées (les chaînes de polymère sont gonflées par le solvant), un mauvais solvant lorsque les interactions polymère/polymère sont favorisées et les chaînes de polymère s'effondrent sur elles-mêmes et on considère un solvant θ lorsqu'il est indifférent entre les interactions polymère/solvant et polymère/polymère.

Si un matériau polymérique se dissout dans un solvant, c'est que les interactions attractives (en général de type de Van der Waals) entre les monomères et les molécules de solvant sont plus fortes que les interactions attractives entre monomères qui assuraient la

cohésion du matériau massif. Dans un bon solvant, les contacts entre monomères sont donc énergétiquement défavorables. Cet effet engendre une interaction effective dite de volume exclu entre les monomères : deux monomères ne peuvent pas se trouver dans un même voisinage en même temps.

2.7.2.4. Dégradation du polymère :

Lors de l'injection de polymère pour la RAP on peut observer une perte des propriétés viscoélastiques des solutions due aux conditions physico-chimiques. Plusieurs facteurs ont une influence sur la dégradation du polymère. [15]

La dégradation chimique est associée à la réactivité du groupe amide. Par ailleurs l'hydrolyse du polyacrylamide est aussi dépendante des conditions de pH, de la présence de radicaux libres (Fe^{2+} et Fe^{3+}) qui est aussi responsable de la précipitation en conditions aérobies. Il est très important d'éviter la présence de fer et par conséquent la formation d'oxyde de fer. La quantité d'oxygène et la présence d'ions divalents (Mg^{2+} et Ca^{2+}) et monovalents (Na^+) peuvent aussi influencer la précipitation du HPAM. L'absence d'oxygène dans la solution de polymère augmente la stabilité du HPAM au-delà de 120 °C pour une durée de plus de 200 jours. [15]

2.7.2.6. Résistance à la biodégradation :

Deux préoccupations principales avec le PAM dans l'EOR sont la biodégradation lors de l'application sur le terrain, et le sort du polymère résidu après injection. Souvent des biocides sont utilisés pour retarder l'action bactérienne. L'acroléine et le glutaraldehyde peuvent provoquer une dégradation importante du polymère dans les solutions contenant de l'oxygène. Le formaldéhyde peut servir de stabilisant pour le PAM lorsque O_2 est présent. [15]

Pour le choix d'un processus du EOR, d'abord on doit obtenir certaines informations au laboratoire :

- Les propriétés d'écoulement dans le milieu poreux.
- L'interaction entre le polymère et les carottes.
- Dégradation hydrodynamique.
- Et les caractéristiques de la solution dans les conditions du réservoir.

Les propriétés rhéologiques de la solution de PAM sont très sensibles à la façon dont elle est préparée, différents schémas de préparation peuvent souvent conduire à des solutions ayant des propriétés différentes, en particulier lorsque le cisaillement est introduit dans le processus de solution, le cisaillement d'une solution de polymère abaisse généralement le poids moléculaire moyen et modifie la distribution du poids moléculaires [12]

2.7.2.6. Propriétés de la solution :

Les caractéristiques rhéologiques des fluides injectés sont affectées par les propriétés d'équilibre d'un polymère soluble, la viscosité a une relation directe avec la taille moyenne du polymère, elle dépend du degré de polymérisation, pH, température...etc. Plus la molécule est grosse, plus elle est effective pour augmenter la viscosité de la solution. [12]

Effet de la concentration du polymère : La viscosité de la solution peut augmenter avec l'augmentation de la concentration du polymère.

Effet de polyélectrolyte : Le squelette polymère chargé négativement se repousse en raison des interactions coulombiens. Cette répulsion provoque l'expansion de la chaîne polymère. Dans une solution dans laquelle des contre ions libres sont disponibles, l'expansion est réduite à un arbre, le résultat est une diminution de la charge effective du polymère et une viscosité plus faible. En général, plus la concentration en sel est élevée, plus la viscosité est faible. [15]

2.7.2.7. Facteurs influençant sur l'écoulement : [19]

- La rétention diminue la perméabilité du milieu.
- La dégradation abaisse la viscosité de la solution.
- Le profil de la vitesse et le stress hydrodynamique sont difficiles à obtenir à cause de la complexité de la structure du milieu.

2.7.2.8. Gels de polymère :

Les gels de polymère sont des solutions de polymère réticulés de grande structure moléculaire qui empêchent la pénétration dans la matrice de roche poreuse et ne se propagent qu'à travers des fractures pour réduire leur perméabilité. Les gels polymères sont des fluides non newtoniens avec une haute résistance à l'écoulement et ont été mis en œuvre avec succès pour l'arrêt de l'eau dans plusieurs champs producteurs de pétrole. Des gels polymères ont également été étudiés pour réduire la canalisation dans les réservoirs naturellement fracturés, détournant ainsi les fluides d'injection vers des zones non balayées. [20]

Le traitement au gel est plus efficace lorsque les fractures sont alignées avec la direction de l'écoulement entre l'injecteur et le producteur. Une résistance accrue à l'écoulement peut favoriser les forces visqueuses à travers le réseau de fracture et permettre un degré plus élevé d'inondation visqueuse si l'injection de gel est suivie d'une injection d'eau.

Les gels de polymère ne peuvent pas être injectés profondément dans les réservoirs en raison de leur viscosité. Par conséquent, les gels sont souvent injectés avant le processus de

gélification sous forme de gélifiant moins visqueux. Lorsque le gélifiant progresse dans un réservoir, la température augmente, initiant ainsi le processus de gélification où le gélifiant se forme en gel. À mesure que le gel se forme, il devient essentiellement immobile. Dans l'état actuel de la technique, les gélifiants ont des temps de gélification relativement courts (heures). Cela limite la pénétration en profondeur du gel polymère, car le gel formé est immobile à toutes fins pratiques. Récemment, a présenté l'utilisation de nanoparticules complexes de polyélectrolytes pour piéger et contrôler la libération d'agent de réticulation et augmenter efficacement le temps de gélification des gels polymères de 30 minutes à plusieurs jours.

Les polyacrylamides sont connus pour former des gels en présence d'ions Cr^{+3} . Le procédé implique la réduction de Cr^{+6} en Cr^{+3} avec un agent réducteur tel que le bisulfite de sodium ou la thiourée. Lorsque Cr^{+6} est réduit en Cr^{+3} , l'ion chrome trivalent et le polymère réagissent lentement pour former une structure de gel 3D. Le mécanisme par lequel le polyacrylamide ou le polyacrylamide partiellement hydrolysé forme des gels en présence d'ions métalliques n'est pas bien compris. Une idée est que Cr^{+3} , sert d'agent de réticulation entre les molécules de polyacrylamide. Une autre suggestion est que Cr^{+3} forme une dispersion stable dans la solution de polymère, résultant en un liquide très visqueux ou un gel. [20]

Le temps de gélification diminue à la fois avec l'augmentation de la concentration de polymère et avec l'augmentation de Cr^{+6} et la réduction des concentrations d'agent.

Il y a également eu des tentatives pour contrôler le temps de gélification et la stabilité du produit en ajoutant des agents retardés tels que le malonate, le salicylate, les acides, etc.... Néanmoins, les références de mise en œuvre des gels Cr^{3+} / Polyacrylamide pour la fermeture de l'eau dans les puits fracturés à haute température étaient difficiles à trouver s'il y en avait. Des gels de polyacrylamide contenant des agents de réticulation organiques ont été décrits et appliqués depuis quelques années. Par le mécanisme proposé de formulation de gel, nous pouvons nous attendre à plus de possibilités d'obtenir des gels de polyacrylamide stables thermiquement et chimiquement réticulés avec des agents organiques.

- Les gels inorganiques ont réussi à contrôler la production d'eau dans les réservoirs naturellement fracturés.
- L'application de ces gels, associée à des gels de silicate, est une alternative intéressante lors du traitement de réservoirs à haute température.

- La faible viscosité de ces gels garantit une pénétration élevée, efficace lors du traitement de l'eau connée.
- Les gels inorganiques sont efficaces pour couper les intervalles de production d'eau.

2.7.2.9. L'emplacement souhaité du gel :

Où placer un gel dans un système fracturé ? Considérons un puits d'injection fracturé, comme le montre la figure 2.5. La fracture peut s'étendre en partie ou tout le chemin entre le puits d'injection et un puits de production à proximité. En raison de son orientation et de sa conductivité, cette fracture réduit considérablement l'efficacité du balayage. Pour améliorer l'efficacité du balayage dans un scénario idéalisé, un gel remplirait complètement la fracture et annulerait efficacement l'existence de la fracture. Ce scénario augmenterait l'efficacité du balayage mais réduirait considérablement l'injectivité. La perte d'injectivité associée à la fermeture complète de la fracture peut ne pas être acceptable. [19]

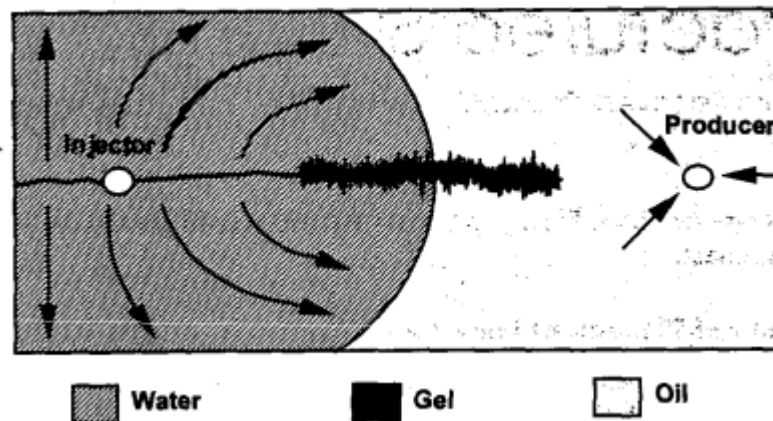


FIGURE 2.5: L'emplacement du gel dans les réservoirs fracturés [19]

En théorie, une haute injectivité pourrait être maintenue et l'efficacité du balayage pourrait être améliorée si le gel pouvait être placé aux emplacements appropriés dans la fracture. Dans les puits d'injection fracturés, nous préférierions boucher la fracture loin du puits de forage plutôt que près du puits de forage. La partie de la fracture la plus éloignée du puits de forage est la plus susceptible de permettre au fluide injecté (par exemple, l'eau) de contourner le pétrole. Ainsi, le branchement de cette pièce est le plus susceptible d'améliorer l'efficacité du balayage. De plus, si la partie proche du puits de la fracture reste ouverte à l'écoulement, alors l'injectivité

pourrait rester relativement élevée. Des arguments similaires s'appliquent aux puits de production fracturés.

Dans les réservoirs stratifiés où la fracture coupe plusieurs strates, nous préférons le gel pour boucher ou restreindre l'écoulement dans les zones saturées d'eau plus que dans les zones pétrolifères. Cependant, pour les puits d'injection, on pourrait soutenir que la réduction de la conductivité de la fracture est plus importante que le colmatage sélectif de la matrice des différentes strates adjacentes à la matrice. [19]

2.7.2.10. Barrières limitant l'application du gel polymère :

Les barrières techniques qui limitent actuellement l'application de gels polymères réticulés ou réduisent la fiabilité de tels traitements comprennent :

- La stabilité limitée des gels polymères à haute température (> 90 °C), en particulier en présence de cations divalents.
- Les possibilités limitées de retarder la gélification, notamment au moyen d'une chimie respectueuse de l'environnement.
- La compréhension limitée des caractéristiques cinétiques de la réaction de gélification, qui empêche une prédiction précise du moment et de l'endroit où la gélification se produira dans un réservoir.

Chapitre 03
Application expérimentale

3. Les gisements de Ledjmet :

3.1. Situation géographique : Les gisements de Ledjmet de la société [SH-FCP] (SONATRACH-First Calgary petroleum) sont situés dans le bassin de BERKINE. Ils sont environ à 220 km au sud-est de Hassi Messaoud (Ouargla) et à 1000 km au sud-est d'Alger, exploités par le groupement italien ENI « Ente Nazionale Idrocarburi » et la société nationale SONATRACH [09]. La figure 3.1 représente la localisation géographique des gisements de Ledjmet :

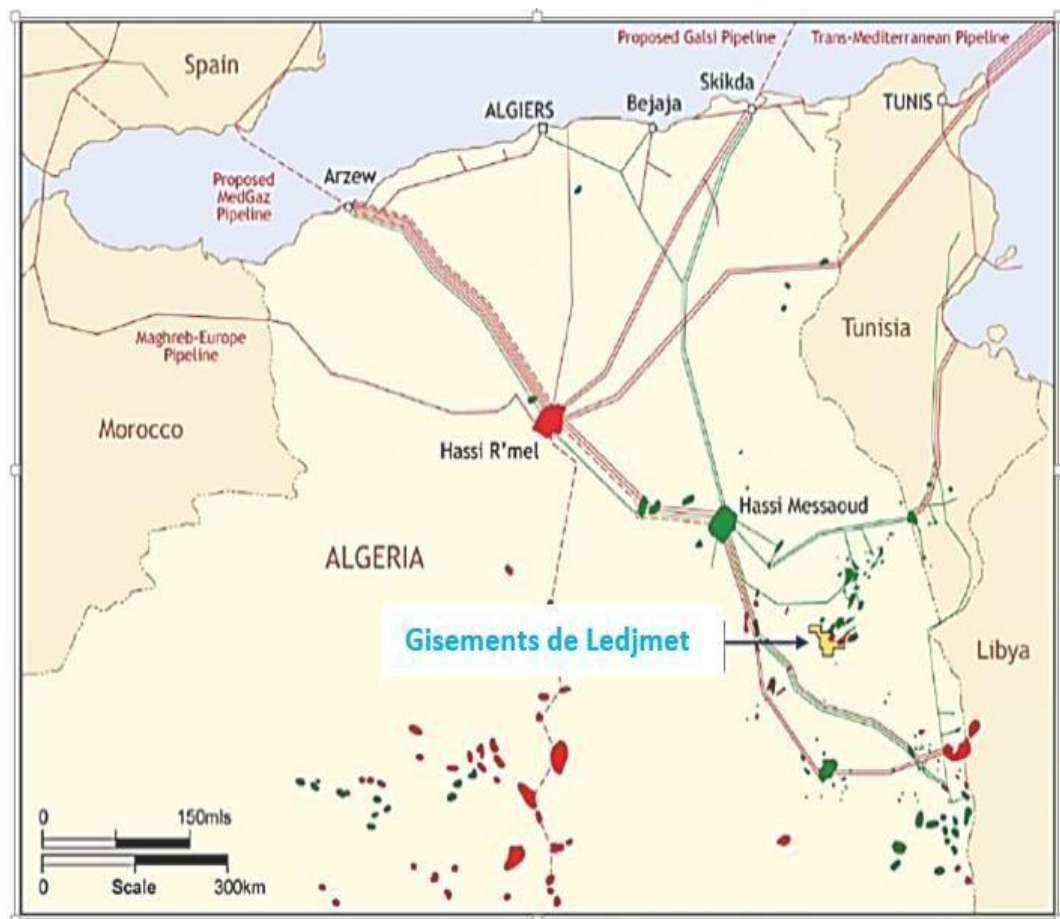


Figure 3.1: Location géographique du champ Ledjmet [21]

3.2. Historique du champ [21] :

- Octobre 2001 : signature de contrat d'exploration et de recherche.
- En 2002 : interprétation de 110 de données sismiques 3D couvrant la structure MLE (Menzel Ledjmet East), le premier puits foré et testé est le puits du gaz à condensat MLE-2.
- Forages forés pendant la phase d'exploration : 28 puits (5 sur MLE et 23 sur CAFC).
- Soumission MLE FDR : Octobre 2006.

- Résultat d'enchère MLE EPC : 10 décembre 2008 "Saipem" avec 1750 M \$.
- Soumission FDR du CAFC (Central Area Field Complex) : 24 décembre 2008.
- En 11 février 2007 : ALNAFT fait l'approbation du développement sur le terrain du MLE.
- Contrat de forage : 26 janvier 2009 - décerné à Saipem (2 Rigs).
- Mise en route du développement du sous-sol CAFC : 26 avril 2009 - MZLN7 c'est le premier puits.
- 22 mars 2009 : ALNAFT fait l'approbation du développement sur le terrain du CAFC.

3.3. Projet de développement (Block 405b) MLE-CAFC [22] : Les gisements de Ledjmet se divisent en deux régions principales :

1. MLE (Menzel Ledjmet East) :

- 24 puits (18 nouveaux et 6 déjà existants dans la phase d'exploration).

2. CAFC (Central Area Field Complex):

- 73 puits (43 nouveaux ajoutés à 30 déjà existants),
- 24 puits producteurs de l'huile ajoutés à 11 existants,
- 7 puits producteurs de gaz ajoutés à 17 puits existants,
- 3 puits d'injection d'eau.
- 4 puits injecteurs du gaz (2 nouveaux puits et deux déjà existants) et 3 nouveaux fournisseurs d'eau pour l'injection.

3. Les principaux réservoirs des champs MLE et CAFC [22] : Les deux régions MLE et CAFC se caractérisent par différents réservoirs résumés dans la figure 3.2 ci-dessous :

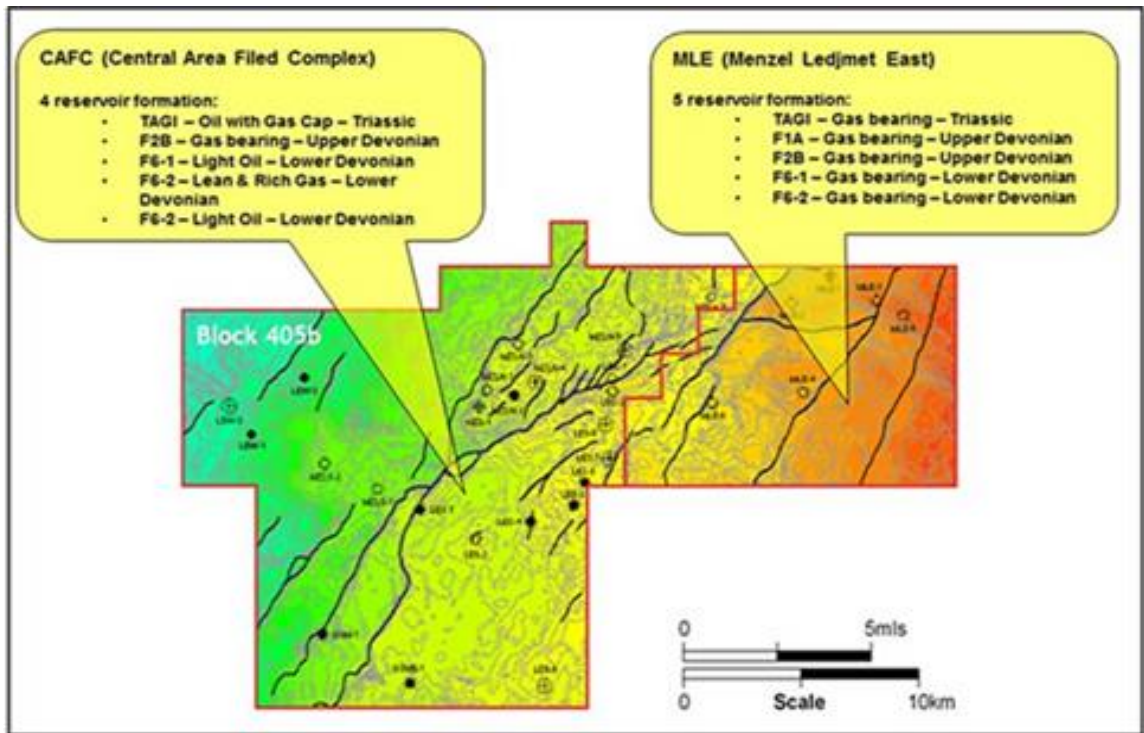


Figure 3.2: Les principaux réservoirs des régions CAFC & MLE [22]

3.4. La séquence stratigraphique des gisements Ledjmet [21] :

Période	Formation	Lithologieùm*!	TOP(m)			Epaisseur (m)
			MD	TVD	SSL	
Triasique	Trias-argileux TAGI	SH avec SS	3405	3404.7	-3151.7	54.9
	Trias-carbonate	SS-SH avec DO	3466.1	3459.6	-3206.6	39.5
	TAGI Seq 3	SS avec SH	3499.7	3499.1	-3246.1	24.9
	TAGI Seq 2	SH avec SS	3545.4	3544.8	-3271	20.8
Dévonien	Saturnien F2-B	SH avec SS	3545.4	3544.8	-3291.8	6.3
	Famenien	SH avec (SS-SILM)	3551.8	3551.1	-3298.1	287.8
	Schiste famenien	SH avec LM et (SI-SS)	3889.7	3838.9	-3585.9	110.9
	Givetien	SH avec LM	3954.6	3949.8	-3696.8	86.9
	Emsien Mkr	SH avec (LM- SI)	4054.2	4036.7	-3783.7	39.8
	Emsien	SH avec SI et LM	4112.3	4076.5	-3823.5	59.2
	Siegénien F6-1	SS avec SH et SI	4262.4	4135.7	-3882.7	44.5
	Siegénien F6-1 inf.	SS avec SH	4481.3	4185.2	-3932.2	12.1

Tableau 3.1 : La lithostratigraphie et chronostratigraphie de CAFC [22].

SS: Sandstone, SH: shale, SI: silt, LM: limestone, DO: dolomite. MD: measured depth, TVD: total vertical depth, TD: total depth, SSL: sub sea level, F6-1: field 6-1, F2-B: field 2-B).

Nous nous intéressons dans notre travail sur la caractérisation du réservoir F6-1. La stratigraphie de ce dernier est résumée dans le tableau 3.1 et la figure 3.3.

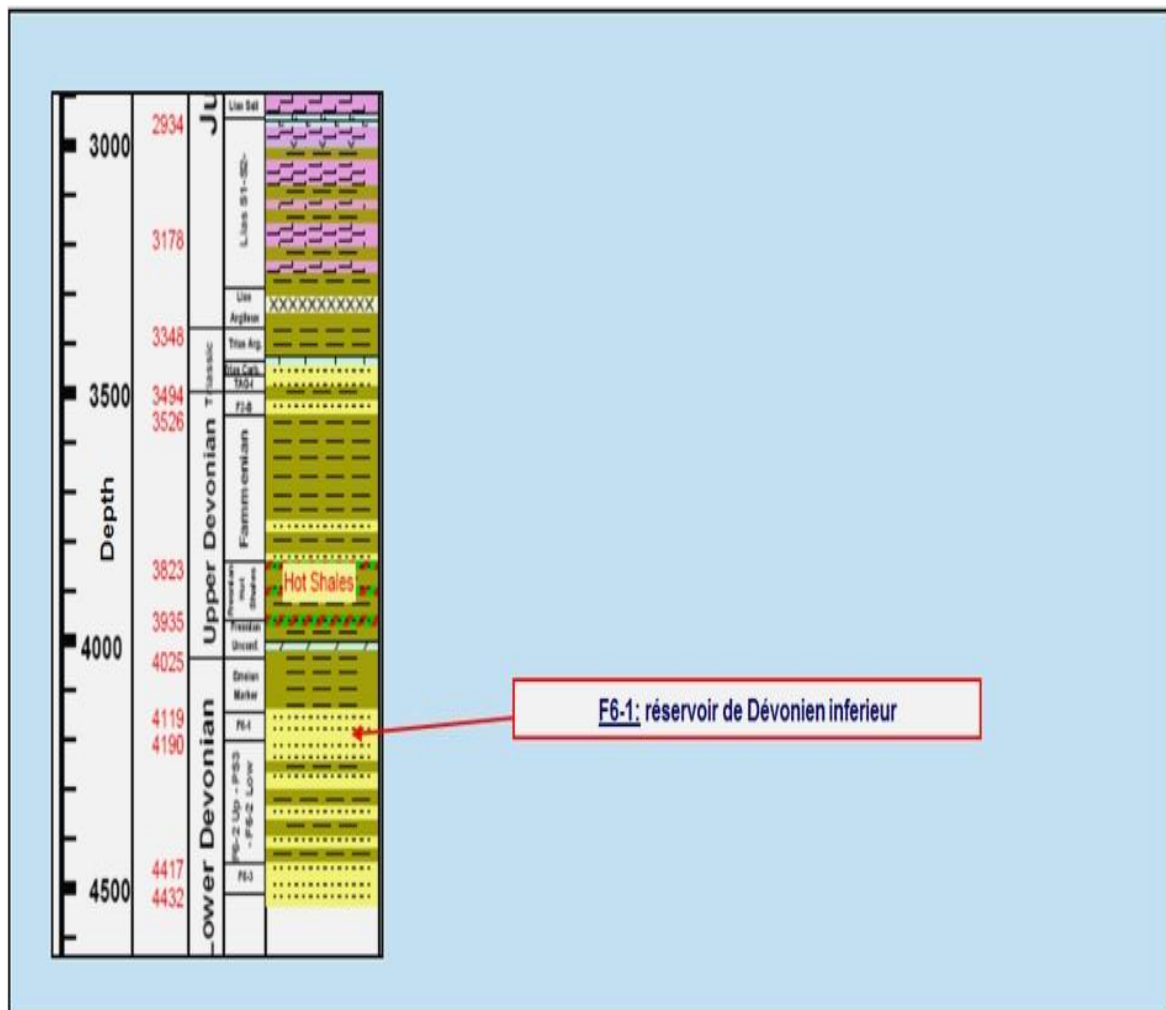


Figure 3.3: Le réservoir F6-1 du dévonien inférieur [22].

3.5. Aspect lithologique de La formation F6-1 :

La formation siegénienne F6-1 se manifeste comme un bloc constitué de grés schisteux avec des différentes traces de (siltstone) et d'argile. Les roches de cette formation sont compactes avec des ciments et des minéraux argileux, surtout les kaolinites et des ciments de silice disséminés.

3.6. Aspect sédimentologique et pétrographique du réservoir F6-1 :

Le réservoir F6-1 est situé dans le DEVONIEN inférieur ou le SIEGENIEN (entre 419 et 393 millions d'années). Le milieu de dépôt de F6-1 est un milieu marin peu profond. C'est une formation sableuse formée par des courants de mer (marées basses) (formation tidale) faisant partie d'un sable mélangé et d'une marée de boue plat avec des zones d'entrée fluviale / estuarienne (chenaux et tidaux), (figure 3.4).

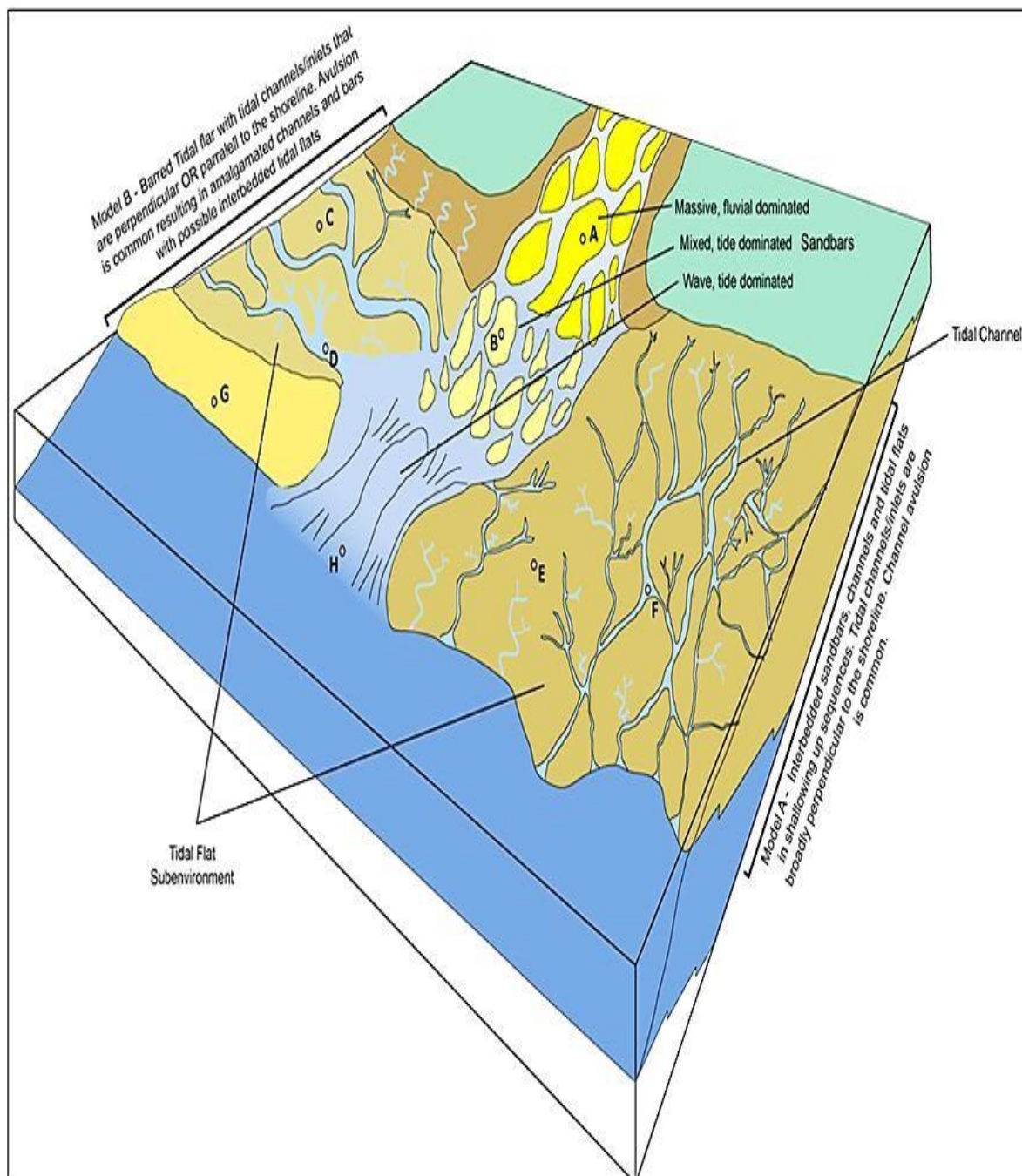


Figure 3.4 : Schéma du modèle de dépôt de f6-1[22].

3.7. Caractérisation du réservoir F6-1

3.7.1 Description des carottes :

Description et Interprétation visuelle des résultats des carottes : La figure 3.5 ci-dessous montre la présence des fractures naturelles dans le réservoir F6-1. Nous pouvons distinguer deux types des fractures naturelles : Les fractures fermées : sont des fractures colmatées, remplies de colmatants comme :

- a- L'argile : les fractures présentes sont remplies par des fillo-silicates. Les principaux ciments argileux sont la kaolinite et l'illite.
- b- La silice : elle colmate généralement les fractures fines représentées par des grains de quartz caractérisés par des tailles microscopiques.

Les fractures partiellement ouvertes (partiellement colmatées) : ce sont des fractures interférentes habituellement les carottes des sédiments grossiers.

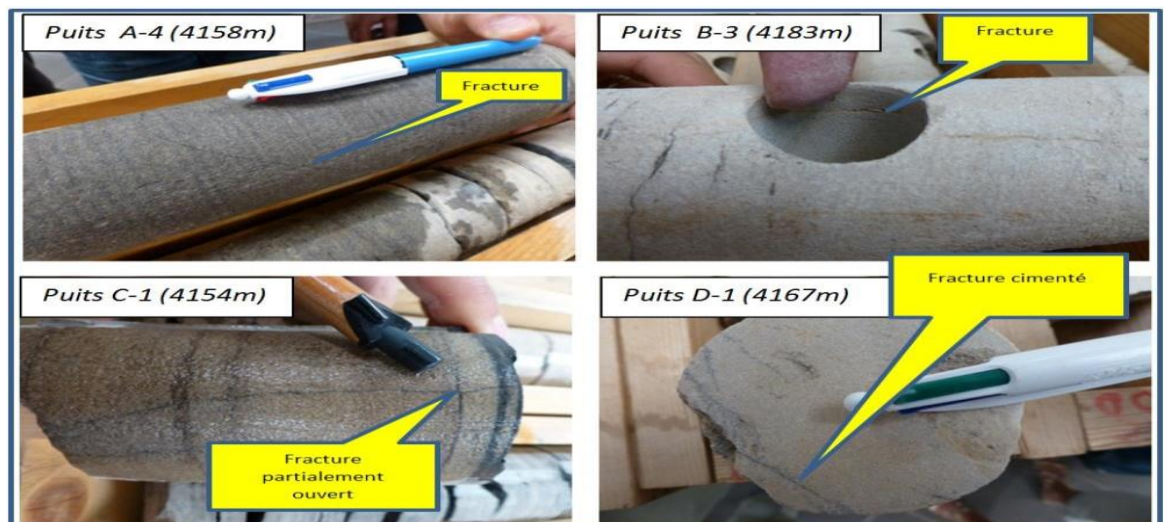


Figure 3.5 : Fractures interférents le réservoir (F6-1) sous pression. [22]

Les observations visuelles des carottes des puits nous renseignent sur la présence des fractures naturelles fermées et partiellement ouvertes avec la dominance des fractures fermées.

3.7.2. Caractérisation pétrophysique : Les informations tirées à travers la description visuelle des carottes des puits de forage sont indispensables pour l'analyse quantitative des qualités pétrophysiques d'un réservoir.

Analyse des carottes : d'après la description des carottes, on peut déterminer les paramètres pétrophysiques principaux de la formation F6-1 dans le tableau 3.2 suivant. [22]

Puits	A-1	A-4	B-1	B-3	C-1	D-1
Ø (%)	8.50	9.58	11.52	8.43	8.39	9.71
K (md)	0.019	0.28	1.60	.0087	0.0061	1.17

Tableau 3.2 : Les propriétés pétrophysiques de certaines roches de puits du réservoir F6-1 à partir de l'analyse des carottes. [22]

L'analyse des logs diagraphiques : Pour évaluer les paramètres et les qualités pétrophysiques du réservoir F6-1 par les analyses diagraphiques, nous avons pu exploiter les données de six puits A-1, A-3, B-1, B-4, D1 et D-2 interceptant ce réservoir avec :

- 1. Depth-top et depth-base (m) :** représentent respectivement le sommet et la base du réservoir.
- 2. Epaisseur (m) :** l'épaisseur ici désigne l'épaisseur totale du réservoir.
- 3. Net-épaisseur (m) :** c'est l'épaisseur du réservoir dans lequel la porosité et la perméabilité sont connues ou supposées être suffisamment élevées pour que l'intervalle soit capable de produire des hydrocarbures (pétrole et/ou gaz).
- 4. Ø₁ (%) :** c'est la porosité intermatricielle intergranulaire primaire, obtenue lors de la sédimentation et la genèse des formations. Elle dépend de la nature et la granulométrie des roches, ainsi que l'environnement de dépôt.
- 5. Ø₂ (%) :** la porosité secondaire ou la porosité des fractures définit comme la porosité inter granulaire qui provient des contraintes mécaniques ou thermiques subies par la roche au cours des âges géologiques. Elle régit fortement les capacités de stockage des fractures, généralement significativement inférieure à celle de la matrice environnante.
- 6. Ø_t (%) :** Désigne la somme des deux porosités primaire et secondaire. Elle représente le rapport du volume total des pores au volume total de la roche.
- 7. Ø_e (%) :** c'est la porosité intermatricielle vraie de la formation. Elle caractérise le réseau de pores où le fluide (que ce soit hydrocarbures ou eau) circule et est récupérable. Elle représente le rapport du volume utile des pores au volume total de la roche.
- 8. K (md) :** Elle est définie comme la capacité de ce milieu à laisser véhiculer un fluide entre ses pores et ses vides. Elle est exprimée en darcy.
- 9. V_{sh} (%) :** Représente la quantité présente d'argiles dans la formation. Sa détermination est très importante dans l'interprétation des diagraphies. Elle permet d'identifier si le

réservoir est argileux ou propre, et ainsi de corriger les paramètres pétrophysiques de l'effet de l'argilosité.

10. S_w (%) : C'est le volume occupé par le fluide (l'eau) au volume total des pores, elle sert à la caractérisation d'un réservoir pétrolier afin de quantifier la saturation en hydrocarbures en place S_h .

11. S_h (%) : C'est la quantité ou le volume occupé par le fluide (huile et/ou gaz) existant dans le réservoir ou c'est la partie utile de la roche occupée par les hydrocarbures. Elle est donnée par la relation $S_h = 1 - S_w$.

Le tableau 3.3 synthétise les différents paramètres pétrophysiques calculés par l'intermédiaire d'un logiciel « Geolog Paradigm » pour chaque puits en prenant en considération les caractéristiques suivantes : $V_{shcut-off} (\%) \leq 50 \%$; $S_{wcut-off} (\%) \leq 50 \%$; $\phi_{cut-off} (\%) \geq 8 \%$. [23]

Puits	A-1	A-3	B-1	B-4	D-1	D-2
Depth-top (m)	4130.34	4161.45	4047.56	4163.50	4119.57	4129.19
Depth-base (m)	4201.50	4236.40	4112.30	4231.46	4205.92	4213.22
Épaisseur (m)	71.16	74.95	64.74	67.96	86.35	84.03
Net épaisseur(m)	1.83	13.13	9.24	16.53	17.94	6.45
$\phi_1(\%)$	9.10	7.10	6.50	8.60	9.70	6.70
$\phi_2(\%)$	0.70	2.40	4.80	3.70	0.90	3.30
$\phi_t(\%)$	9.80	9.50	11.3	12.3	10.6	10
$\phi_e(\%)$	8.30	9.40	10.21	11.17	9.32	8.49
$K_{am}(md)$	0.007	0.18	0.11	5.03	1.00	0.28
$K_{geo}(md)$	0.004	0.115	0.0095	0.80	0.45	0.24
$V_{sh}(\%)$	24.42	9.30	20.53	31.71	22.75	26.14
$S_w(\%)$	31.50	26.10	18.60	24.09	26.26	30.90
$S_h(\%)$	78.50	73.90	81.40	75.91	73.74	69.10

Tableau 3.3 : Les propriétés pétrophysiques de certains puits du réservoir F6-1 à partir de l'analyse des logs diagraphiques. [23]

Avec K_{am} et K_{geo} : représentent successivement la perméabilité arithmétique et la perméabilité géométrique.

L'analyse des données dans le tableau 3.3 nous permet de remarquer que :

- La porosité et la perméabilité de la matrice sont faibles,
- L'existence d'une porosité secondaire.

Les faibles porosités et perméabilités de la matrice ainsi que la présence d'une porosité secondaire montrent que le réservoir F6-1 est une formation compacte naturellement fracturée (Tight Naturally Fractured Formation).

3.7.3. Caractérisation géomécanique :

Détermination des propriétés géomécaniques des roches formant F6-1 : Les paramètres mécaniques intrinsèques des roches du réservoir F6-1 sont déterminés à partir des carottes des forages D-1 et C-1.

a) Pour le puits D-1 : La figure 3.6 représente une carotte du forage D-1 de la formation F6-1 :



Figure 3.6 : Carotte du puits d-1[22].

La figure 3.7 illustre la mesure des caractéristiques mécaniques intrinsèques des roches au laboratoire en prenant trois échantillons (plugs) des carottes de forage D-1 :



Figure 3.7 : Les échantillons des carottes prélevés du puits D-1[22].

Les échantillons ci-dessus sont placés dans un appareil de test en appliquant deux contraintes sur ces échantillons, l'une radiale constante (force de confinement) et l'autre axiale variable. La réponse à ces contraintes, comme le montre les figures 3.8, 3.9 et 3.10.

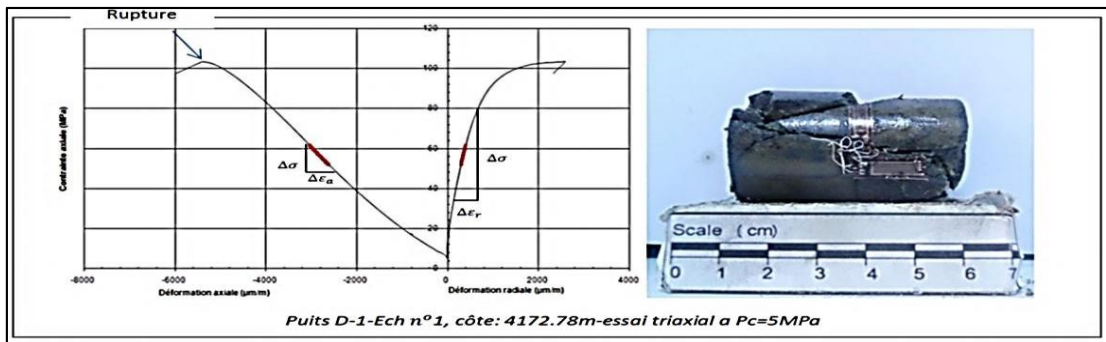


Figure 3.8 : L'échantillon 1 du puits d-1 a Pc=5 mpa [22].

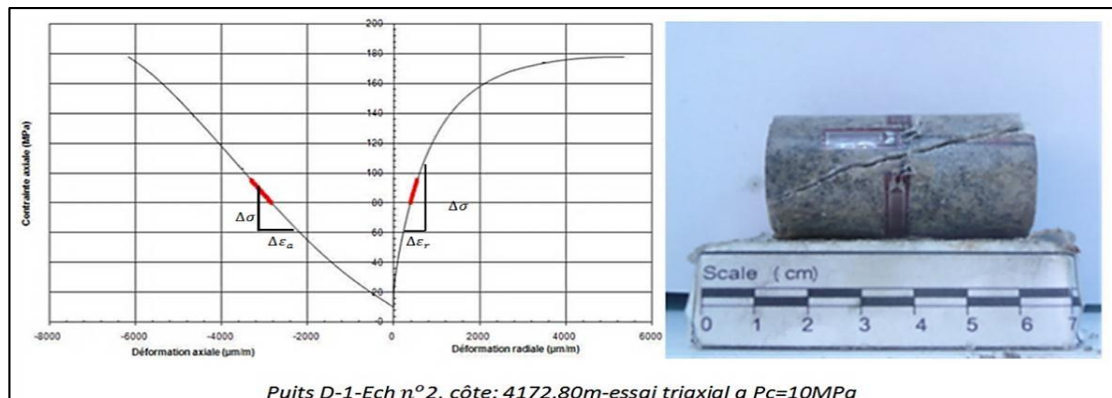


Figure 3.9 : L'échantillon 2 du puits d-1 a Pc=10 mpa [22].

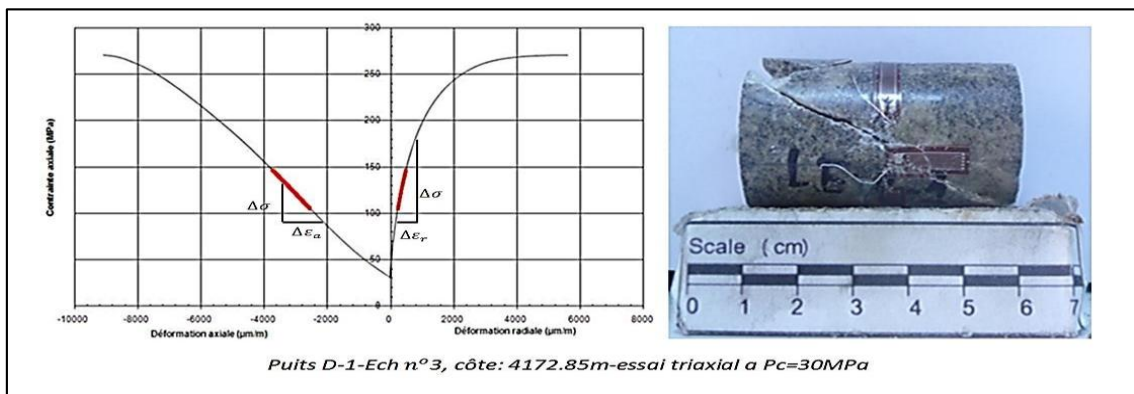


Figure 3.10 : L'échantillon 3 du puits d-1 a Pc=30 mpa [22].

Pour le puits C-1 : La figure 3.11 montre les échantillons des carottes prélevés du forage D-1 :

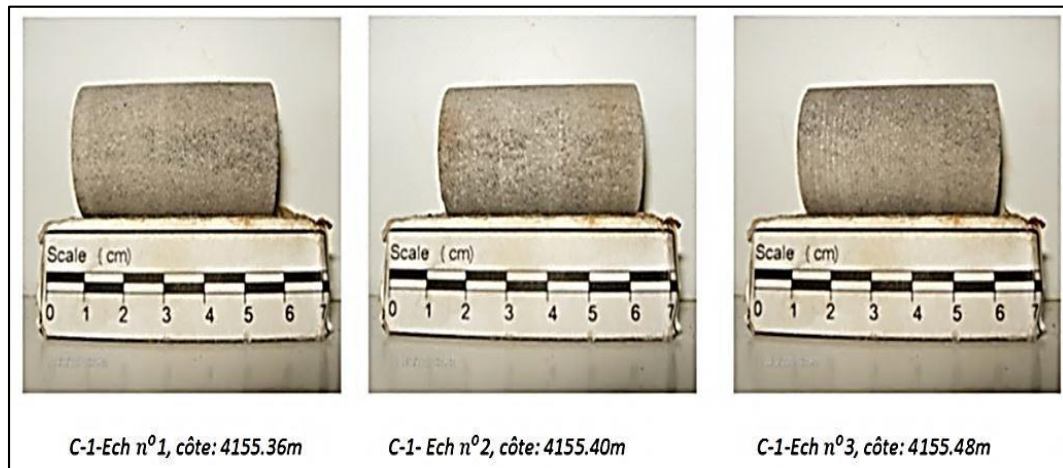


Figure 3.11 : Les échantillons des carottes prélevés du puits d-1[22].

Les enregistrements des deux contraintes axiale et radiale sont représentées sur les figures 3.12, 3.13 et 3.14. Les résultats des tests sont résumés dans le tableau 3.4.

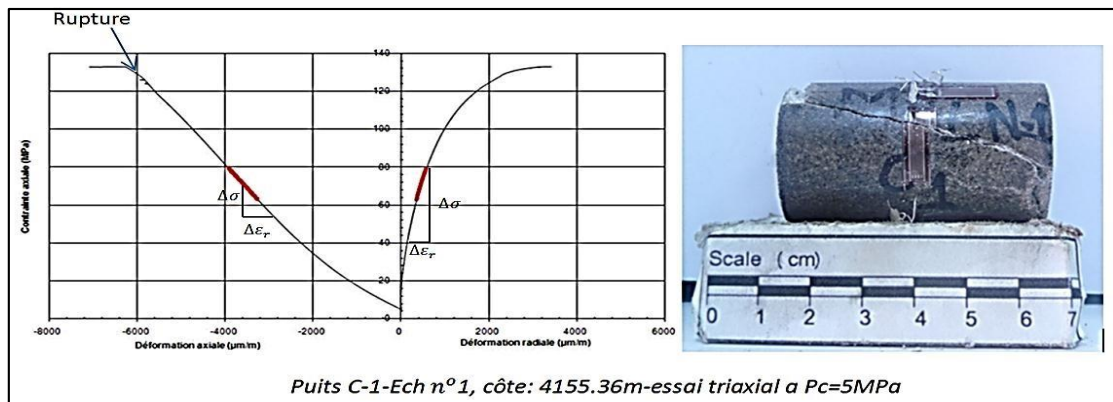


Figure 3.12 : L'échantillon 1 du puits c-1 a $P_c=5$ mpa [22].

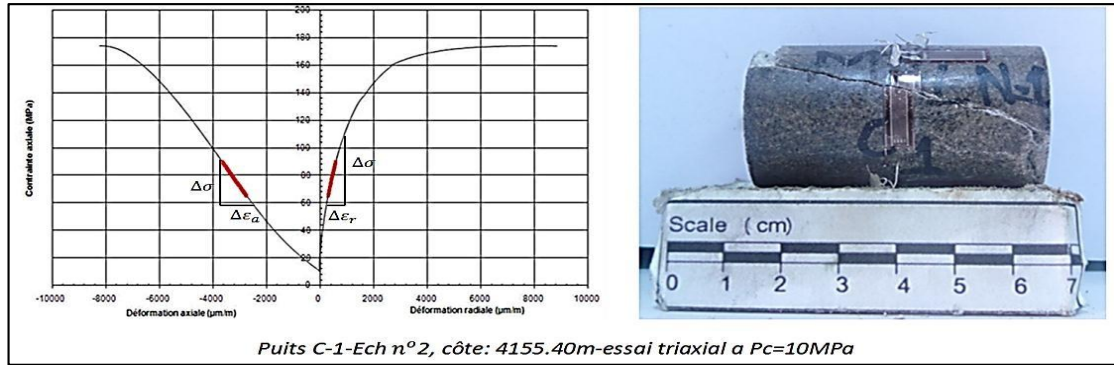


Figure 3.13 : L'échantillon 2 du puits c-1 a Pc =10 mpa [22].

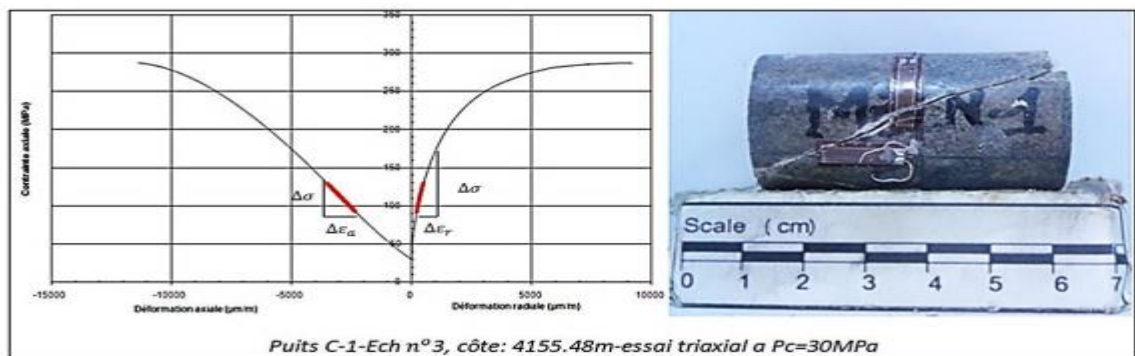


Figure 3.14 : L'échantillon 3 du puits C-1 à =30 MPa [22].

A- **Paramètres d'élasticité :** à partir des enregistrements précédents obtenus en analysant les échantillons des carottes des forages D-1 et C-1 successivement, nous pouvons résumer les paramètres d'élasticité du réservoir F6-1 dans le tableau 3.4 suivant :

Puits	Depth(m)	N° d'échantillon	Pression de confinement Pc (MPa)	Module de Young E (GPa)	Coefficient de poissonv
D-1	4172.78	1	5	23.06	0.13
	4172.80	2	10	31.74	0.15
	4172.85	3	30	35.73	0.11
C-1	4155.36	1	5	24.82	0.13
	4155.40	2	10	27.20	0.14
	4155.48	3	30	31.40	0.12

Tableau 3.4 : Les paramètres d'élasticité de certains puits du réservoir F6-1. [22]

B- Les paramètres de résistance pour le puits C-1 : La figure 3.15 illustre les paramètres de résistance obtenus à partir des cercles de Mohr Coulomb :

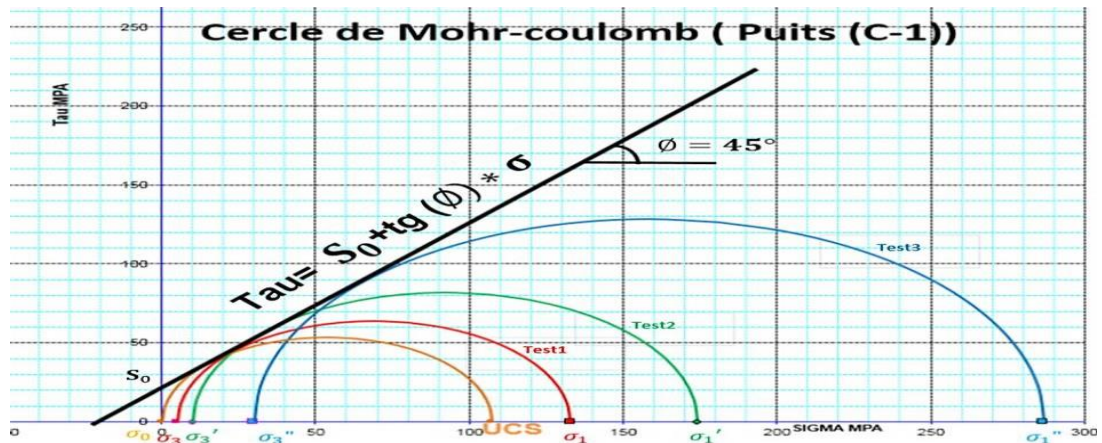


Figure 3.15 : Critère Mohr-Coulomb puits C-1 avec (Tau : la contrainte de cisaillement (Shear stress) en MPa σ : la contrainte (Stress) en MPa (les σ_3 contraintes de confinement, et les σ_1 : contraintes axiales), ϕ : l'angle de frottement interne (en degrés), S_0 : la cohésion en MPa. [22]

La tangente à ces cercles à une équation d'une droite qui ne passe pas par l'origine de forme :

$$\text{Tau} = S_0 + \text{tg}(\phi) \times \sigma \quad (3.1)$$

D'après les critères de Mohr-Coulomb illustré ci-dessus pour le forage C-1 le tableau 3.5 montre les paramètres de résistance :

Rupture (MPa)	ϕ (deg)	S_0 (MPa)	UCS (MPa)
132.9	45	20	107.35

Tableau 3.5 : Les paramètres de résistance réservoir F6-1. Forage C-1. [22]

Résultat : La comparaison des paramètres mécaniques obtenus avec leurs valeurs théoriques nous a permis de conclure que le réservoir F6-1 est une formation gréseuse compacte (Tight sandstone formation).

3.7.4. Etat des contraintes (analyse des BREAKOUTS) : L'état des contraintes et l'orientation des BREAKOUTS dans le forage C-1 sont déterminés par l'utilisation d'un software. Ce dernier aide à réaliser ce que nous appelons « MEM » (Mechanical Earth Model). Ce modèle est utilisé essentiellement pour :

- Caractériser la stabilité des puits et de la formation.

- Prévoir la compaction et estimer la quantité de subsidence à la surface.
- Caractériser la perméabilité du réservoir et leurs changements pendant la production des réservoirs fracturés pour optimiser le placement des puits.
- Optimiser des systèmes de récupération des hydrocarbures.

A partir des paramètres mécaniques intrinsèques estimés préalablement dans les tableaux 3.4 et 3.5, le software permet de déterminer la distribution du champ des contraintes principales ainsi que l'emplacement des BREAKOUTS. Ces résultats sont confirmés par la suite en utilisant les logs d'imagerie dans la figure 3.16.

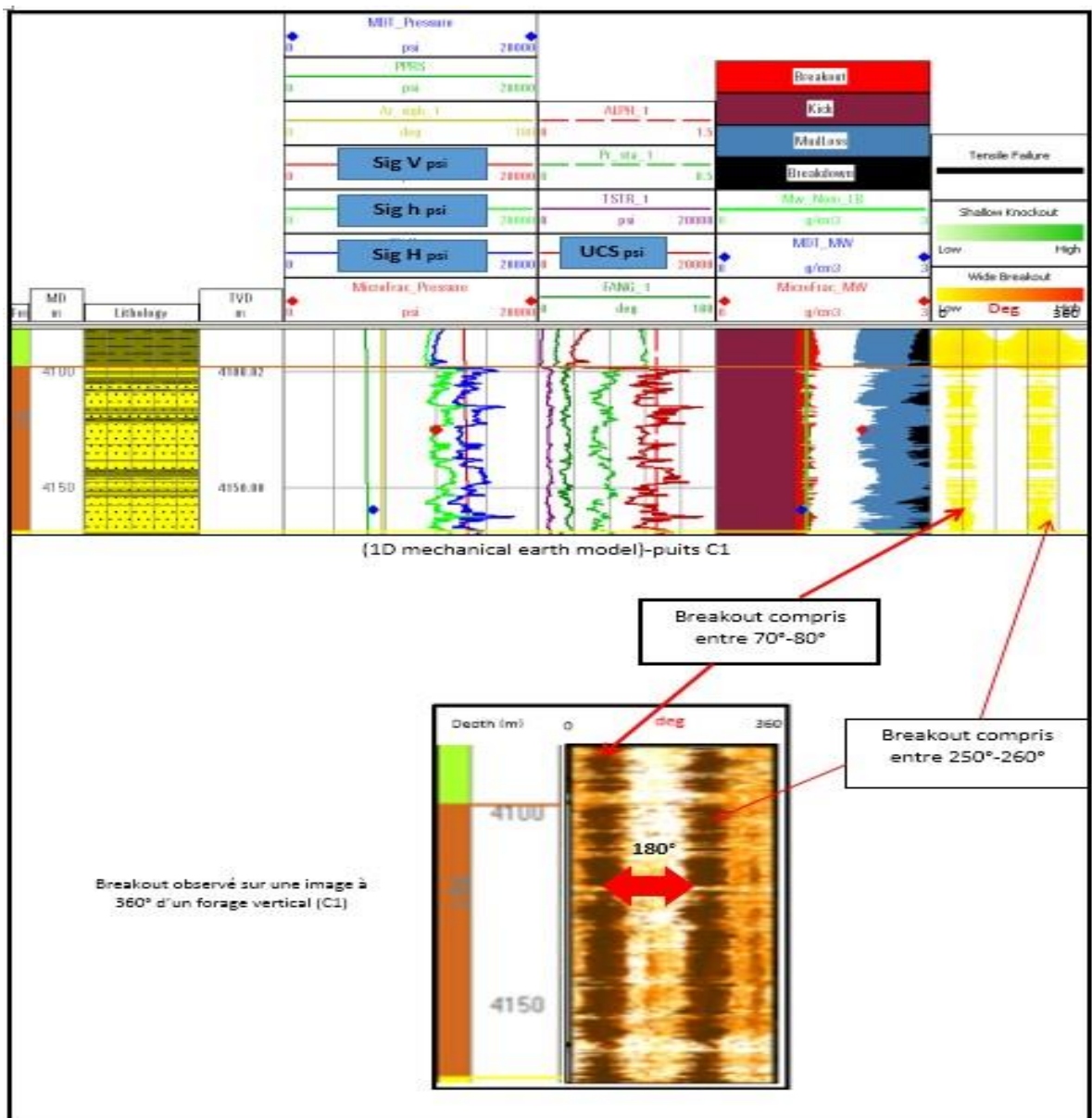


Figure 3.16 : Modèle géomécanique 1D pour le réservoir F6-1 [23]

- Colonne1 : la stratigraphie mécanique.

- Colonne2 : ligne vert foncée : la pression des pores.
- Ligne verte claire : la contrainte horizontale minimale.
- Ligne rouge : la contrainte verticale.
- Ligne bleu : la contrainte horizontale maximale.
- Colonne3 : ligne marron : UCS.
- Ligne verte : l'angle de frottement interne.
- Ligne violet : la force de tension.
- Ligne verte pointée : coefficient de poisson.
- Colonne5 : ligne noir foncé : la rupture de traction.
- Rectangle vert clair : BREAKOUTS peu profonds.
- Rectangle orange : BREAKOUTS larges.
- Partie jaune : simulation des puits fracturés.

La figure 3.17 montre l'orientation des BREAKOUTS ENE-WSW. Celle-ci indique la direction qui est perpendiculaire à σ_H .

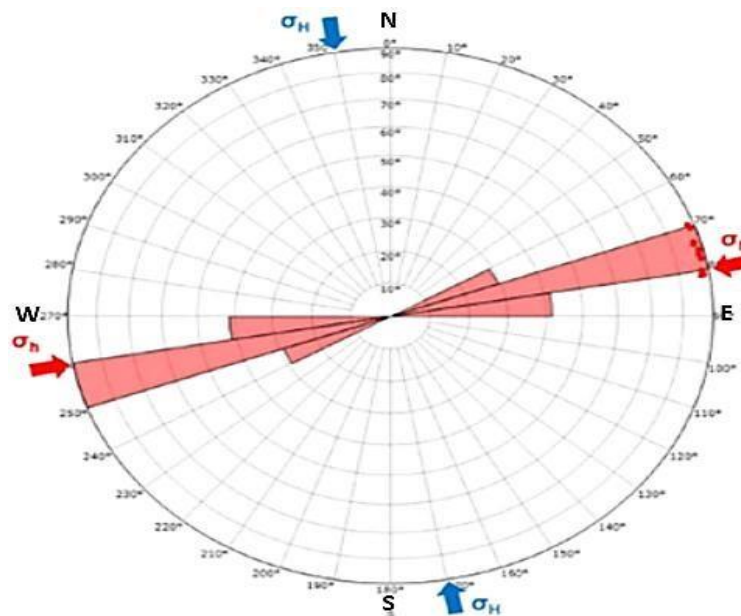


Figure 3.17 : Orientation des BREAKOUTS. (La direction des BREAKOUT est suivant la contrainte horizontale minimale σ_H alors que l'orientation des fractures est suivant la contrainte horizontale maximale σ_H). [23]

3.7.5 Caractérisation des fractures naturelles par la microsismicité induite :

A partir de la microsismicité induite, nous pouvons déterminer quelques attributs des fractures naturelles (étendue, orientation, direction...).

Lorsque la roche se fracture à la suite des activités de production (Fracturation hydraulique, vapeur, extraction) l'énergie se libère sous forme d'ondes. Cette énergie est détectée par des récepteurs microsismiques généralement installés à proximité de la zone de production. [22]

L'enregistrement de la microsismicité induite se fait pendant l'opération de la fracturation hydraulique. Le forage A-3 est le puits d'injection et A-5 est le puits d'acquisition (figure 3.18).

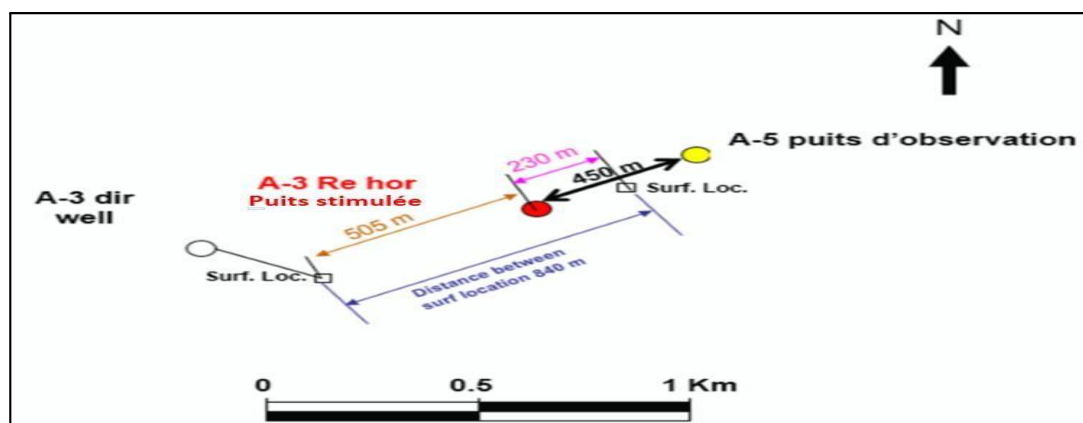


Figure 3.18 : Le positionnement des puits lors de la microsismicité induite. [23]

Les résultats :

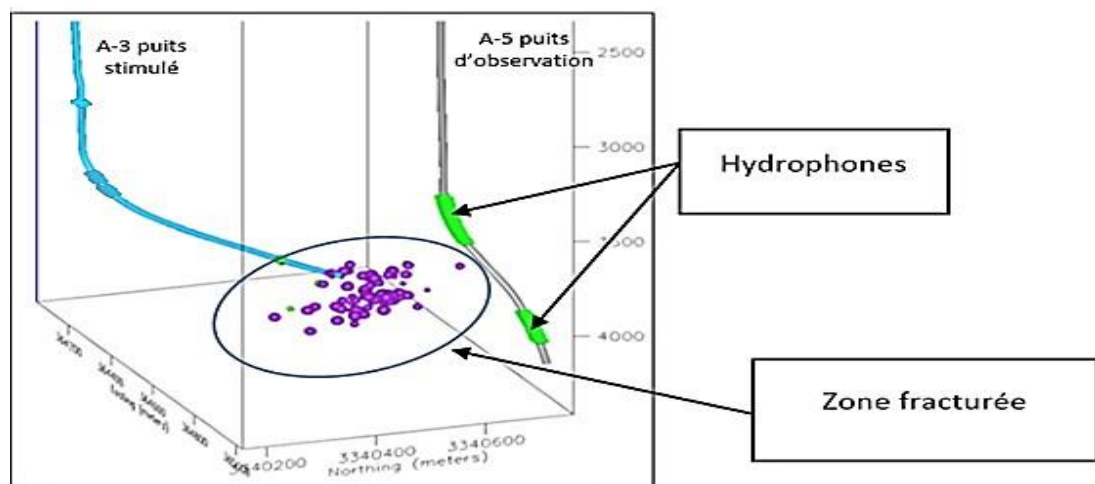


Figure 3.19 : Fracturation hydraulique : sismicité induite durant l'injection dans le puits A-3 et enregistrées dans le forage A-5. [23]

La figure 3.20 montre la direction des fractures naturelles donnée par la microsismicité induite pour la formation F6-1 :

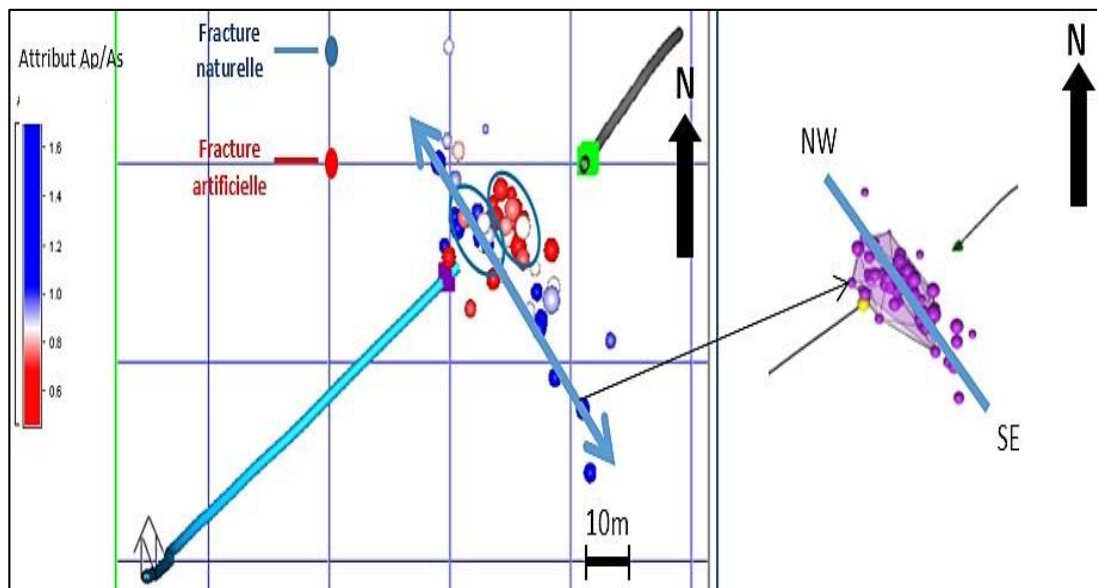


Figure 3.20 : direction des fractures naturelles pour la formation F6-1 d'après la microsismicité induite avec A_p : l'amplitude de l'onde primaire. A_s : l'amplitude de l'onde de cisaillement. [23]

Sachant que l'attribut A_p/A_s est très fort pour les points bleus qui représentent les fractures naturelles, tandis qu'il est faible en cas des points rouges qui indiquent les fractures artificielles.

En partant de ces résultats, nous pouvons confirmer la présence des fractures naturelles ayant une direction NNW-SSE. Ce résultat montre que le réservoir F6-1 est une formation naturellement fracturée.

2.7.6 Caractérisation dynamique par les essais des puits :

Pour confirmer les résultats précédents, l'interprétation des tests de puits a été faite en utilisant le logiciel KAPPA-SAPHIR. Pour cela, nous avons exploité les données des deux forages suivants [23] :

- ❖ **Puits A-3 :** c'est le premier puits de développement foré dans le réservoir F6-1 jusqu'à maintenant. Le puits a été testé deux fois pour une longue durée :
 - Test 1 : en 2014, le puits a produit pour 4 mois puis il a été fermé pour 1 mois de (Build up).
 - Test 2 : en 2016, le puits a produit pour 6 mois puis il a été fermé pour 3 mois de (Build up).

La figure 3.21 représente le calage du modèle avec les données du test de puits A-3.

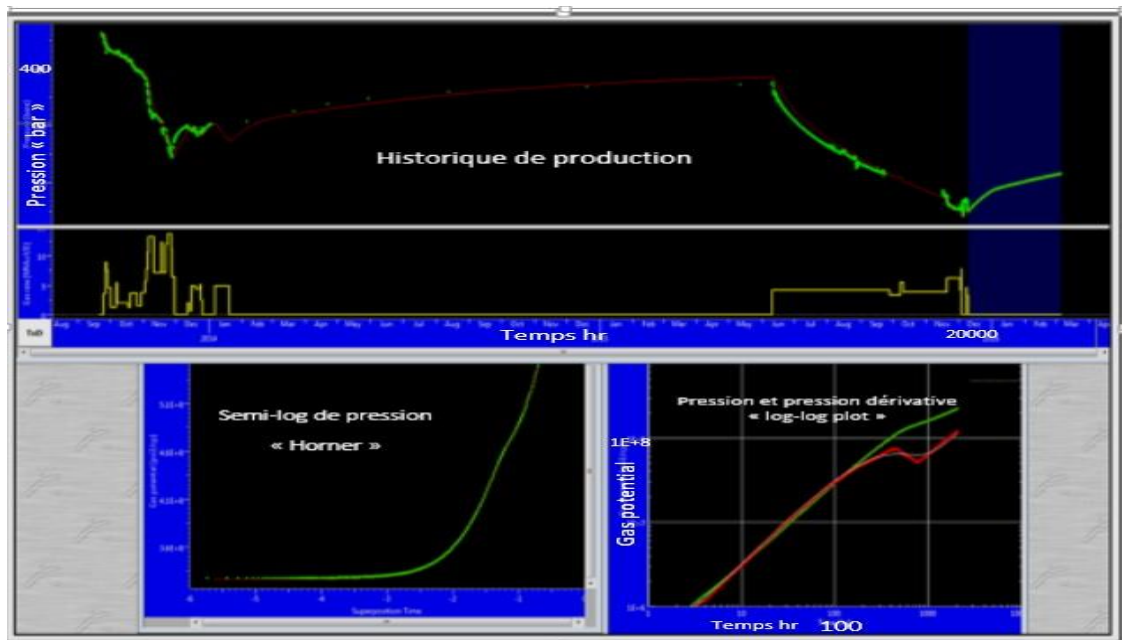


Figure 3.21 : Calage du modèle avec les données du test de puits A-3. [23]

Les résultats de l'interprétation des deux tests sont résumés dans les tableaux suivants :

Model choisi		
Capacité du puits	Model du Puits	Limites du reservoir
Changing storage	Horizontal fracture	Closed circular (circulaire fermé)

Tableau 3.6 : Le modèle choisi en essai de puits pour le puits A-3. [23]

L'historique de la pression est résumé dans le tableau 3.7 ci-après :

Date	SBHP (bar)	Situation	Commentaires
6 Jun 2015	373	Avant le 2 ^{eme} LPT	Prssion initial
6 Mar 2015	200	3 mois de build-up	Fin de LPT
26 Oct 2016	247	10 mois de build-up	Augmentation de 47 bars depuis LPT
25 Fev 2017	256	14 mois de build-up	Augmentation de 56 bars depuis LPT

Tableau 3.7 : l'historique de pression (SBHP : c'est la pression statique du trou de forage, LPT: long production test). [23]

L'analyse du tableau 3.7 nous permet de remarquer que le forage A-3 rencontre un rechargement de pression très lent comparant à la durée dans laquelle a été mis en Build-up.

Cela peut être considéré comme une forte indication concernant le volume de cette zone de drainage et sa faible perméabilité qui est de l'ordre de 0.101 md.

Le tableau 3.8 représente les propriétés dynamiques de la formation F6-1 évaluées pour le forage A-3 :

Propriétés du réservoir						
Préssion initial	Kh	K	Skin	N°des Fractures	Demilongueur de la fracture	Rayon d'investigation
462 bars	1.11 md.m	0.101 md	0.3	3	21 m	450 m

Tableau 3.8 : Les propriétés dynamiques du réservoir F6-1 évaluées pour le forage A-3 [23]

Avec : K : la perméabilité et K_h : le produit de la perméabilité et le net-épaisseur.

La faible perméabilité et la longue durée de la recharge (Storage) obtenue dans les tableaux 3.7 et 3.8 nous montrent que le réservoir F6-1 est une formation compacte (Tight formation).

❖ **Puits B-1 :** les résultats de l'interprétation du test de ce puits (Build up) sont les suivants :

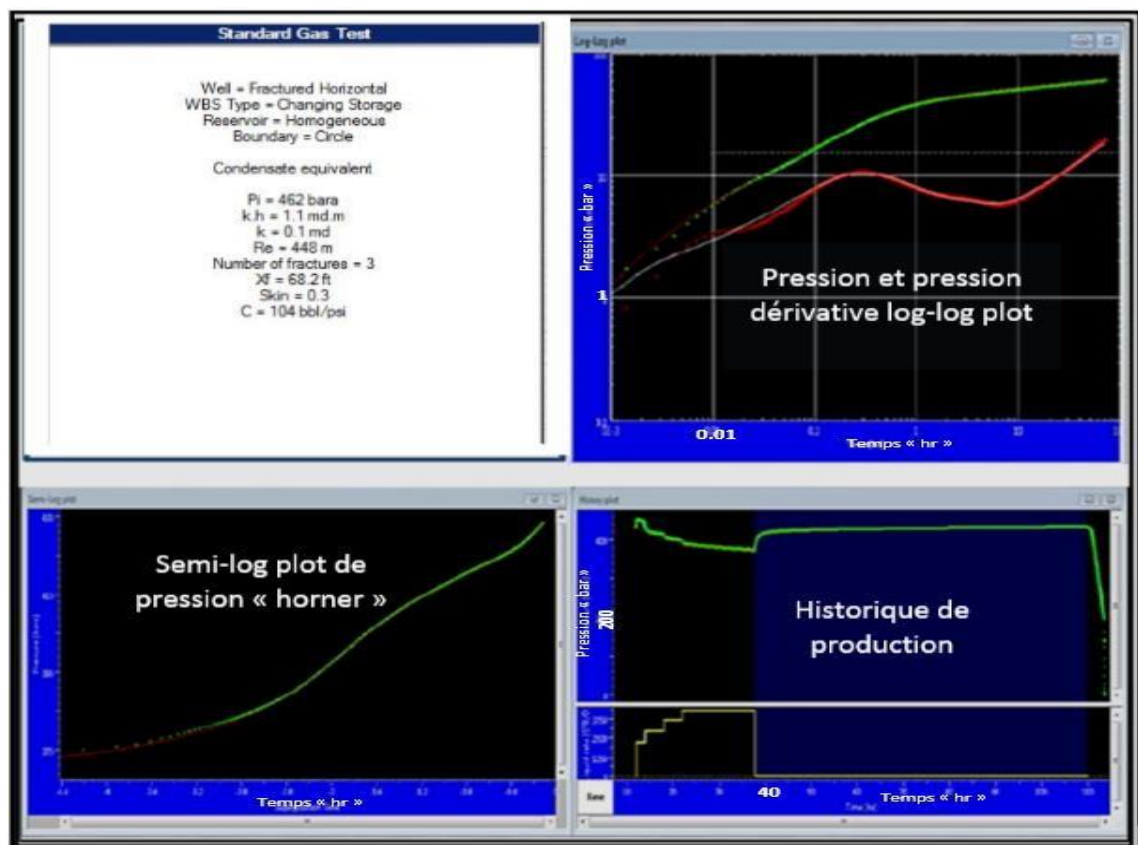


Figure 3.22 : Calage du model avec les données du test de puits B-1. [23]

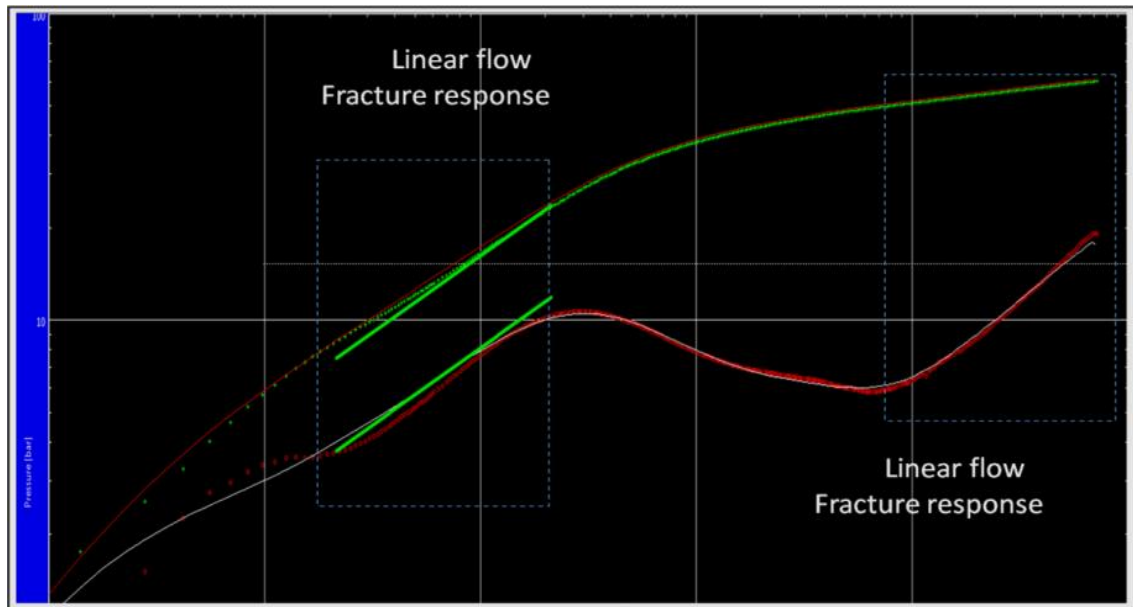


Figure 3.23 : Réponse aux fractures forage B-1. [23]

Le tableau 3.9 résume les propriétés du réservoir F6-1 évaluées pour le forage B-3 :

Model sélectionné		Paramètres du modèle (puits, réservoir, limites)	
Option du modèle	Modèle standard	Pression initiale	445 bars
Puits	Fracture-flux uniforme	Capacité	0.29 bbl/bar
Réservoir	Radial composite	Skin	0.1
Limites	Faïlles parallèles	K	9.25 md

Tableau 3.9 : Les propriétés du réservoir F6-1 évaluées pour le forage B-3 [23]

La figure 3.24 montre le modèle d'écoulement pour un réservoir naturellement fracturé comme F6-1 :

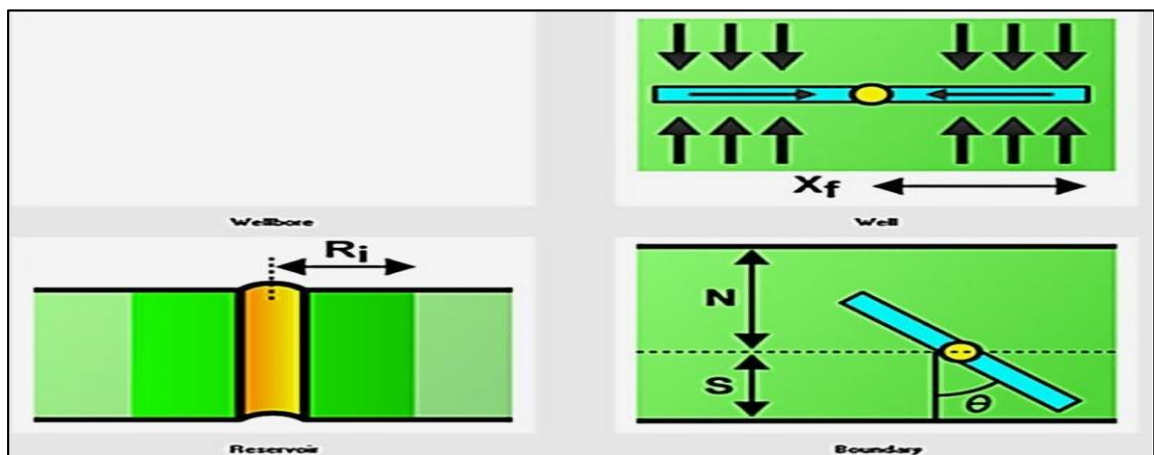


Figure 3.24 : Le modèle d'écoulement pour un réservoir fracturé comme F6-1. [23]

L'interprétation du test de ce puits nous permet de dire qu'il intercepte probablement un réseau de fractures naturelles résultant d'un écoulement linéaire aux abords du puits.

La perméabilité déterminée est de l'ordre de 9 md qui est largement supérieure à la perméabilité habituelle de F6-1 (<1 md). L'interprétation des essais des deux forages A-3 et B-1, nous permettent de dire que F6-1 est une formation compacte naturellement fracturée. La grande différence entre les perméabilités des deux forages confirme que ce réservoir est de type 4 sur l'échelle des réservoirs naturellement fracturés.

Ce type est caractérisé par des fractures ouvertes peu cimentées créant une anisotropie d'écoulement.

Chapitre 04

Etude expérimentale des performances des gels
de polymères.

Dans cette étude, les performances du polyacrylamide hydrolysé réticulé avec système de polymère de gel de polyéthylénimine (PEI) avec un nouveau système de profil composite du même système de gel polymère mélangé avec des particules d'asphaltène (polymère de gel avec l'asphaltène) est étudié pour améliorer la récupération du pétrole et l'arrêt de l'eau lors des inondations dans les réservoirs fracturés.

A cet effet, les conditions optimisées de ces systèmes polymères sont déterminées expérimentalement par des tests statiques et des expériences dynamiques dans des micromodèles fracturés où des facteurs importants, y compris les caractéristiques de fracture physique et la géométrie de la forme des pores est étudiée.

Quand un polymère et un réticulant réagissent, un système de gel polymère se forme et diminue la capacité d'écoulement des fractures ou des canaux, en dirigeant en outre le fluide d'injection (ici, de l'eau) vers les zones non balayées, en entraînant une réduction de l'eau excessive produite et une récupération plus élevée du pétrole.

A cet effet, un système de contrôle de profil composite appelé GAP (gel polymère combiné avec particules d'asphaltène) a été récemment représentée par Liu et al. (2015).

Ce gel vise deux aspects généraux ; formation d'un blocage mécanique dû à la mise en place de gels contenant des particules d'asphaltène (GAP) dans des zones hautement perméables et une résistance à l'étanchéité élevée en raison de la cohérence des particules d'asphaltène gel polymère sur les parois de fracture à la température du réservoir comme il est représenté dans la figure 4.1. [24]

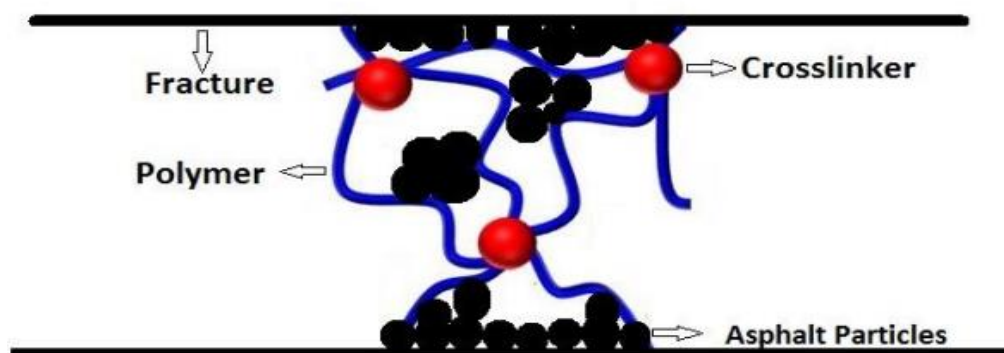


Figure 4.1 : Représentation schématique de l'effet des particules d'asphalte sur la résistance du gel placé dans une fracture typique. [24]

Après avoir obtenu les conditions optimisées, la fonctionnalité du système de gel de polymère PEI / HPAM est étudiée dynamiquement par les expériences d'inondation utilisant différents micromodèles forgés fracturés dans les différentes propriétés de fracture et états de forme des pores. Les résultats du meilleur état en termes de récupération de pétrole sont ensuite comparés à ceux de PEI / HPAM augmentés avec le système de particules d'asphaltènes.

4.1. Matériaux :

HPAM soluble dans l'eau comme polymère et du PEI comme réticulant organique convivial.

HPAM est une poudre solide blanche, caractérisée par un degré d'hydrolyse de 15- 20% en mole, et un poids moléculaire moyen d'environ 5-6 MDa. En raison de son absorbeur d'humidité élevé, la prudence a été exercée pour la préparation de la solution de gélifiant.

Le PEI liquide incolore est un Réticulant organique avec une pureté de 99%, une viscosité dynamique de 13000-18000 Cp et une densité de 1,03 g/cc à pression atmosphérique et température de 20 °C.

L'eau désionisée préparée via un simple appareil de distillation du laboratoire universitaire de Shiraz a été utilisé comme solvant.

Pour préparer différentes eaux de formation, sels inorganiques à base de CaCl₂, KCl et NaCl sont utilisés.

Un échantillon de pétrole brut recueilli dans un champ pétrolier situé au sud de l'Iran avec une densité de 0,868 g/cc, viscosité dynamique de 15,2 Cp (à 25,6 °C et pression atmosphérique), et un API de 31,5 aux côtés de n-heptane d'une pureté de 99,3% et le toluène d'une pureté de 99,9%, ont été utilisés pour obtenir les particules d'asphaltènes nécessaires à la formation du polymère en gel augmenté d'asphaltène.

Chlorure de méthylène et acétone achetés ont également été acquise pour nettoyer les micromodèles avant effectuer chaque essai dynamique.

4.2. Procédures expérimentales :

4.2.1. Préparation de particules d'asphaltènes à partir de pétrole brut :

Afin d'extraire l'asphaltène requis une quantité pré-pesée de pétrole brut a été initialement diluée avec 30 fois de n-heptane, suivi d'un processus de reflux pendant environ 60 minutes. La solution obtenue a été maintenue dans un environnement sombre et frais pendant environ 90 minutes. Ensuite, son contenu a été filtré à l'aide d'un papier filtre dans un nouveau ballon. Ensuite, après avoir rincé le papier filtre et filtrat avec du n-heptane chauffé de 10 fois la valeur,

le nouveau flacon ainsi que son nouveau contenu ont été chauffés à nouveau au reflux pour garantir que les matériaux insolubles dans le n-heptane sont restés sur le papier filtre. Le ballon a été désengagé du système de reflux et le toluène, environ 30 fois le pétrole brut initial, ainsi que le papier filtre utilisé ont été placés dans le premier flacon. Ils étaient mis au reflux jusqu'à obtention d'un papier filtre entièrement incolore. Son contenu était transformé en un nouveau béccher, laissé au four jusqu'à évaporation complète du toluène. Le reste a été identifié comme asphaltène, qui a été correctement broyé en grains suffisamment fins avant leur mise en œuvre dans les expériences. Notez que la teneur en asphaltène du pétrole brut a été mesurée à environ 3%.

4.2.2. Préparation d'un gel polymère et d'une solution de gel polymère augmentée à l'asphaltène :

Initialement, une certaine quantité de HPAM a été dissoute dans l'eau de formation, suivie d'une agitation continue à 200 tr/min sur un agitateur magnétique pour obtenir une solution visqueuse uniforme.

Aux fins de dissolution complète du polymère dans des échantillons d'eau de formation, les échantillons de HPAM ont été vieillies à température ambiante pendant environ 48 heures.

La solution gélifiante a été éventuellement fournie en mélangeant des solutions PEI et HPAM à un rapport prédéterminé selon concentrations de HPAM et PEI.

Pour obtenir une solution homogène, elle a été maintenue sous agitation constante pendant environ 10 minutes sur un agitateur magnétique.

D'autre part, pour préparer une solution de gel polymère à base d'asphaltène, après avoir préparé la solution de gélifiant comme mentionné, une quantité prédéterminée de fines particules d'asphaltène extraites a été ajoutée à la solution de gélifiant, puis agitée constamment en utilisant le dispositif d'agitation magnétique pour obtenir suspension complètement homogène, entraînant éventuellement une gélification de la solution. La figure 4.2 montre les solutions obtenues.

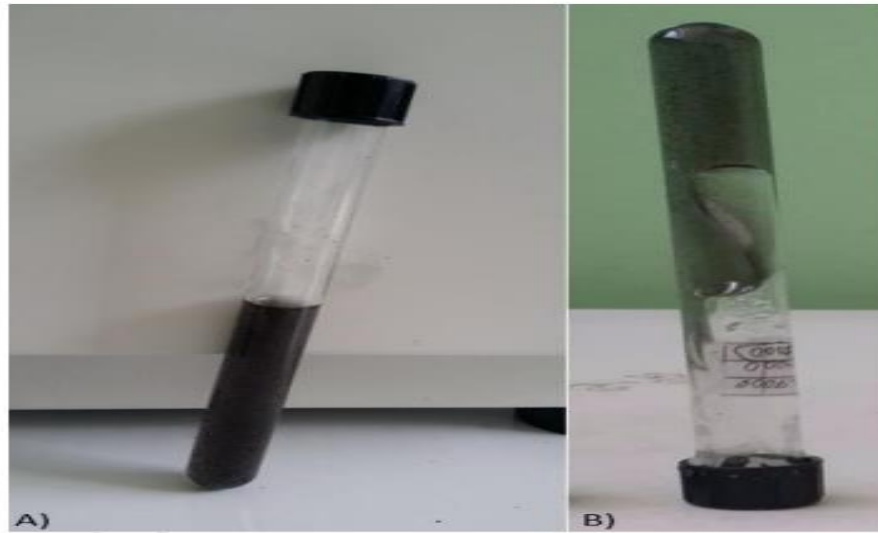


Figure 4.2 : A) Gélifiant avec l'asphaltène B) Système polymère en gel avec l'asphaltène.

[24]

4.2.3. Expériences statiques :

Des paramètres spécifiques ont été mesurés expérimentalement pour obtenir les conditions optimisées par rapport aux systèmes de gel polymère ; ces paramètres comprennent la résistance du gel, le temps de gélification et la stabilité de la gélification. Dans la présente étude, une technique de test des bouteilles a été appliquée pour étudier la résistance, la stabilité et le temps en fonction de : la concentration en HPAM et PEI, le type d'additif salin et la température.

4.2.4. Préparation des micromodèles :

Les micromodèles synthétiques ont été créés en concevant d'abord un milieu poreux modèles générés par le logiciel CoreIDRAW® Graphics Suite X8, puis en utilisant le laser pour graver de tels motifs sur une plaque de verre siliceuse.

Une machine laser de CO₂ d'une puissance de 120 W, gravure une vitesse de 3,5 m/min et un rapport de résolution de 1000 dpi ont été utilisés pour le processus de gravure. C'est à noter que pour imposer un schéma d'écoulement de fluide idéalisé caractérisé par la même résistance d'écoulement et la capacité.

La figure 4.3 illustre deux structures de réseau de pores qui ont les mêmes dimensions des gorges et des pores, mais sont différentes dans la géométrie de la forme des pores, appelée cubique et diamant forme. À cet égard, les modèles de micromodèles d'A à I avec différentes propriétés physiques de rupture ont tous été préparés sur la base d'une géométrie cubique et sont schématiquement représentés sur la figure 4.4. Les descriptions physiques de ces modèles

sont présentées dans le tableau 4.1. Tous les micromodèles employés dans cette étude étaient basés sur un quart des cinq tendances ponctuelles. [24]

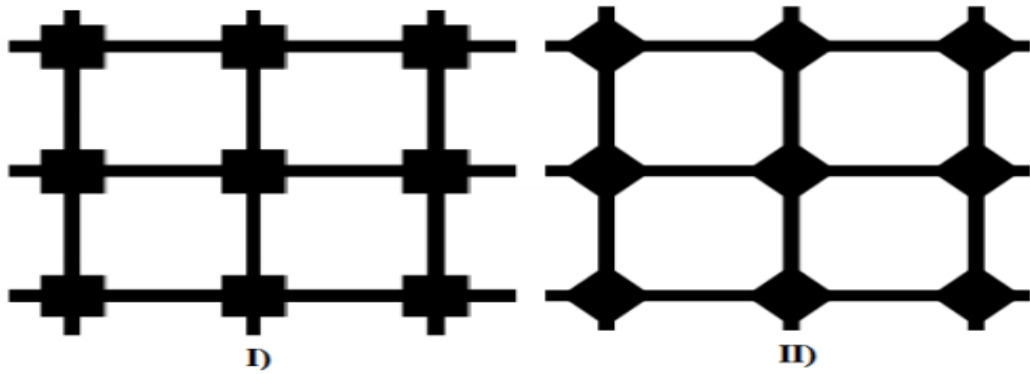


Figure 4.3 : Démonstration schématique des géométries de forme de pore utilisées : I) cubique. II) diamant. [24]

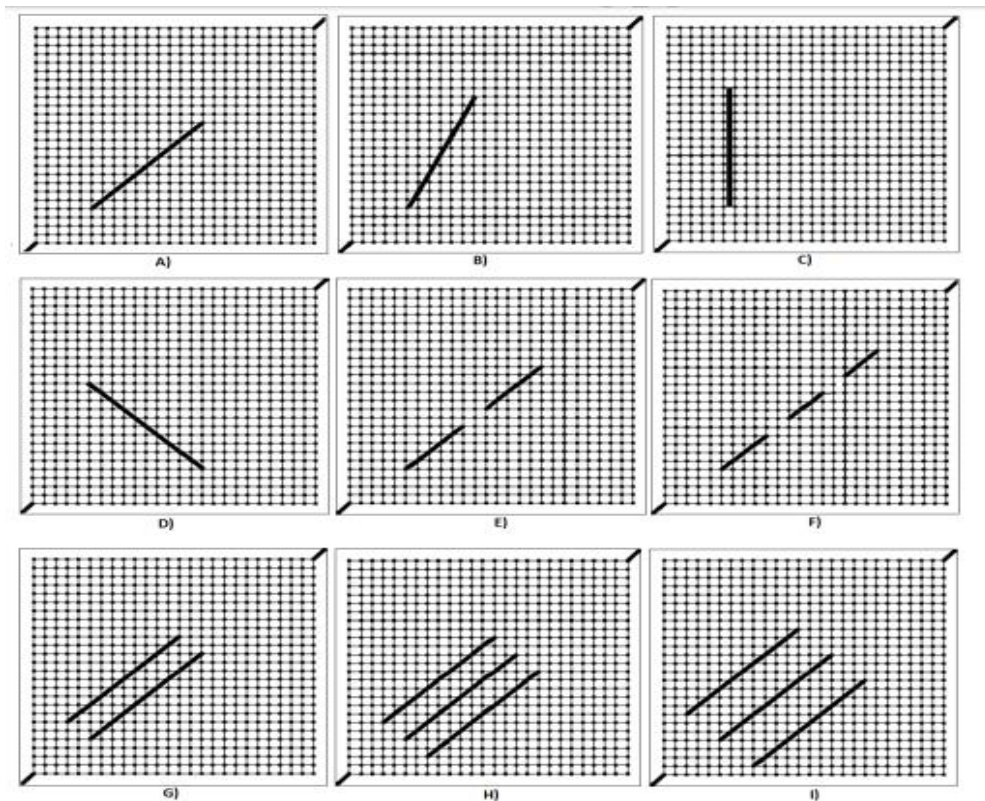


Figure 4.4: Plusieurs modèles générés par le logiciel CoreIDRAW® Graphics Suite X8 pour micromodèles aux propriétés physiques de fracture disparates. [24]

Pattern code	Pattern description
A	One fracture along the mean fluid flow direction
B	One fracture having angle of 15° with mean fluid flow direction
C	One fracture having angle of 45° with mean fluid flow direction
D	One fracture having angle of 90° with mean fluid flow direction
E	Two in-line fractures in the direction of mean fluid flow
F	Three in-line fractures in the direction of mean fluid flow
G	Two parallel equally-spaced fractures in the direction of mean fluid flow
H	Three parallel equally-spaced fractures in the direction of mean fluid flow
I	Same pattern as H with more equal space between fractures

Tableau 4.1 : Description physique de chaque modèle contenant une fracture utilisé dans cette étude. [24]

Les caractéristiques hydrauliques et physiques des micromodèles utilisés ont été expérimentalement mesuré ou déterminé par la technique d'analyse d'image. Les caractéristiques physiques des micromodèles bidimensionnels utilisés sont présentés dans le tableau 4.2.

Physical Property	Value
Dimensions (cm×cm)	10×10
Pore diametres (µm)	800
Thoratdiametre (µm)	250
Fracture diametre (µm)	1600
Cordination number	04
Aspect ratio	3.2
Matrix porosity (%)	33
Fracture porosity (%)	99
Matrix permeability (Darcy)	2.65
Fracture permeability (Darcy)	2113

Tableau 4.2 : Caractéristiques physiques des micromodèles bidimensionnels. [24]

Il convient de souligner que, après avoir pris en compte plusieurs critères, dont la turbulence, la durée des essais, récupération du pétrole et conditions réelles rencontrées dans les réservoirs

réels, une valeur constante typique de 0,1 cc/h a été sélectionné pour le débit d'injection. Un débit d'injection de 0,1 cc/h a permis de garantir le nombre de Reynolds est inférieur à 1. Notez que tout débit d'injection entraînant un nombre de Reynolds inférieur à 1 est l'exigence d'écoulement laminaire dans le milieu poreux.

4.2.5. Expériences dynamiques :

La configuration de micromodèle utilisée dans l'étude actuelle consiste en un pousse-seringue, éclairage d'arrière-plan, appareil photo, jauge de mesure DP, ordinateurs portables et cylindre gradué pour mesurer le volume de fluides effluents. La pompe à seringue précise à faible débit à côté d'une pression transducteur a été mis en service pour appliquer des débits fixes à travers le micromodèle. Le manomètre DP (pression différentielle) utilisé a déterminé la chute de pression aux points d'entrée et de sortie le micromodèle (voir figure 4.5)

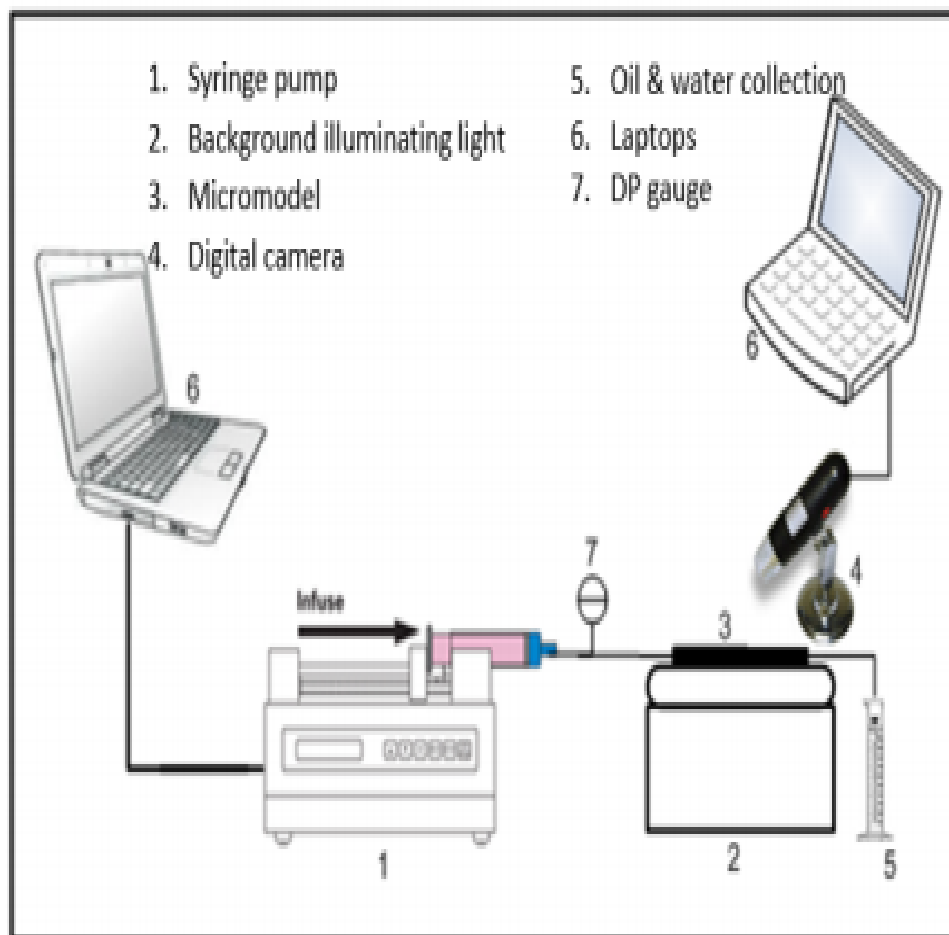


FIGURE 4.5 : Schéma montre l'expérience de l'étude. [24]

4.3. Résultats et discussion :

4.3.1. Conditions optimales :

Pour étudier la concentration de polymère sur le comportement du polymère en gel, les concentrations de HPAM de 4000, 7000, 8500, 10000 et 12000 ppm, avec 7000 ppm de PEI, ont été considérés à 100°C.

HPAM a une concentration de 7000 ppm est identifiée comme la concentration de polymère optimisée en raison de la force de gel plus élevée, temps de gélification plus long et prévention de la synérèse.

La réduction de la viscosité du système de gel polymère démontre qu'il est déstabilisé, lui faisant perdre ses performances.

Plusieurs températures dont 40, 80, 100 et 120°C ont été pris en compte pour étudier l'effet de la température sur la résistance du gel et le temps de gélification.

L'augmentation de la température a provoqué la diminution le temps de gélification. Lorsque la température du gélifiant augmente, la mobilité moléculaire augmente et donc plus des sites de réticulation se forment ; ceci conduit donc à un processus de réticulation rapide et à une diminution en temps de gélification.

Pour l'évaluation de l'effet de l'agent de réticulation sur le système de gel polymère utilisé, les solutions caractérisées par des concentrations de PEI de 2000, 4000, 5500 et 7000 ppm avec une concentration constante en HPAM de 7000 ppm a été prise en compte. Les résultats ont montré qu'une augmentation de la concentration de l'PEI donne la réduction du temps de gélification. En cas de faibles concentrations de PEI, la plupart des chaînes polymériques n'ont pas réagi et imposent donc une faible liaison de réticulation.

La concentration optimisée de PEI souhaité a une valeur de 4000 ppm en raison de l'émergence d'un temps gélification plus longue et une meilleure force de gel.

La concentration d'asphaltène n'affecte pas le temps de gélification, mais son augmentation conduit à une plus grande force de gel. [24]

4.3.2. Tests dynamiques :

Dans cette étude, des tests d'injection d'eau dans les micromodèles par la mise en œuvre individuelle de gel polymère et des systèmes de polymères en gel à l'asphaltène ont été menés pour expliquer les effets des géométries des formes des pores et les propriétés géométriques des fractures sur la récupération du pétrole.

4.3.3. Efficacité du système gel polymère :

La figure 4.6 indique la distribution du débit d'eau avant la mise en œuvre du système de gel polymère dans le micromodèle I et implique que l'eau préfère traverser le réseau de fracture en raison de sa valeur de perméabilité élevée par rapport à celle des milieux matriciels, imposant ainsi une faible efficacité de balayage d'huile. [24]

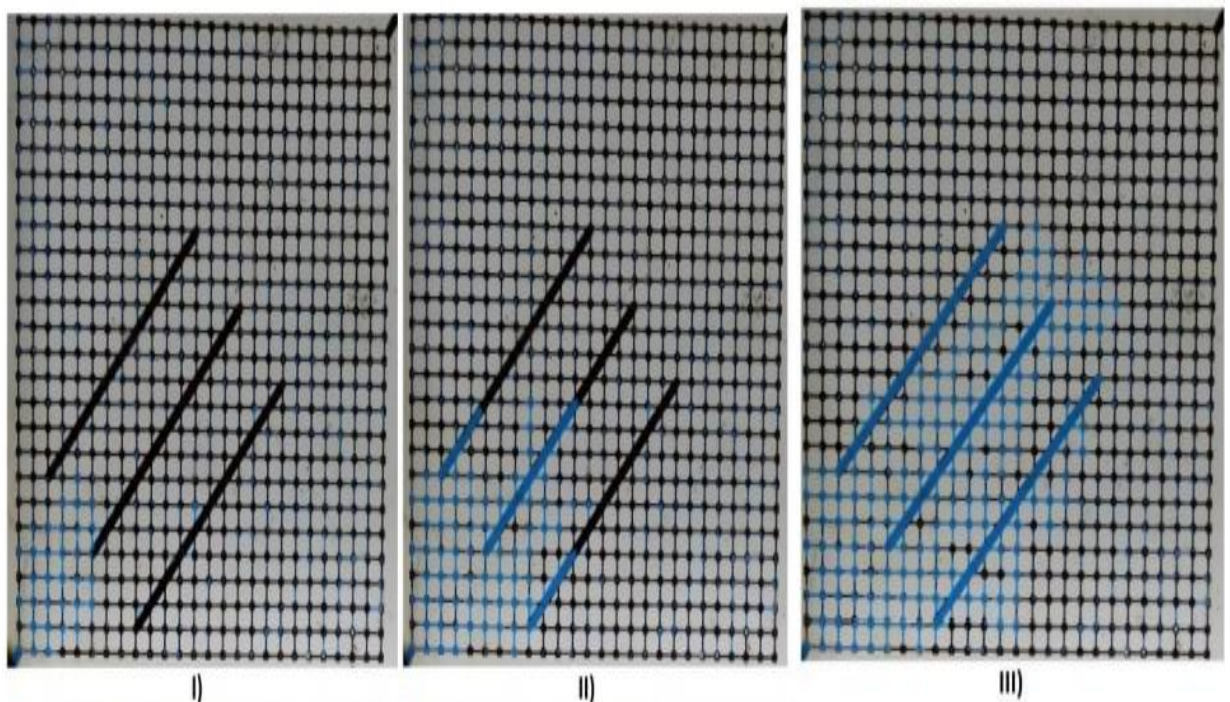


Figure 4.6 : Distribution du débit d'eau dans le modèle I avant l'emploi du gel après injection de l'eau I) 0,048 PV II) 0,12 PV III) 0,27 PV. [24]

Par conséquent, le processus d'inondation de l'eau n'est pas une technique adéquate dans les micromodèles fracturés. Cependant, après avoir injecté une solution de gélifiant dans le micromodèle, qui traverse les fractures, la perméabilité à la fracture est réduite, ce qui le rend plus résistant à l'écoulement de l'eau. Par conséquent, l'eau mobilise l'huile dans le milieu matriciel ce qui entraîne à son tour des valeurs de récupération du pétrole plus élevées. [24]

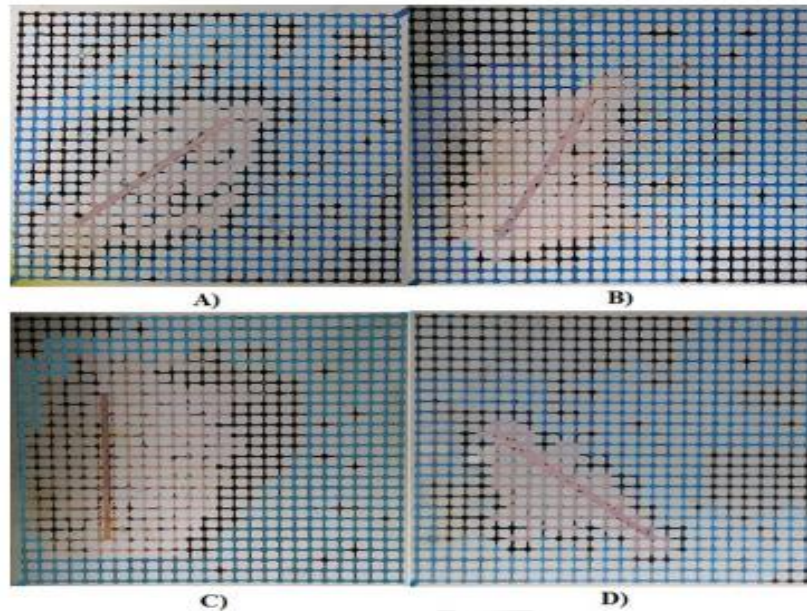


Figure 4.7 : Distribution du débit d'eau après l'emploi du polymère de gel au moment de la percée. [24]

4.3.4. Efficacité du système de gel-polymère d'asphaltène :

Type d'injection de gel	Récupération ultime d'huile (%) grâce à l'injection d'eau avant injection de gel	Récupération ultime d'huile (%) grâce à l'injection d'eau après l'injection de gel	Récupération accrue du pétrole (%)
Injection de gel polymère	55,8	83,0	27,2
injection de polymère de gel augmenté d'asphaltène	55,8	85,9	30,1

Tableau 4.3 : Effet du type d'injection chimique sur le processus d'injection d'eau pour un schéma en termes de récupération d'huile à 1,55 PV d'eau injectée. [24]

Les résultats montrent que le système de polymère de gel augmenté d'asphaltène impose une efficacité plus élevée que le gel polymère comme l'indique le tableau 4.3 et la figure 4.8 [24]

Cela peut être attribué aux phénomènes suivants : un meilleur blocage mécanique zones avec une perméabilité plus élevée via un système de gel polymère avec asphaltène en raison de sa plus grande force d'adhérence entre des particules d'asphaltènes et les parois de fracture que le système de polymère de gel lui-même.

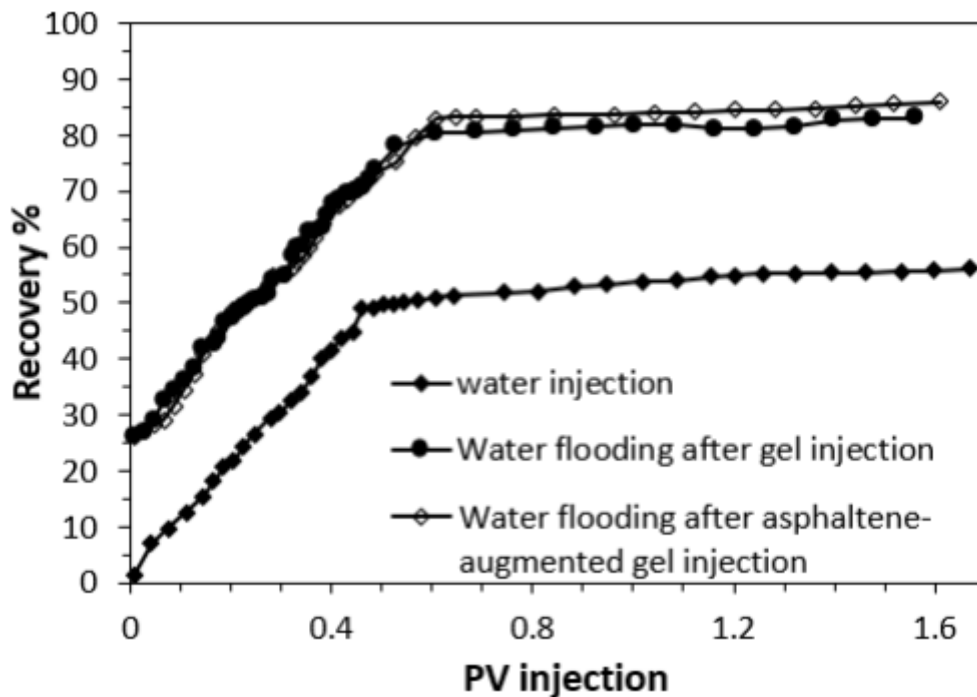


Figure 4.8 : Profil de récupération d'huile par rapport au volume des pores injecté pour le modèle de micromodèle avant et après injection individuelle de polymère en gel et de polymère en gel augmenté d'asphaltène. [24]

Les particules d'asphaltènes n'imposaient aucun effet sur le temps de gélification du système de gel polymère HPAM / PEI ; cependant il a augmenté la résistance finale du gel.

En outre une concentration plus élevée d'asphaltènes plus de 3 000 ppm ont fait précipiter le système de particules d'asphaltènes ; Par conséquent, la concentration optimale d'asphaltènes de 3000 ppm a été identifiée pour les études post-dynamiques.

Les circonstances optimisées des systèmes de gel polymère proposés pour gérer la production d'eau indésirable a été détectée sous forme de concentration de HPAM, PEI, NaCl et d'asphaltène 7000, 4000, 10000 et 3000 ppm, respectivement, à la température de 100°C.

Moins l'orientation de la fracture est respectée par rapport à la direction moyenne de l'écoulement de fluide, plus augmentation de la récupération d'huile grâce à la mise en œuvre de gel polymère dans le processus d'injection d'eau.

Conclusion et perspectives

Conclusion :

Les réservoirs naturellement fracturés jouent un rôle très important dans l'exploitation pétrolière. Ils sont parfois constitués de deux milieux où s'écoulent les fluides. Mais la présence des réseaux de fractures ne permet pas toujours d'estimer la production ou la récupération des hydrocarbures, puisque les fractures naturelles n'ont pas seulement des effets positifs mais aussi des effets négatifs surtout pour la récupération secondaire des huiles.

- L'ignorance des paramètres des fractures conduit à des mauvaises études.
- La récupération du pétrole par inondation a été sévèrement réduite en présence de fractures hautement perméables.
- L'amélioration de la récupération d'huile se produit en réduisant à la fois les forces interfaciales à 10^{-3} ou 10^{-4} dynes/cm et forces capillaires dans la formation.
- L'injection de surfactants dans les fractures réduira la saturation résiduelle en huile proche de zéro ce qui augmente l'efficacité des déplacements.
- La réduction de la perméabilité à la fracture était un paramètre important pour améliorer la récupération du pétrole en améliorant le déplacement visqueux dans des conditions humides d'huile.
- Un gel polymère HPAM a été utilisé pour réduire la perméabilité à la fracture et détourner les fluides de la fracture pour déplacer l'huile supplémentaire de la matrice.
- Le gel polymère étant placé dans la fracture, de l'eau a été injectée comme fluide de poursuite et une récupération d'huile accrue entre 20 et 30%.
- Utilisation des réticulants organiques ou métalliques qui réagissent avec le polymère, conduit à la formation d'un système de gel polymère qui diminue la capacité d'écoulement des fractures ou des canaux, et dirige en outre le fluide d'injection (ici, de l'eau) vers les zones non balayées, ce qui entraîne une réduction de l'eau excessive produite et une récupération plus élevée du pétrole.

Perspectives :

1. L'injection de gélifiant avec formation in situ de gel serait intéressante à comparer au gel préformé. Les effets de lubrification entre la surface de fracture et le gel polymère peuvent être réduits si une gélification a lieu dans la fracture. Cela peut fournir un colmatage plus efficace de la fracture.

2. Le temps de gélification peut être augmenté, permettant à un gélifiant de pénétrer davantage dans le réservoir avant la gélification. Cela peut être important pour prolonger l'utilisation des gels profondément dans le réservoir.
3. Le gel polymère et la mousse peuvent être combinés, où le gel est utilisé pour boucher les plus grandes fractures, tandis que la mousse semble plus favorable au détournement dans des fractures plus étroites. Les effets combinés de la mousse et des polymères ou des gels confèrent une plus grande stabilité mécanique à la mousse et peuvent améliorer l'efficacité du contrôle de la mobilité.
4. L'utilisation d'agents de modification de la mouillabilité pour traiter uniquement la surface de fracture réduirait la quantité d'agents tensioactifs coûteux, par rapport au traitement de l'ensemble du réservoir.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES:

- [01] YU-SHU-WU, Multiphase fluid Flow in Porous Media and Fractured reservoirs, gulf professional publishing, 2016.
- [02] JERBI C, Simulation des transferts diphasiques en réservoir fracturé par une approche hiérarchique, Université Pierre et Marie Curie, 2016.
- [03] TD VAN GOLF, Fundamental of fractured reservoir engineering; ELSIVER
- [04] KHELIFA Cherif, Les réservoirs fracturés et impact des fractures sur la production : Étude comparative de différents cas, mémoire de magistère, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2011.
- [05] Roberto Aguilera, Naturally Fractured Reservoirs, Oklahoma, PENNWELL publishing company; second Edition.
- [06] Djebbar Tiab and Erle C. Donaldson, Petrophysics, second edition, Gulf Professional publishing.
- [07] Narr Wayne, David S. Schechter, and Laird B, Thompson; Naturally fractured reservoir characterization; Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers; 2006.
- [08] R. A. Nelson, Geologic analysis of naturally fractured reservoirs, Gulf Professional Publishing in an imprint of Elsevier, 2001.
- [09] ABBAS N, DJAALAB H, Caractérisation des réservoirs compacts naturellement fracturés Cas du réservoir F6-1 du dévonien inférieur des gisements Ledjmet Hassi Messoud ; mémoire de master ; Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene, 2016/2017.
- [10] M Benosman Fayçal, contribution à l'étude des phénomènes de transferts dans les milieux poreux fracturés, Mémoire de magister, Université Abou bekr Belkaïd – Tlemcen 2011/2012.
- [11] Backer Atlas 2010, Earth imager and CBIL processing and breakouts analysis rapport interne de Backer.
- [12] JUAREZ MOREJON José Luis, Récupération assistée du pétrole par injection de polymères hydrosolubles : nouvelle approche, Thèse de doctorat, l'université de bordeaux, 2017.

- [13] 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.
- [14] Djivedé Elvire TOGNISSO, Ecoulements de fluides complexes en milieu poreux : Utilisation de Micelles Géantes pour la Récupération Améliorée du Pétrole, Thèse de doctorat, école doctorale des sciences physiques de l'ingénieur, 2011.
- [15] E.C. DONALSON, Enhanced Oil Recovery 2, processes and operations, ELSIEVER 1989.
- [16] Mojdeh Delshad, Gary A. Pope, Kamy Sepehrnoori; Modeling Wettability Alteration using Chemical EOR Processes in Naturally Fractured Reservoirs; First Semi Annual Report for the Period October 2004 – February 2005.
- [17] DJEDRI-BANI Safia, interaction tensioactifs/polymères et leurs influences sur le comportement sur les phases, thèse de doctorat, université de Blida1, 2015.
- [18] Société Francophone de Biomatériaux Dentaires Support de Cours.
- [19] R.S. Seright; SPE; Gel Placement in Fractured Systems, New Mexico Petroleum Recovery Research Center.
- [20] F. Cazares-Robles, J.J. Gutierrez; and G. Herrera; Controlling Water Production in Naturally Fractured Reservoirs with Inorganic Gel, Schlumberger Dowell, Schlumberger Wireline and Testing.
- [21] Association Sonatrach-First Calgary Petroleum Recape, Février 2013-rapport interne de Sonatrach.
- [22] FARAPAD Project F6-1, Core fracture preliminary survey-rapport interne de Sonatrach
- [23] Final Geological Well Report-rapport interne de Sonatrach.
- [24] Ghodsieh Moosa Hasankhani, Mohammad Madani, Feridun Esmailzadeh, Dariush Mowla, Investigation expérimentale des performances des polymères de gel avec l'asphaltène pour l'arrêt de l'eau et l'amélioration de la récupération d'huile dans les réservoirs de pétrole fracturés. Molliq (2018),
- [25] Fikri Kuchuk; Denis Biryukov and Tony Fitzpatrick, Schlumberger Fractured Reservoir Modeling and Interpretation; International Petroleum Technology Conference; 2014.

- [26] Huppler, J.D, Numerical investigations of the effects of core heterogeneities on waterflood relative permeability. Soc. Of Petroleum Engineers Journal, pp. 381-392, Déc. 1970.
- [27] M. Saïd. BIR, Ecoulements au travers les milieux poreux. Approche stochastique, mémoire de magistère, université mouloud Mammeri – Tizi Ouzou, 2012.
- [28] M. Verscheure, A. Fournon and Chilàs J-P., "Joint inversion of fracture model properties for CO2 storage monitoring or oil recovery history matching," Oil & Gas Science and Technology, no. 67, pp. 221-235, September 2012.
- [29] MATHIEU Yves et PERRODON Alain, Géologie et géodynamique des hydrocarbures, 2014 Mai.
- [30] O. BOUR, transferts de fluides dans les milieux fracturés, effets d'échelle ; 1997
- [31] Peck, Foundation Engineering Handbook, 1974.
- [32] Tarek. A; Reservoir Engineering Handbook; Fourth edition; Gulf Professional publishing; Elsevier, 2010; 1445 pp.
- [33] Van Genuchten, R. Calculating the unsaturated hydraulic conductivity with a new, closed form analytical model. Research - Report 78-WR-08, Water Resources Program, Dep. of Civil Engineering, Princeton Univ., Princeton, N.J. 1978