

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département de Génie Minier

Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Génie Minier

**L'impact des paramètres pétro physiques de
la roche réservoir du gisement de Hassi
Messaoud sur la récupération assistée
secondaire du pétrole par l'injection de l'eau**

Présenté par :

Selma HADDAD
Roumaïssa HADDAD

Sous la direction de Mr R.AKKAL Enseignant à l'école nationale polytechnique, d'Alger
Présenté(e) et soutenue publiquement le (12/06/2016)

Composition du Jury :

Présidente	M ^{elle} .Nadia BOUMBAR,	MAA	ENP
Promoteur	Mr .Rezki AKKAL,	MCB	ENP
Examineur	Mr .Larouci CHANANE	MAA	ENP

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département de Génie Minier

Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Génie Minier

**L'impact des paramètres pétro physiques de
la roche réservoir du gisement de Hassi
Messaoud sur la récupération assistée
secondaire du pétrole par l'injection de l'eau**

Présenté par :

Selma HADDAD
Roumaïssa HADDAD

Sous la direction de Mr R.AKKAL Enseignant à l'école nationale polytechnique, d'Alger
Présenté(e) et soutenue publiquement le (12/06/2016)

Composition du Jury :

Présidente	M ^{elle} .Nadia BOUMBAR,	MAA	ENP
Promoteur	Mr .Rezki AKKAL,	MCB	ENP
Examineur	Mr .Larouci CHANANE	MAA	ENP



Dédicaces

Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.

Arrivée au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A mon frère : Massinissa et son épouse Lydia, a mon petit frère Didine pour leur soutien et leur amour.

*A mes soeurs : Samiha , Kahina , Dhjahida, Hanane, et Rozina pour
Leur amour et soins.*

A mon petit neveu adoré Haitham .

A ma grande famille chacun avec son nom.

A tous mes ami(e)s, merci pour votre soutien et vos conseils.

A toute la promotion de génie minier 2013/2016.

Merci à tous.

Selma





Dédicaces

Je dédie ce travail :

A ma très chère mère pour son soutien, ses prières, ses, sans qui je n'aurais pas pu arriver à ce stade.

A mon trésor papa Qui m'a toujours supporté par ses encouragements et ses sacrifices, qui sont le meilleur gage pour ma réussite.

A mes sœurs Isra et Chefaa,

A la mémoire de mon grand père et ma grande mère

A mon chère oncle Morad

A mes cousins et cousines ainsi qu'à toute ma famille.

A toute personne qui m'est chère.

A toute la promotion de génie minier 2013/2016.

Roumaissa



Remerciements



Nous remercions le Bon Dieu qui nous a donné le courage et la patience pour achever nos études et pour mener à bien ce modeste travail.

Nous dressons nos plus vifs remerciements à notre promoteur Rezki AKKAL pour avoir dirigé ce travail, nous le remercions également, pour son aide effective et dont les conseils nous ont été très précieux.

Nous tenons à remercier également les membres du jury pour l'honneur qu'ils nous font en acceptant de juger et d'évaluer notre travail.

Nous adressons nos chaleureux remerciements à l'ensemble des enseignants du département de génie minier qui ont contribué à notre formation au sein de notre Ecole.

Nos Remerciements vont aussi à tout le personnel de la Division Technologies et Développement en particulier (Mr KHODJA Mouhamed ; Mrs : Hacène HAMAZ ; Nacer BOUKHELIF, Rasqi BOUDJENAH et Rabah BELOUAD) qui ont accueilli avec beaucoup de gentillesse et de bonne humeur que nous tenons à remercier vivement.

Enfin, tous nos remerciements vont à ceux qui ont attendu ce jour avec impatience et qui n'ont cessé de nous encourager et qui se sont toujours sacrifiés pour notre bonheur à nos familles et nos amis qui ont été nombreux à nous aider et à nous encourager.

ملخص

يتعلق هذا العمل بدراسة الصخور من حقل حاسي مسعود في جنوب الجزائر التي أجريت عليها القياسات والأوصاف المختلفة في مختبر البحث والتطوير لسوناطراك في بومرداس.

كان الهدف من هذه الدراسة تحديد أثر الخصائص البتروفيزيائية المختلفة لخزان النفط على الإنتاج والاستخراج الثانوي (بمساعدة) التي تعتمد اعتمادا كبيرا على خصائص الخزان طبيعة و حركة السائل المحققون.

الكلمات المفتاحية: الخصائص البتروفيزيائية، خزان النفط، الاسترجاع الثانوي، الرطوبة، الضغط الشعري، التشيع، النفاذية النسبية، السامية، الضغط الثقلي.

Abstract

This project concerns to study rocks from Hassi Messaoud oil field in southern Algeria, in which different measurements and characterizations were performed on , in the laboratory of research and development center of Sonatrach in Boumerdes.

This study aims to determine the impact of different petrophysical parameters of the production reservoir where secondary recovery (assisted) oil that is highly dependent on reservoir characteristics and the nature of the injected fluid and fluid in movement .

Key words: petrophysical parameter, oil reservoir, enhanced recovery, wettability, capillary pressure

Résumé

Ce travail concerne l'étude des roches en provenance du champ de Hassi Messaoud au sud Algérien dont les différentes mesures et caractérisations ont été réalisées dans le laboratoire au sein du centre de recherche et développement de Sonatrach à Boumerdès.

L'étude avait pour but de déterminer l'impact des différents paramètres pétrophysiques du réservoir sur la production ou la récupération secondaire (assistée) du pétrole qui dépend étroitement des caractéristiques du réservoir et de la nature du fluide injecté et celui en déplacement.

Mots clé : paramètre pétro physique, réservoir pétrolier, récupération assistée, mouillabilité, pression capillaire



Table des matières

Table des matières

Dédicaces

Remerciements

Résumé

Table des matières

Liste des tableaux

Liste des figures

Liste d'abréviations

Introduction générale..... 16

Chapitre I: les propriétés pétro physiques d'une roche réservoir

I.1.Introduction..... 18

I.2.La roche réservoir..... 18

I.3.Les propriétés petro physiques d'une roche réservoir..... 18

I.3.1. La porosité..... 18

I.3.2. La compressibilité..... 19

I.3.3.La perméabilité et la loi de Darcy..... 19

I.3.3.1. Perméabilité absolue..... 19

I.3.3.2. La perméabilité effective..... 20

I.3.3.3. Perméabilité relative..... 21

I.3.3.3.1.Les méthodes de mesure de la perméabilité relative..... 23

I.3.4. La saturation..... 25

Chapitre II: L'écoulement diphasique dans un milieu poreux

II.1.Introduction..... 28

II.2.Déplacement diphasique..... 28

II.2.1. Les principaux processus de déplacement..... 28

II.3.Effets capillaires..... 29

II.3.1. Tension inter faciale..... 29

II.4.La mouillabilité..... 30

⇨ Mouillabilité franche a une phase (à l'eau ou à l'huile)..... 30

⇨ Mouillabilité intermédiaire..... 31

⇨ Mouillabilité mixte..... 31

II.5.La pression capillaire.....	32
----------------------------------	----

Chapitre III: Les méthodes de récupération assistée du pétrole

III.1.Introduction.....	33
III.2.Les méthodes de récupération dans l'exploitation des gisements pétroliers.....	33
III.2.1. Récupération primaire.....	33
III.2.2. Récupération classique assistée (secondaire).....	34
III.2.3. Récupération assisté amélioré (tertiaire).....	36
III.3.Les facteurs influençant la récupération assisté du pétrole.....	37

Chapitre IV: Partie expérimentale

IV.1. Caractérisation de la roche réservoir.....	38
IV.2. Préparation des échantillons.....	39
IV.3. Procédure expérimentale.....	41
IV.3.1. Mesures Pétro physique Conventionnelles (CCAL).....	41
IV.3.2. Mesures pétro physique spécial (SCAL).....	43
IV.4.Essai de mouillabilité.....	47
IV.5.Essai de perméabilité relative Eau – Huile.....	49
IV.6.Mesures pétrographiques.....	50
IV.6.1.Analyse par diffraction RX.....	50
IV.6.2.Description de la microscopie électronique à balayage (MEB).....	52
- Préparation des échantillons.....	52

Chapitre V:Discussions des résultats

V.1.Les échantillons sélectionnés :.....	56
V.2.Evolution de la perméabilité relative eau /huile.....	57
V.3.L'influence des paramètres pétro physiques sur la perméabilité relative eau /huile.....	60
V.4.Effet de la mouillabilité sur la perméabilité relative eau/huile.....	62
V.5.Effet de la pression sur l'évolution de la perméabilité relative Eau/Huile.....	65
V.6.Influence des paramètres pétro physiques sur la récupération en huile.....	68
V.6.Effet de la porosité et perméabilité sur l'IOP.....	70
V.7.Impact de la pression de déplacement sur la récupération en huile.....	72
V.8.Effet de la pression capillaire.....	74
V.9.Evolution de l'IOP en fonction du volume poreux (VP).....	76

Conclusion générale.....	78
Références bibliographiques.....	80
Annexes.....	81

Liste des tableaux

Tableau IV.1 : Echelle d'évaluation de la mouillabilité.....	48
Tableau V. 1 : Résultats des caractéristiques des échantillons.....	56
Tableau V.2 : Résultats des mesures pétro physiques.....	57

Liste des figures

Figure 1 : Représentation de l'évolution de la pression dans un réservoir d'hydrocarbures en récupération primaire [10].....	17
Figure I.1 : Représentation Schématique d'un vide au sein d'une roche [3].....	18
Figure I.2 : perméabilité absolue [6].....	20
Figure I.3 : procédure de mesure de la perméabilité effective [11].....	20
Figure I.4 : Courbes typiques de la perméabilité relative d'un couple Huile-Eau pour un système mouillable à l'huile.....	22
Figure I.5 : Courbes typiques de la perméabilité relative d'un couple Huile-Eau pour un système mouillable à l'eau.....	22
Figure I.6 : Illustration schématique d'un test steady state de perméabilité relative, Core Laboratories course notes [7].....	23
Figure I.7 : Illustration schématique d'un test Unsteady state de perméabilité relative, Core Laboratories course notes [7].....	24
Figure I.8: représentation de l'huile piégée dans le noyau.....	27
Figure II.1 : Perméabilité relative en fonction des saturations lors de déplacement [12].....	29
Figure II.2 : angles de contact pour un système eau, huile	30
Figure II.3 : Représentation de différents types de mouillabilité.....	31
Figure II.4 : Figure expliquant le phénomène de la pression capillaire.....	32
Figure III.1: Schéma représentatif d'une injection d'eau pour la R.A.P.....	34
Figure III.2: Injection d'eau [12].....	35
Figure III.3 : Schéma représentative du cas d'injection de CO ₂ miscible.....	36
Figure III.4: les différentes techniques de récupération du pétrole	37
Figure IV.1: Appareil d'échantillonnage 1"1/2.....	40
Figure IV.2: Lavage des échantillons par Reflux aux SOXLHET Laboratoire Pétrophysique DTD.....	40
Figure IV.3 : Appareil de mesure des paramètres Pétrophysique sous Confinement KEYPHI Laboratoire Pétrophysique DTD.....	41
Figure IV.4: Dispositif de mesure du Poids par Immersion.....	42

Liste des figures

Figure IV.5: Mesure de la Pression Capillaire par Centrifugation de type BEKMAN L8-70M. Laboratoire Péetrophysique DTD.....	44
Figure IV.6: Schéma montrant la circulation du fluide (l'eau) à travers la roche réservoir saturée avec de l'huile lors de l'essai de la récupération assistée.....	49
Figure IV.7: les résultats des analyses par diffraction RX.....	51
Figure IV.8 : Vue globale d'un grès fin à moyen.....	53
Figure IV.9: Ciment argileux de type kaolinite intergranulaire.....	53
Figure IV.10: sub-arrondis à sub-anguleux et mal classé.....	53
Figure IV.11: ciment argileux chloriteux de type intergranulaire et frangeant.....	53
Figure IV.12 : les phénomènes diagénétiques observés.....	55
Figure V.1 : Evolution de la perméabilité relative /Ech 1 et 2.....	58
Figure V.2 : Evolution de la perméabilité relative /Ech 3 et 4.....	59
Figure V.3 : Evolution de la perméabilité relative /Ech 5 et 6.....	59
Figure V.4 : Influence des paramètres péetro physiques sur la perméabilité relative eau/huile Echantillons 1 et 2.....	60
Figure V.5 : Influence des paramètres péetro physiques sur la perméabilité relative eau/huile Echantillons 3 et 4.....	61
Figure V.6 : Influence des paramètres péetro physiques sur la perméabilité relative eau/huile Echantillons 5 et 6.....	61
Figure V.7 : effet de la mouillabilité sur la perméabilité relative eau/huile /échantillons 1 et 2	
Figure V.8 : effet de la mouillabilité sur la perméabilité relative eau/huile /échantillons 1 et 2	
Figure V.9 : effet de la mouillabilité sur la perméabilité relative eau/huile /échantillons 1 et 2	
Figure V.10 : présentations des analyses péetrographiques	64
Figure V.11 : effet de la pression sur la perméabilité relative eau/huile /échantillons 1 et 2	
Figure V.12 : effet de la pression sur la perméabilité relative eau/huile /échantillons 3 et 4	
Figure V.13 : effet de la pression sur la perméabilité relative eau/huile /échantillons 5 et 6	

Liste des figures

Figure V.14 : l'eau injectée et l'huile récupérée en fonction du temps /Echantillons 1 et 2.....	68
Figure V.15 : l'eau injectée et l'huile récupérée en fonction du temps /Echantillons 3 et 4.....	69
Figure V.16 : l'eau injectée et l'huile récupérée en fonction du temps /Echantillons 5 et 6.....	69
Figure V.17 : la récupération en huile en fonction du temps /Echantillons 1,2.....	70
Figure V.18 : la récupération en huile en fonction du temps /Echantillons 3,4.....	71
Figure V.19 : la récupération en huile en fonction du temps /Echantillons 5,6.....	71
Figure V.20 : Impact de la pression sur L'IOP Echantillons 1 et 2.....	72
Figure V.21 : Impact de la pression sur L'IOP Echantillons 3et 4.....	73
Figure V.22 : Impact de la pression sur L'IOP Echantillons 5 et 6.....	73
Figure V.23 : Pression capillaire en fonction de la saturation en eau /Echantillons 1 et 2.....	74
Figure V.24 : Pression capillaire en fonction de la saturation en eau /Echantillons 3 et 4.....	75
Figure V.25 : Pression capillaire en fonction de la saturation en eau /Echantillons 5 et 6.....	75
Figure V.26 : La récupération en huile en fonction du volume poreux /Echantillons 1 et 2..	76
Figure V.27 : La récupération en huile en fonction du volume poreux /Echantillons 3 et 4..	77
Figure V.28 : La récupération en huile en fonction du volume poreux /Echantillons 5 et 6..	77

Liste des abréviations

Φ_{im} :	Porosité par Immersion, pourcentage % ;
V_p :	Volume Poreux, cc ;
P_s :	Poids sec de l'échantillon, gr ;
P_1 :	Poids l'échantillon saturée à 100% par la saumure, gr ;
P_4 :	Poids de l'échantillon saturé à 100 % d'eau par immersion dans l'eau gr
ΔP :	Pression de Déplacement, kg/cm ² ;
ρ :	Masse Spécifique des Grains, g/cc ;
μ_g :	Viscosité du Gaz, cp ;
μ_o :	Viscosité de l'Huile, cp ;
μ_w :	Viscosité de l'Eau, cp ;
k_{air} :	Perméabilité à l'Air, mD ;
k_w :	Perméabilité à l'Eau, mD ;
k_o :	Perméabilité à l'Huile, mD ;
k_g :	Perméabilité au Gaz, mD ;
k_{ro} :	Perméabilité Relative à l'Huile, fraction ;
k_{rw} :	Perméabilité Relative à l'Eau, fraction ;
k_{rg} :	Perméabilité Relative au Gaz, fraction ;
k_{rw} :	Perméabilité Relative de la P hase mouillante, mD ;
k_{rnw} :	Perméabilité Relative de la Phase non-mouillante, mD ;
L :	Longueur de l'échantillon, m ;
P_c :	Pression Capillaire ;
p_e :	Pression d'entrée (déplacement), Psi ;
S_{wi} :	Saturation en eau Irréductible, % V_p ;
S_{or} :	Saturation en huile Résiduelle, % V_p ;

Introduction générale

Introduction générale

En général, un nouveau puits pétrolier produit du pétrole par son énergie naturelle initialement existante (la différence de pression entre la formation et le forage). Cette première étape de la production pétrolière est l'étape de récupération primaire. Comme un puits pétrolier produit continuellement du pétrole, il viendra un moment où la pression initiale du réservoir devient trop faible pour produire efficacement de l'huile (Figure 1). Durant la phase de récupération primaire du pétrole, en fonction de la source d'énergie motrice du réservoir, seulement 5% à 20% de l'huile initialement en place serait finalement produit alors que 70% environ du pétrole reste en place dans le réservoir pétrolier. Cependant, l'huile produite après cette étape primaire est appelée huile de récupération secondaire et le réservoir est dit dans sa phase secondaire de la production. Parmi les techniques utilisées dans la récupération secondaire du pétrole, on peut citer l'injection de l'eau ou de gaz. L'utilisation de la technique de récupération secondaire de pétrole permettra de récupérer 20% à 30% du pétrole contenu dans le réservoir [10].

L'efficacité d'une méthode de récupération assistée du pétrole dépend étroitement des caractéristiques du réservoir et de la nature du fluide injecté et celui en déplacement. Le principe de cette technique à l'échelle réelle est d'utiliser des puits injecteurs d'eau ou de gaz combinés avec des puits producteurs de pétrole. Cependant, la récupération secondaire du pétrole peut être affectée par les caractéristiques du réservoir incluant les propriétés pétro-physiques de la roche, les perméabilités relatives, la pression capillaire, la mouillabilité de la roche et l'hétérogénéité du réservoir.

L'objectif principal de ce projet de fin d'étude est d'étudier l'impact des différents paramètres du réservoir sus cités sur la production ou la récupération du pétrole. Ceci est réalisé sur des échantillons des roches en provenance du champ de Hassi Messaoud au sud Algérien dont les différentes mesures et caractérisations ont été réalisées dans le laboratoire au sein du centre de recherche et développement de Sonatrach à Boumerdès.

La synthèse bibliographique présentée montre que le phénomène de la production de l'huile est lié aux propriétés pétro physiques du réservoir, et aussi aux propriétés inter faciales d'un

Introduction générale

milieu poreux. C'est la raison pour laquelle nous avons structuré notre document en débutant par la présentation des propriétés d'une roche réservoir.

Dans le deuxième chapitre, nous nous intéressons donc aux écoulements diphasiques dans un milieu poreux, et dans le troisième chapitre nous définissons la récupération assistée du pétrole et les caractéristiques qui influent sur cette récupération.

Le chapitre IV est consacré à l'étude expérimentale. Nous rappelons dans cette partie les différentes mesures pétro physiques et pétrographiques effectuées sur des échantillons du champ de Hassi Messaoud, et les résultats et l'interprétation sont décrites dans le chapitre V.

Enfin la conclusion et les perspectives qui découlent de cette étude sont présentées dans le chapitre VI.

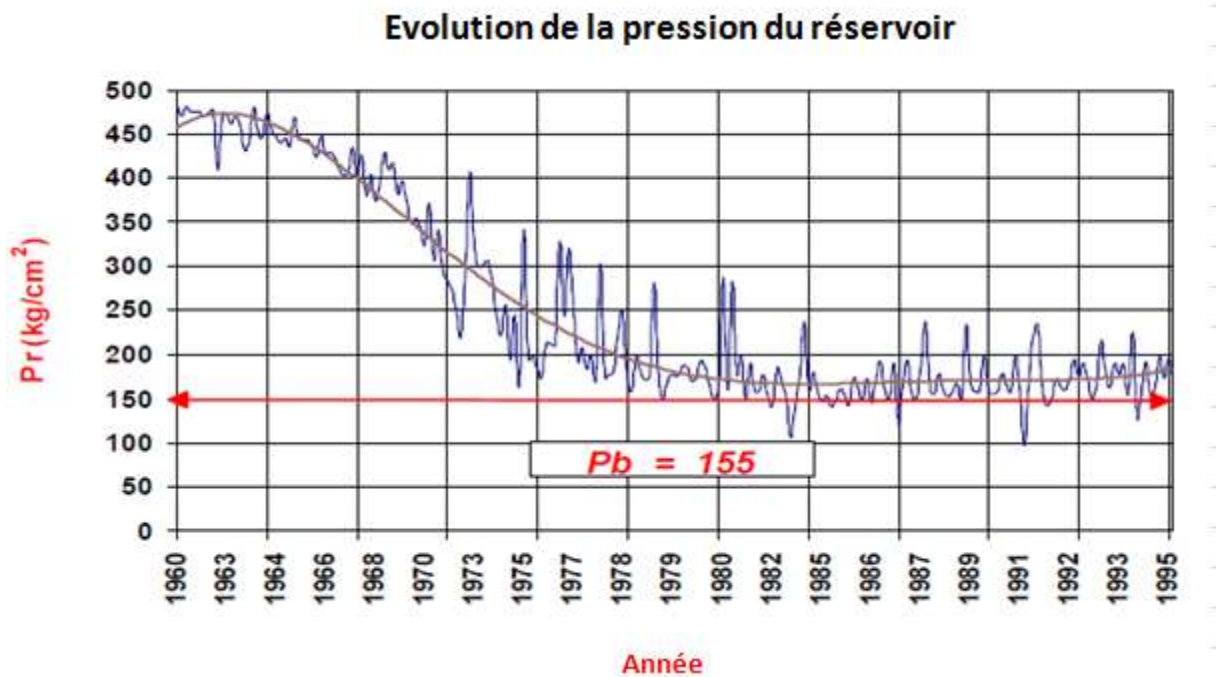


Figure1:Représentation de l'évolution de la pression dans un réservoir d'hydrocarbures en récupération primaire [10]

Chapitre I : Les propriétés pétro physiques d'une roche réservoir

I.1.Introduction

L'un des attributs qui influence l'écoulement dans les milieux poreux est la matrice solide. Celle-ci est caractérisée par un certain nombre de grandeurs moyennes, géométrique ou statistique qui sont : la porosité, la saturation, la compressibilité et la perméabilité.

I.2.La roche réservoir

La roche réservoir est une roche poreuse et perméable. Ces caractéristiques lui permettent de pouvoir contenir des fluides (eau, pétrole, gaz,...). Avec leur contenu en fluide ces roches deviennent intéressantes économiquement surtout lorsqu'elles sont couvertes par une roche imperméable ne permettant pas au fluide de s'échapper. Ces roches ont un intérêt économique pouvant être plus important, si leur volume poreux est considérable et l'habilité de circulation de fluides est importante. La roche réservoir est appelée aussi roche magasin [2].

I.3.Les propriétés petro physiques d'une roche réservoir

I.3.1. La porosité

Les roches sédimentaires sont constituées par des grains de matières solides de forme quelconque plus ou moins cimentés entre eux et entre lesquels existent des espaces vides. Ces derniers sont appelés pores qui sont remplis par des fluides (liquide ou gaz).

Considérons un échantillon de roche. Son volume apparent ou volume total V_t , est constitué d'un volume solide V_s et volume des pores V_p .

La porosité de cet échantillon est définie comme étant le rapport du volume des vides au volume apparent du milieu poreux.

Elle est désignée par \emptyset et exprimé en pourcentage % ou en fraction.

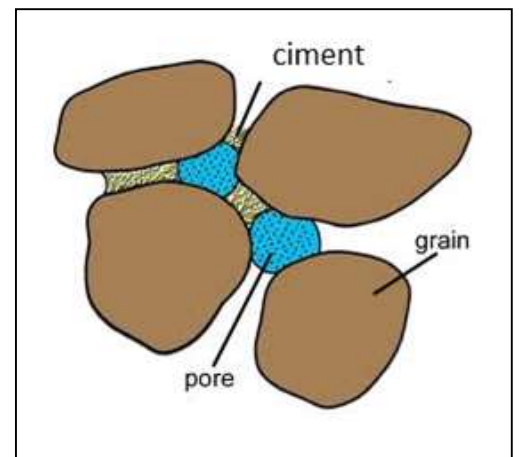


Figure I.1 : Représentation Schématique d'un vide au sein d'une roche [3].

$$\emptyset \% = \frac{V_{\text{Pores}}}{V_{\text{Total}}} * 100 = \frac{V_{\text{Total}} - V_{\text{Solide}}}{V_{\text{Total}}} * 100 = \left(1 - \frac{V_{\text{Solide}}}{V_{\text{Total}}}\right) * 100 \quad (\text{I.1})$$

I.3.2. La compressibilité

La compressibilité est une caractéristique d'un corps, définissant sa variation relative de volume sous l'effet d'une pression appliquée. C'est une valeur élevée pour les gaz, faible pour les liquides et très faible pour les solides usuels. Le coefficient de compressibilité est

défini:

$$C_f = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial v}{\partial p} \right) \quad (\text{I.2})$$

Ou :

V : le volume du corps ; P : la pression appliquée (Pa) ; la compressibilité s'exprime en Pa⁻¹

Mais cette définition ne prend pas en compte la thermodynamique : sous l'effet d'une compression, les corps ont tendance à s'échauffer. On définit donc une compressibilité isotherme pour un corps restant à température constante: [3].

$$C_f = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial v}{\partial p} \right)_T \quad (\text{I.3})$$

Le T en indice de la dérivée indiquant que la dérivée est prise à température constante.

I.3.3. La perméabilité et la loi de Darcy

On rappelle dans ce paragraphe les définitions d'une perméabilité absolue, d'une perméabilité effective et d'une perméabilité relative.

I.3.3.1. Perméabilité absolue

La perméabilité d'une roche correspond à son aptitude à se laisser traverser par un fluide de référence sous l'effet d'un gradient de pression. Elle est exprimée par la loi de Darcy selon la relation suivante:

$$Q = A \frac{K \Delta P}{\mu L} \quad (\text{I.4})$$

Ou Q est le débit d'écoulement en $[m^3/s]$, A est la section de l'échantillon $[m^2]$, ΔP est la pression de déplacement du fluide, L est la longueur de l'échantillon et μ est la viscosité du fluide [6].

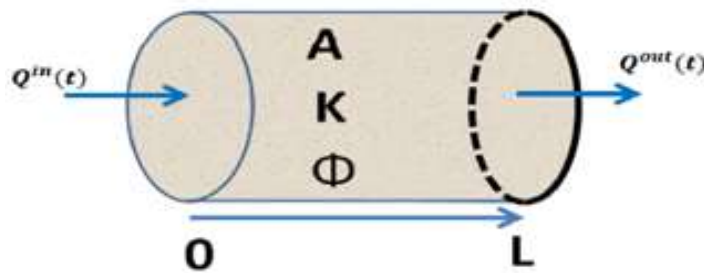


Figure I.2: perméabilité absolue[6]

I.3.3.2. La perméabilité effective

La perméabilité effective (K_{eff}) représente la perméabilité d'une phase donnée lorsque plus d'un fluide est présent dans la roche (K_o, K_w, K_g). Lorsque la roche est saturée à 100% avec un seul fluide, la perméabilité est dit absolue. Lorsque deux fluides ou plus sont présents dans la roche, la perméabilité est dit effective (figure I.3).

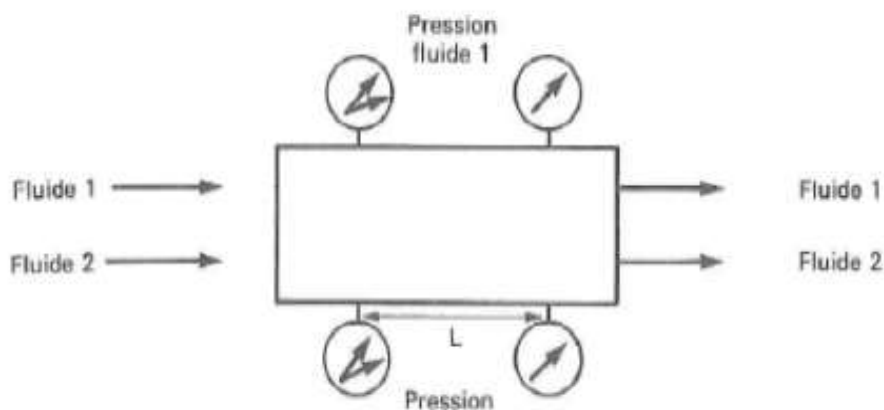


Figure I.3: procédure de mesure de la perméabilité effective [11]

I.3.3.3. Perméabilité relative

La perméabilité relative est un concept utilisé afin de lier la perméabilité absolue pour un système poreux (roche saturée à 100% par un seul fluide) à un fluide particulier dans le système lorsque le fluide occupe une fraction du volume poreux total. Dans ce cas de figure, la perméabilité effective est identique à la perméabilité absolue.

Dans le cas d'un écoulement multiphasique, la perméabilité effective représente les perméabilités de chaque phase (K_o , K_w , K_g). Étant donné que les fluides interfèrent entre eux lors de leur déplacement, la somme des perméabilités effectives sera toujours inférieure à la perméabilité absolue. Dans ce cas le rapport entre la perméabilité effective de chaque phase par rapport à la perméabilité absolue représente la perméabilité relative de cette phase. La perméabilité effective est calculée selon l'équation suivante [11]:

$$K_{effi} = A \frac{\Delta P_i}{\mu Q_i} \quad (I.5)$$

Ou i : représente la phase du fluide i ,

Sur cette base, la perméabilité relative est donnée par l'équation suivante :

$$K_{ri} = \frac{K_{effi}}{K_a} \quad (I.6)$$

Dans le cas de l'écoulement de deux fluides à savoir l'eau et l'huile, nous écrivons alors K_{rw} et K_{ro} .

Les perméabilités relatives dans le cas des roches mouillables à l'eau et celles mouillables à l'huile ont été longuement étudiées. Ces travaux ont montré que la roche est fortement mouillable à l'eau lorsque le point d'intersection entre la perméabilité relative à l'eau et celle à l'huile se situe à plus de 50% de la saturation en eau. Alors que pour la roche fortement mouillable à l'huile, le point d'intersection des deux courbes de perméabilité relative se situe à moins de 50 % de la saturation en eau. Lorsque le point d'intersection des deux courbes de perméabilité relative se situe à 50%, la roche est Considérée comme mouillable au mélange de deux fluides (figure I.4 et figure I.5).

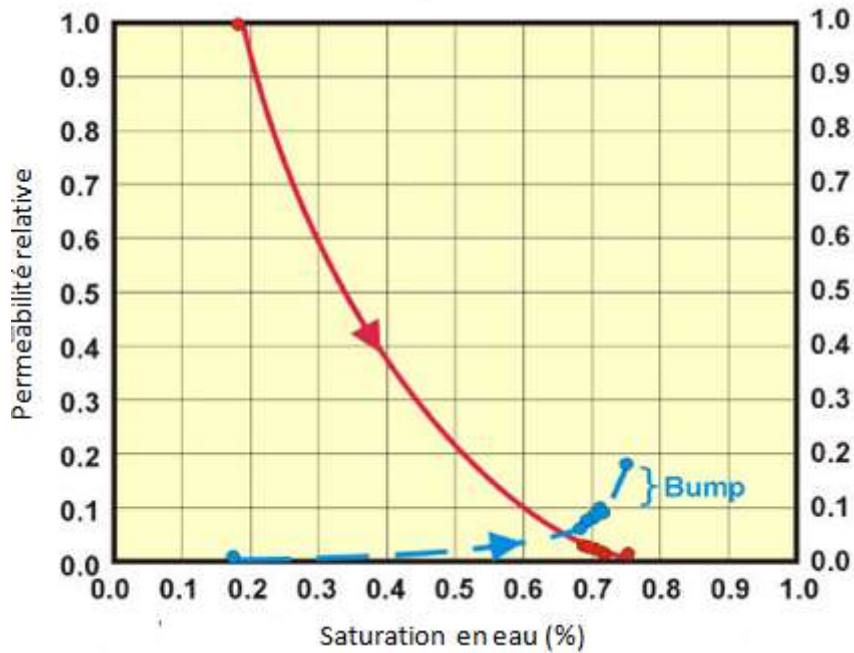


Figure I.4 : Courbes typiques de la perméabilité relative d'un couple Huile-Eau pour un système mouillable à l'eau [11]

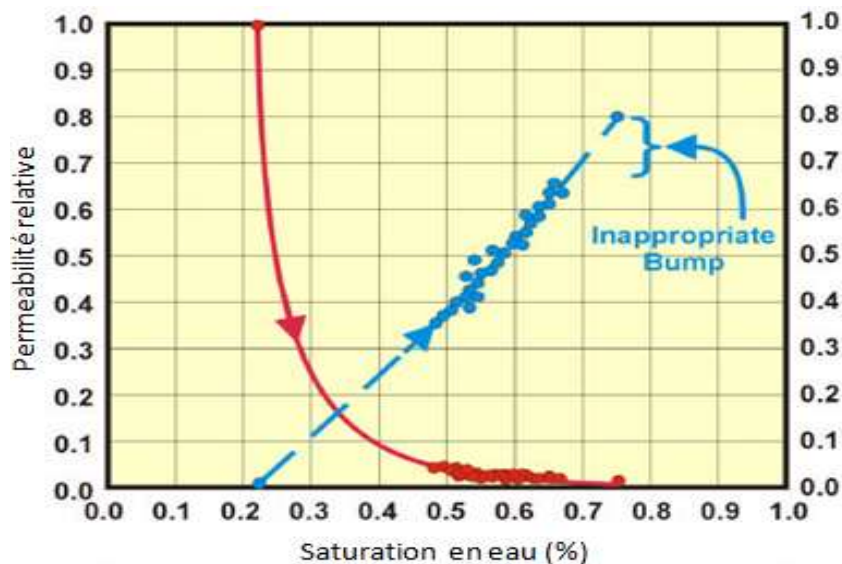


Figure I.5 : Courbes typiques de la perméabilité relative d'un couple Huile-Eau pour un système mouillable à l'huile [11]

I.3.3.3.1. Les méthodes de mesure de la perméabilité relative

a) Méthode d'état d'équilibre (steady state)

La technique d'état d'équilibre (steady state) est basée sur le principe que l'échantillon est principalement saturé de l'une des phases, typiquement la phase huileuse. Lorsque l'équilibre est atteint, la perméabilité effective est obtenue. L'étape suivante consiste à injecter deux fluides à travers l'échantillon avec un rapport eau/huile prédéterminé. Lorsque l'effluent du ratio eau/huile (WOR : water/oil ratio) est égale à celui injecté (WOR injecté) et la chute de la pression devient constante, alors la méthode de steady state est achevée. Les résultats mesurés sont : la chute de la pression, les volumes des deux fluides (huile et eau) produits et le temps figure I.6.

La chute de pression dans le plug et le débit d'huile sont utilisés par la suite afin de calculer la perméabilité à l'huile de l'échantillon (loi de Darcy). Pour tout mélange Huile-Eau, l'injection est continuée à un débit constant jusqu'à atteindre une pression différentielle constante (généralement un à trois jours) [7].

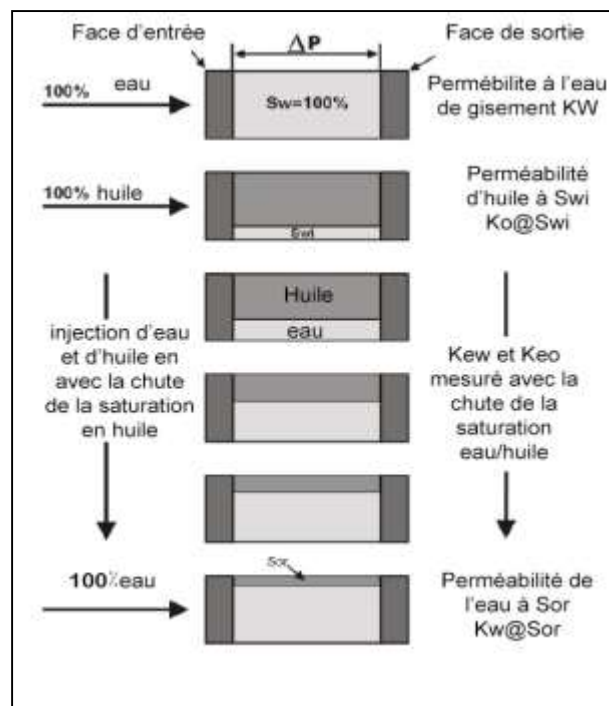


Figure I.6: Illustration schématique d'un test steady state de perméabilité relative, Core Laboratories course notes [7]

b) Méthode d'unsteady state

La méthode d'unsteady state est la méthode la plus classique utilisée pour déterminer les courbes de perméabilité (figure I.7). L'eau est injectée à travers le plug. L'huile est déplacée d'abord, cependant, juste après la percée d'eau, les deux fluides l'huile et l'eau sont produits à la fois. La méthode est appelée unsteady state car les saturations des deux phases changent tout au long de l'injection d'eau. Si un débit constant est utilisé, la chute de pression dans l'échantillon évoluera à mesure que la proportion de la saumure coulante augmente, et si une pression constante d'écoulement est utilisée on aura à la fois une augmentation de la saturation de la phase et du débit [7].

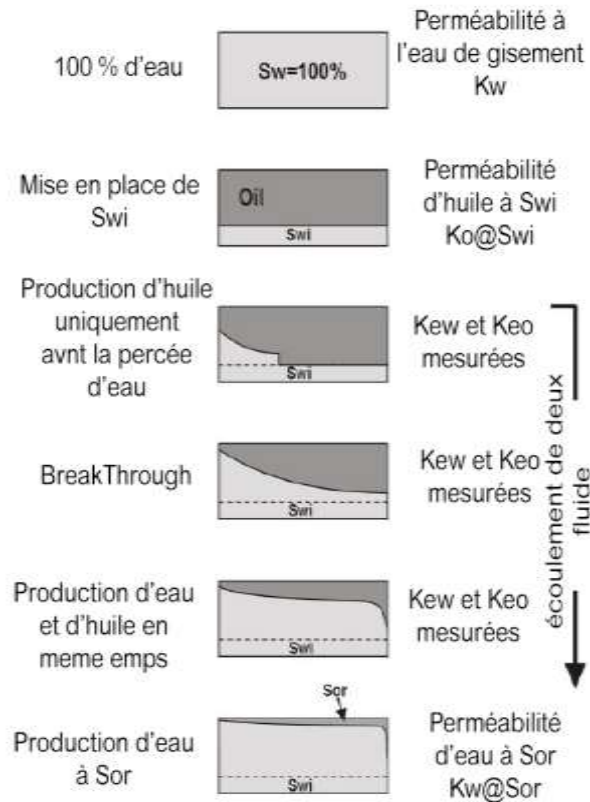


Figure I.7: Illustration schématique d'un test Unsteady state de perméabilité relative, Core Laboratories course notes [7]

c) Méthode centrifuge

Les tests de centrifugeuse pour obtenir les perméabilités relatives sont analogues aux essais unsteady state de successibilité d'injection d'eau. Ils sont procédés de manière identique aux essais de centrifugation effectués pour obtenir des courbes de pression capillaire et exigent des données similaires à enregistrer.

Les tests unsteady state se limitent à étudier les déplacements où les hypothèses de la théorie Buckley-Leverett sont satisfaisantes (ie. Les effets de la pression capillaire et de la gravité sont ignorés), et seulement fournissent des données de perméabilité relative sur une gamme de saturation limitée. Par conséquent, pour améliorer les méthodes unsteady state, des techniques analytiques ont été développées pour prendre en compte la gravité et de la pression capillaire et d'obtenir la perméabilité relative pour la gamme de saturation totale. Les données expérimentales exigées sont la chute de pression à travers l'échantillon et le volume cumulatif de la phase déplacées, cependant, les profils de saturation peuvent également être requis [7].

I.3.4. La saturation

L'espace poreux dans la roche réservoir est en général saturé avec un fluide. Les pores sont complètement remplis d'une combinaison des fluides suivants : l'huile et les impuretés associés à l'état liquide, le gaz et ses impuretés associés à l'état vapeur et l'eau que ce soit de l'eau fossile ou l'eau qui a coulé ou a été injecté dans le réservoir. Pendant le processus de dépôt des sédiments (généralement dans un milieu aqueux), les pores sont complètement saturés d'eau. Plus tard, lors de l'enfouissement en profondeur, par compaction et cémmentation partielle, la composition de l'eau peut changer, mais la saturation reste égale à 100% à moins que des hydrocarbures aient pénétré dans les pores provoquant ainsi la sortie de l'eau.

Si les pores saturés en eau se trouvent à proximité d'une roche source d'hydrocarbure actif, comme les schistes qui sont riche en matière organique, et les pores sont en communication sous pression avec la roche, les hydrocarbures peuvent pénétrer dans les pores et occuper ainsi l'espace poreux [3].

A tout moment pendant la durée de vie d'un réservoir de pétrole ou de gaz, la relation suivante doit être vérifiée [3] :

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (\text{I.7})$$

OU

$$S_o = \frac{\text{Volume de l'huile}}{\text{Volume des pores}} = \frac{V_o}{V_p} \quad (\text{I.8})$$

$$S_w = \frac{\text{Volume de l'eau}}{\text{Volume des pores}} = \frac{V_w}{V_p} \quad (\text{I.9})$$

$$S_g = \frac{\text{Volume du gaz}}{\text{Volume des pores}} = \frac{V_g}{V_p} \quad (\text{I.10})$$

Donc, la saturation est une mesure directe de la teneur en fluide de la roche poreuse. Elle influe donc directement sur la capacité de stockage d'hydrocarbures du réservoir. Elle nous donne une idée sur la variation des contacts gaz / huile ou huile / eau par des changements de saturation résiduelle en profondeur, et indirectement, elle est utilisée comme une variable de corrélation pour estimer la productivité des roches réservoirs

A l'équilibre, il est reconnu que, dans un réservoir pétrolier, les fluides sont répartis en fonction de leur densité.

I.3.4.1. La distribution de la saturation dans les réservoirs

Durant l'accumulation des hydrocarbures dans les réservoirs pétroliers, la saturation en eau peut être réduite à de petites valeurs entre 5%-40%, après laquelle il n'y aura aucun déplacement de la phase mouillante. Ceci se produit lorsque la saturation en eau devient immobile (saturation en eau irréductible). Dans le domaine pétrolier, plusieurs symboles des saturations sont utilisés :

a) La saturation en eau irréductible (S_{wi})

La saturation en eau irréductible (s_{wi}), est définie comme étant la saturation en eau minimale dans un milieu poreux. La quantité d'eau présente dans un réservoir pétrolier varie de 100% à une valeur minimale (20% environ) [3].

b) La saturation résiduelle en huile (S_{or})

La saturation résiduelle en huile (S_{or}), représente l'huile restante dans le réservoir après la récupération primaire (production du pétrole avec son énergie initiale). Lors des essais de laboratoire, la saturation résiduelle en huile représente la saturation finale en huile de l'échantillon à la fin du procédé de déplacement de la phase huileuse avec l'eau ou le gaz.

L'échantillon est saturé à 100% avec une huile qui s'y déplace avec une autre phase (eau ou gaz). L'huile restante ou piégée laissée dans la roche est la saturation en huile résiduelle (figure (I.8) [3]).

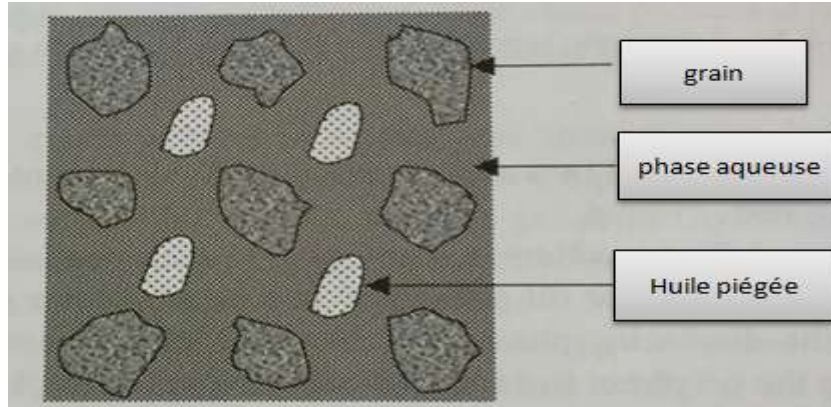


Figure I.8: représentation de l'huile piégée dans la roche [3]

Chapitre II : L'écoulement diphasique dans un milieu poreux

II.1.Introduction

En général, dans les gisements d'hydrocarbures, les écoulements ne sont pas monophasiques. Citons cependant le cas des gisements d'huile ou du gaz (sec ou humide), sans aquifère actif. Dans les autres cas, il ya écoulement simultanée de deux ou même trois phases : gaz, huile, eau [2].

II.2.Déplacement diphasique

II.2.1. Les principaux processus de déplacement

a)Processus de drainage

Généralement les pores de la roche réservoir sont à l'origine remplis avec de l'eau .Après un certain temps, l'huile migre vers le réservoir, déplaçant même de l'eau, et menant l'eau à la même saturation irréductible .Une fois les pores de réservoir saturés en eau irréductible et en huile, si le gaz est l'agent de déplacement, alors le gaz entre dans le réservoir remplaçant l'huile. Cependant, la pression qui est nécessaire pour mettre en place cette saturation n'est autre que la pression capillaire (force capillaire). A l'échelle du laboratoire, la même procédure doit être reproduite. Par conséquent le processus de drainage correspond à un déplacement d'un fluide mouillant par un autre fluide non mouillant (figure II.1a) [12].

b) Processus d'imbibition

L'imbibition est le déplacement spontané d'un fluide non mouillant par un fluide mouillant. Le cas type de l'imbibition est le déplacement de l'huile par de l'eau et elle représente un phénomène favorable pour la récupération de l'huile .Elle correspond généralement au rééquilibrage de deux phases de part et d'autre d'une zone frontière séparant deux milieux, alors que l'équilibre capillaire initial est rompu .C'est le cas notamment pour deux milieux de perméabilités très contrastées (figure II.1b).

L'efficacité de l'imbibition est directement liée à la vitesse de déplacement .En effet ,si le déplacement est très rapide ,les zones peu perméables ne pourront produire l'huile qu'à travers les zones perméables déjà balayées par l'eau ou la perméabilité relative à l'huile est très faible .Au contraire ,si le déplacement est lent , les zones peu perméables auront le temps de produire plus d'huile pendant le passage du front de déplacement [12].

Le processus de drainage et l'imbibition sont liés au type de fluide mouillant la roche réservoir.

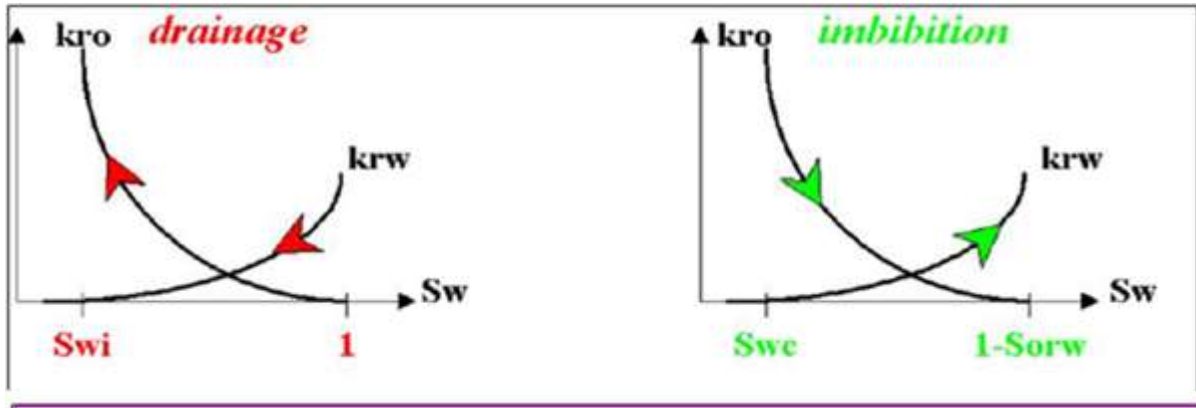


Figure II.1: Perméabilité relative en fonction des saturations lors de déplacement de deux phase (eau /huile) [12]

II.3.Effets capillaires

Les effets capillaires sont des manifestations des forces au niveau des pores de l'échantillon et crée un mouillage élevé anormal de saturation.

II.3.1. Tension inter faciale

II.3.1.1.Interface fluide /fluide

La tension inter faciale est la force nécessaire par la surface entre deux liquides non miscibles. La tension superficielle δ_i d'une substance i et sa propre vapeur est définie comme suit (Voir Figure II.2)

$$\delta_i = \left(\frac{\partial F}{\partial A} \right)_{T, P, C} \quad (\text{II.1})$$

II.3.1.2.Interface fluide /solide

Lorsque deux fluides sont en contact avec un solide, les interfaces s'interceptent le long d'une ligne appelée ligne de contact ou ligne triple.

Sur cette ligne les tensions inter faciales vérifient la relation géométrique de Neumann [12].

$$\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_{12} = 0 \quad (\text{II.2})$$

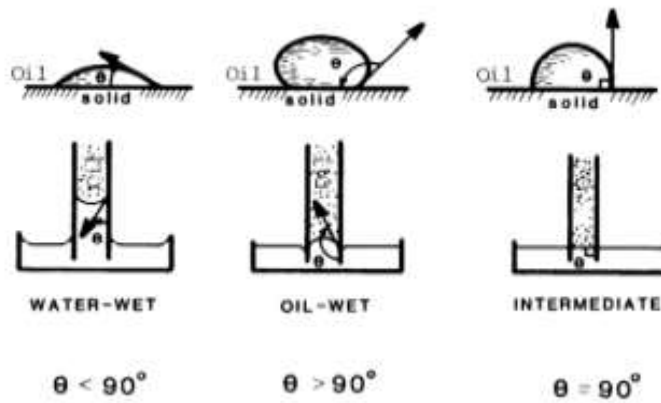


Figure II.2: angles de contact pour un système eau, huile [4]

II.4. La mouillabilité

La mouillabilité est un terme utilisé afin de décrire l'adhésion relative de deux fluides à la surface d'un solide. C'est une propriété dans un milieu poreux tel qu'une roche réservoir peut donner une mesure de la préférence de l'un des fluides (huile ou eau) à être mouillable à la roche réservoir. Au point d'intersection entre les deux phases (eau, huile) et la surface du solide, un angle de contact se produit (figure II.3). Si le système est à l'équilibre, les fluides présents ne se déplacent pas et sont stable thermodynamiquement [7].

Dans un système où la roche est mouillable à l'eau, cette dernière occupera la majorité de la porosité à travers les petits pores. Si par contre, la roche est mouillable à l'huile, cette dernière va imbiber la phase non mouillante dans les petits pores [7].

➤ Mouillabilité franche a une phase (à l'eau ou à l'huile)

C'est la forte préférence d'attraction d'une phase sur les surfaces solides en présence des autres phases. Les roches de réservoirs sont considérées de mouillabilité franche à l'eau avant la migration d'hydrocarbures. Toutes les parois sont dès lors tapissées de films d'eau. Une goutte d'eau déposée sur une surface solide de mouillabilité franche à l'eau présente un angle de contact faible avec la surface solide différemment d'une goutte d'huile qui présentera un angle de contact élevé avec la même surface solide [8].

➤ Mouillabilité intermédiaire

C'est le cas où l'attraction des phases en présence est relativement identique pour la surface solide. Elle correspond à des angles de contact proches de 90° entre les fluides et la surface solide (figure II.3) [8].

➤ Mouillabilité mixte

La mouillabilité mixte, se dit d'un milieu poreux dont les différentes parties du milieu ont des mouillabilités surfaciques relativement différentes (mouillabilité soit à l'eau ou soit à l'huile). Les réservoirs pétroliers sont généralement de mouillabilité mixte (figure II.3) [8].

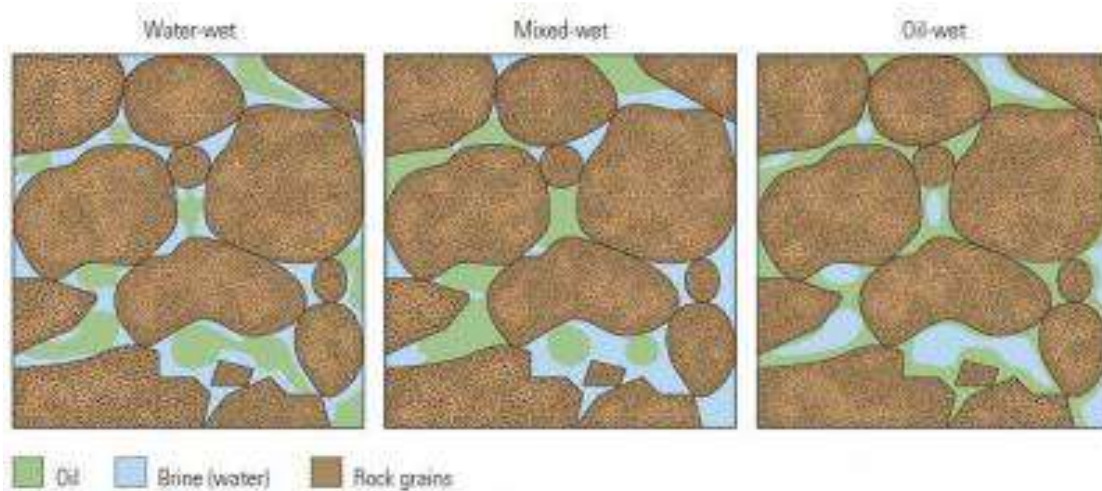


Figure II.3: Représentation de différents types de mouillabilité [8]

A une très petite échelle, au niveau de l'interface entre le fluide et la surface, les facteurs influençant la mouillabilité sont: la nature des surfaces solides, la composition des différentes phases en contact et les conditions de température et de pression. Quand l'écoulement a lieu dans un milieu poreux, la mouillabilité est définie à l'échelle du milieu poreux est évaluée par des mesures spécifiques.

II.5. La pression capillaire

La pression capillaire est importante dans le domaine pétrolier car c'est un facteur majeur contrôlant la distribution des fluides dans les roches réservoirs. Cette pression est uniquement observable durant la présence de deux fluides non miscibles qui sont en contact les uns avec les autres dont une interface claire entre les deux phases apparaît. Cette interface est le résultat d'une tension inter faciale. L'interface est une surface incurvée et la pression sur le côté concave est supérieure à celle du côté convexe (figure II.4) [10].

Cette différence de pression est connue sous le nom de la pression capillaire. Cette dernière est donnée par la formule suivante :

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad (\text{II.3})$$

Ou

P_c : la pression capillaire

P_{nw} : la pression de la phase non mouillante

P_w : La pression de la phase mouillante (eau)

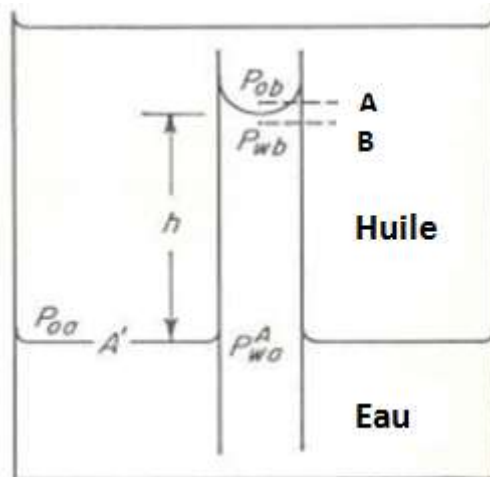


Figure II.4: le phénomène de la pression capillaire [7]

Chapitre III : Les méthodes de récupération assistée du pétrole

III.1.Introduction

La récupération assistée du pétrole (RAP), ou Enhanced oil recovery (EOR), se réfère à l'ensemble des techniques mises en œuvre pour accroître la production des gisements d'hydrocarbures dont les opérations ont cessé en raison des taux de production d'huile non rentables.

Sans ces techniques, près de 2.10^{12} barils de pétrole conventionnel et 5.10^{12} barils de pétrole lourd resteraient piégés dans les roches mères. Bien que les technologies EOR utilisent souvent des infrastructures pétrolières existantes, des produits des équipements spécialisés sont souvent nécessaires [14].

III.2.Les méthodes de récupération dans l'exploitation des gisements pétroliers

III.2.1. Récupération primaire

L'huile est récupérée à la surface par drainage naturel, on distingue trois mécanismes de drainage comme le montre la figure III.4 (a) :

➤ **Expansion de gaz dissous**

L'huile contient du gaz dissous qui sera libéré avec la réduction de pression. Lors de la production .La fraction de gaz augmentera dans ce cas .Les forces de poussée causent l'évolution de la phase gazeuse entrant l'huile avec le gaz [9].

➤ **Drainage par un gas-cap**

Par ce mécanisme le gas-cap applique une pression considérable sur la phase de l'huile pour causer son drainage naturel vers le puits de production, le volume du gas-cap doit être comparable au volume d'huile afin que le déclin de la pression du réservoir ne soit pas très important [9].

➤ **Drainage par l'eau (aquifère)**

Quand le réservoir d'huile est en contact avec un aquifère, ce dernier garantit un maintien de pression et permet le drainage de l'huile vers le puits de production.

III.2.2. Récupération classique assistée (secondaire)

Récupération de pétrole par drainage naturel ne dépasse pas les 30% c'est pourquoi d'autres techniques ont été mises en œuvre afin d'améliorer l'efficacité de balayage c.-à-d la récupération secondaire qui est basée sur : [9].

- L'injection d'eau.
- L'injection de gaz hydrocarbonés (non miscibles)

Pour maintenir la pression de réservoir (figure III.4).

Afin d'améliorer la récupération d'huile, on injecte l'eau ou bien le gaz dans le réservoir par des puits injecteurs (figure III.1).

Le choix du mode de drainage à appliquer pour un champ donné tient compte des considérations techniques et économiques, qui définissent un ensemble de données nécessaires à une étude de faisabilité à savoir :

- La description du gisement.
- La connaissance des mécanismes de drainage naturel.
- La disponibilité de l'eau ou de gaz.
- Des études d'efficacité de déplacement déterminée au laboratoire.
- La réponse du gisement vis-à-vis de l'injection (simulation).

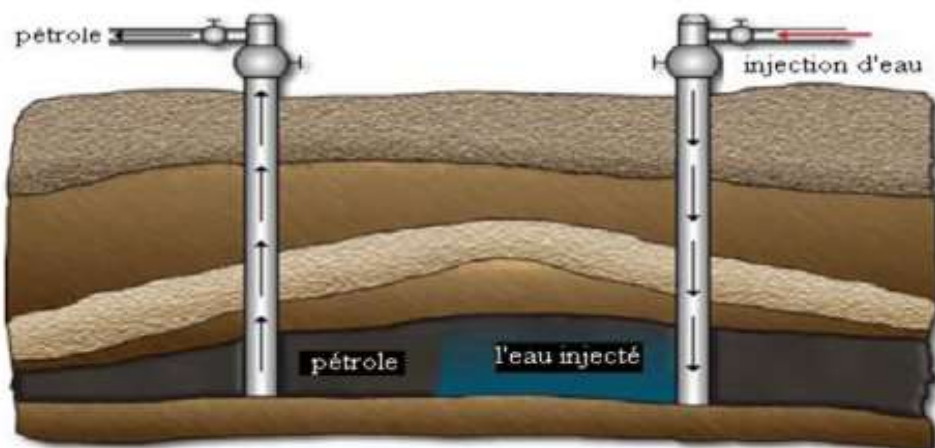


Figure III.1:Schéma représentatif d'une injection d'eau pour la R.A.P [12]

Dans le présent travail du laboratoire, nous utilisons la récupération par injection de l'eau.

➤ Injection d'eau

L'injection d'eau, qui est mise en œuvre depuis 60 ans, reste la plus employée. Elle permet d'augmenter la récupération d'huile par une amélioration du coefficient de balayage ou de déplacement (figure III.2). Mais, en dehors de cet objectif de récupération secondaire, l'injection d'eau peut être employée pour [9]:

- Maintenir la pression du gisement si l'expansion de l'aquifère (ou de gas-cap) ne fournit pas suffisamment d'énergie. Il ne s'agit pas de récupération secondaire proprement parlé mais de maintien de pression.
- Eliminer éventuellement l'eau salée contenue dans la production si sa décharge en surface pose des problèmes particuliers.

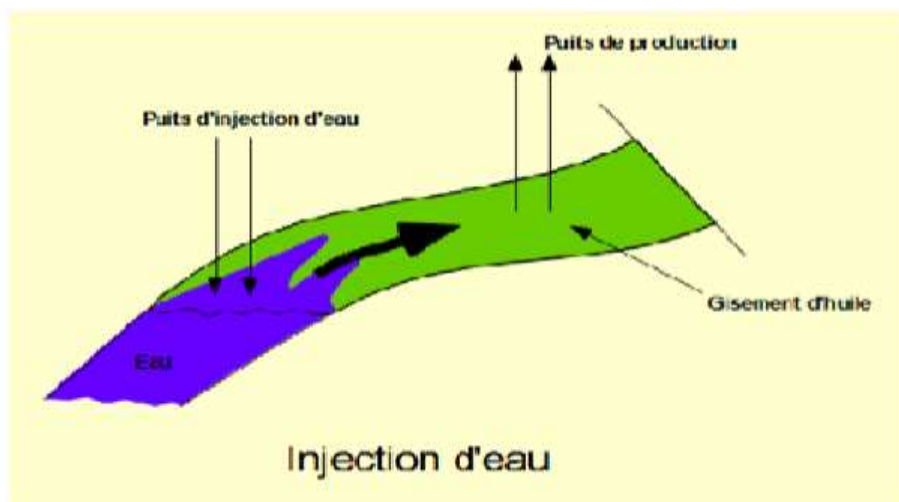


Figure III.2: Injection d'eau [12].

III.2.3. Récupération assisté amélioré (tertiaire)

Cette technique consiste en la mise en œuvre de diverses techniques pour augmenter la quantité de pétrole brut qui peut être extraite à partir d'un gisement de pétrole. La récupération assistée du pétrole est aussi appelé la récupération améliorée du pétrole ou récupération tertiaire (par opposition à la récupération primaire et secondaire). En général, trois techniques principales pour la récupération tertiaire du pétrole sont adoptées: la récupération thermique, l'injection de gaz, et l'injection chimique

- Méthodes miscibles en utilisant des gaz tels que le CO_2 , CH_4 , etc.
- Méthodes chimiques en utilisant des polymères, des microémulsions, etc
- Méthodes thermiques huile lourde en utilisant des vapeurs et combustion in situ

Dans la récupération tertiaire, on injecte de gaz miscible CO_2 par des puits injecteurs pour le maintien de la pression de réservoir et pousser l'huile vers les puits producteurs [3]. (Figure III.3).

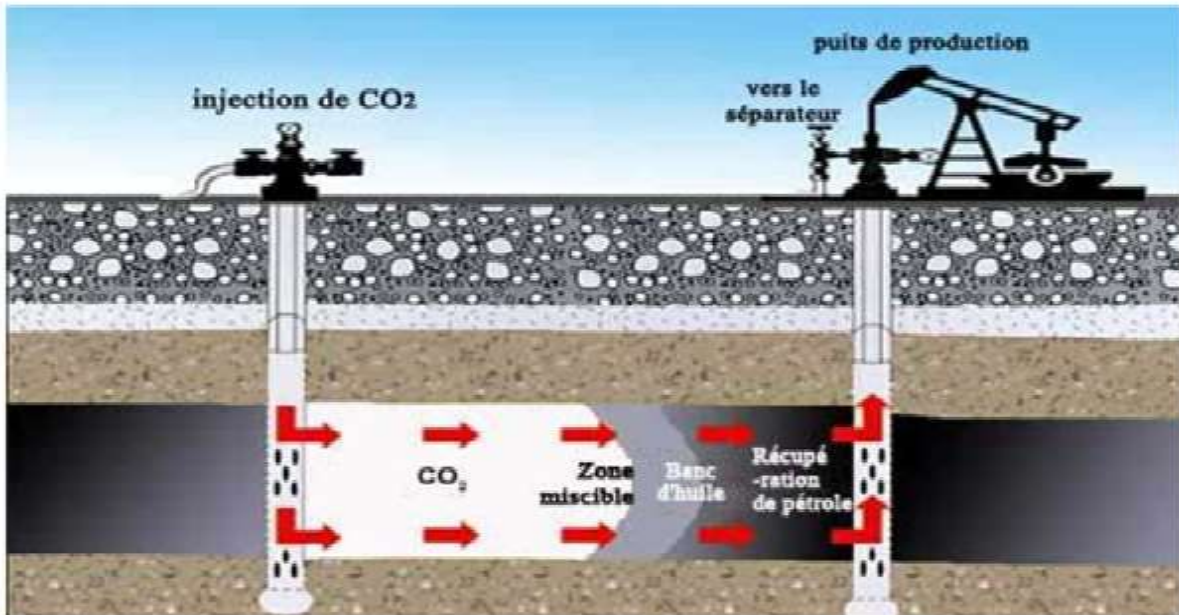


Figure III.3 : Schéma représentative du cas d'injection de CO_2 miscible [5]

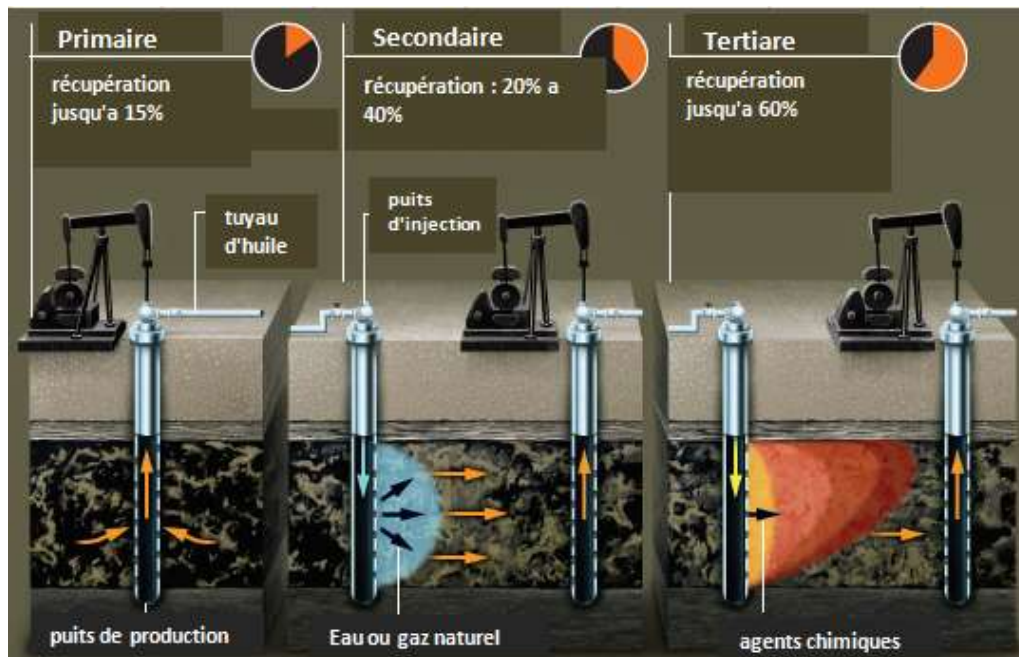


Figure III.4: les différentes techniques de récupération du pétrole [12]

III.3. Les facteurs influençant la récupération assistée du pétrole

Les différentes méthodes de récupération assistée de pétrole consistent en un balayage du réservoir entre les puits injecteurs et producteurs. Ces techniques sont influencées par plusieurs facteurs tels que les caractéristiques d'un réservoir pétrolier, les fluides et les gaz utilisés et types de forages utilisés [14].

- La géologie du réservoir
- La perméabilité.
- Effet de l'hétérogénéité du réservoir.
- La profondeur du gisement.
- La viscosité des fluides.
- Le volume de fluide disponible.
- Le type de fluide injecté.
- La configuration des puits d'injection et de production.

Dans ce qui suit, dans la partie expérimentale, nous allons analyser la roche réservoir du point de vue perméabilités relatives en eau et en huile afin d'investiguer les différents paramètres influençant la récupération assistée du pétrole.

Chapitre IV : Partie expérimentale

Introduction

L'étude expérimentale de la récupération assistée du pétrole consiste à injecter un fluide ou un gaz à travers une roche saturée en huile (huile de gisement). Ceci peut être effectué par des appareils de "déplacement" conçus spécialement pour ce type d'essais. Afin de réaliser les essais de récupération secondaire 'Waterflooding', des roches en provenance du champ de Hassi Messaoud ont fait l'objet d'expériences effectuées au sein du laboratoire de gisement. La conduite des essais expérimentaux se fait selon les étapes suivantes :

1. Caractérisation pétro- physique des échantillons en déterminant les paramètres initiaux tels que la perméabilité à l'air, la porosité et la densité de l'échantillon.
2. Saturation de l'échantillon avec une huile de gisement.
3. Mesure des perméabilités relatives Eau/Huile.
4. Mesure de la mouillabilité des roches .
5. Description pétrographique des roches sur lames minces.
6. Analyse par diffraction RX: 6 échantillons.
7. Analyse par SEM (Scanning Electronic Microscope).

IV.1. Caractérisation de la roche réservoir

Dans le domaine pétrolier, le recours à la récupération secondaire du pétrole s'avère d'une grande importance afin d'augmenter le taux de production du pétrole. Ceci est réalisé par l'injection d'eau à l'aide des puits injecteurs entourant le puits producteur, dans le but de retrouver la pression du réservoir à l'état initial avant la production. Durant le processus de la production secondaire du pétrole, la phase aqueuse (l'eau) déplace la phase huileuse (huile) par le biais des pores dont l'efficacité dépend étroitement de plusieurs facteurs tel que les propriétés des deux fluides, les conditions opératoires utilisées et aussi les propriétés de la roche réservoir elle-même, sans oublier aussi l'interaction entre les trois phases eau/huile/roche contrôlant la mouillabilité, la saturation en huile résiduelle et les perméabilités relatives.

Chapitre IV : Partie expérimentale

La compréhension de l'influence de tous ces paramètres sur la récupération en huile est étudiée en détail dans le présent travail en se basant sur des expériences de perméabilités relatives réalisées au laboratoire CRD de Sonatrach à Boumerdes.

IV.2. Préparation des échantillons

Après avoir défini le niveau de profondeur d'échantillonnage aux cotes 3670,82 m, 3683,88 m et 3686,39 m, six échantillons de 3.80 cm (1"1/2) de diamètre et de 4.42 à 5.05 cm de longueur sont prélevés horizontalement sur des carottes au niveau de la Cartothèque Centrale de Hassi Messaoud (figure IV.1).

Les échantillons sélectionnés ont été soumis au lavage par extraction par reflux au SOXHLET en deux étapes :

Dans la première étape, les échantillons ont été lavés avec un solvant aromatique (Toluène) pour extraire la matière organique et les impuretés, jusqu'à ce que le solvant devienne transparent après plusieurs cycles de lavage. Le solvant (Toluène) est remplacé par le Méthanol pour éliminer les sels. Cette opération s'achève jusqu'à ce que l'indicateur AgNO_3 ne présente pas de trouble avec le méthanol qui imbibe les échantillons (figure IV.2).

Ensuite ces échantillons sont séchés dans une étuve, sous une température de 65 °C jusqu'à la stabilisation de leurs poids sec, mesuré avec une balance de précision de +/- 0,001g, puis placé dans un dessiccateur contenant du Silicagel afin de minimiser l'adsorption de l'humidité sur la surface des échantillons.



Figure IV.1:Appareil d'échantillonnage 1''1/2



**Figure IV.2: Lavage des échantillons par Reflux aux SOXLHET Laboratoire
Pétrophysique DTD.**

IV.3. Procédure expérimentale

IV.3.1. Mesures Pétro physique Conventionnelles (CCAL)

Les mesures Pétro physiques consistent à déterminer la perméabilité à l'air, la porosité à l'air et la masse spécifique.

IV.3.1.1. Mesure de la Perméabilité a l'air (k_{air})

Cette mesure est effectuée à l'aide d'un perméamétrie à air à charge constante de type CORELAB dont le principe est basé sur la loi de DARCY (figure (IV.3)).



**Figure IV:3 : Appareil de mesure des paramètres Pétrophysique sous Confinement
Laboratoire Pétrophysique DTD.**

IV.3.1.2. Mesure de porosité

Le volume des grains de l'échantillon est déterminé à l'aide d'un Prosimètre à Hélium du type CORELAB dont le principe est basé sur la loi de BOYLE et le volume total par mensuration.

La Porosité est le rapport exprimé en % entre le volume poreux et le volume total de l'échantillon.

$$\emptyset\% = \frac{V_{\text{Total}} - V_{\text{Solide}}}{V_{\text{Total}}} * 100 = \frac{V_{\text{Pores}}}{V_{\text{Total}}} * 100 \quad (\text{IV.1})$$

IV.3.1.3. Porosité par Immersion (φ_{imm})

Après avoir effectué les opérations de lavage, séchage et mesure de la porosité et de la perméabilité, les échantillons sont saturés sous un vide poussé avec une saumure dont la concentration en NaCl est de 320 g/l, puis la saturation est complétée à 2000 psi pendant 24 heures (figure IV.4).

La mesure de la Porosité et le volume des pores par cette méthode donne des propriétés statiques de base pour les différents essais sur les échantillons au long des analyses « SCAL ». Cette mesure permet également de vérifier les mesures de Porosité effectuées précédemment.

La Porosité par Immersion est calculée par la formule suivante :

$$\varphi_{\text{Imm}} = \frac{P_4 - P_s}{P_4 - P_1} \quad (\text{IV.2})$$

P_4 : Le poids de l'échantillon saturé à 100 % d'eau;

P_s : Le poids de l'échantillon sec;

P_1 : Le poids de l'échantillon saturé et immergé dans la saumure (Principe d'Archimède).



Figure IV.4: Dispositif de mesure du Poids par Immersion.

IV.3.1.4. Calcul de la Masse Spécifique des Grains (ρ)

C'est le rapport entre le poids sec de l'échantillon et de son volume de grains (volume solide V_s).

$$\rho = \frac{P_s}{V_s} \quad (\text{IV.3})$$

IV.3.2. Mesures pétro physique spécial (SCAL)

Dans cette partie de mesure, on s'intéressera uniquement à la mesure de la Pression Capillaire par Centrifugation en Drainage et Imbibition.

IV.3.2.1. Mise en place de la saturation en eau irréductible (S_{wi}) par la méthode des états restaurés en moyens de membranes semi-perméables (Porous plate)

Système huile /eau (drainage)

La mesure de la pression capillaire air/eau par la méthode des états restaurés consiste à placer des échantillons saturés à 100% par l'eau de formation reconstituée dans une cellule munie d'une membrane semi perméable (porous plate) et les soumettre à une pression de gaz (azote), allant de 0,6bar à 2,41bar , pendant un temps d'équilibre allant de 24 à 72 heures.

A la fin du temps d'équilibre de chaque palier, les échantillons sont partiellement désaturés. On note la variation du poids des échantillons et on déduit la saturation en eau et on détermine alors la relation pression capillaire en fonction de la saturation en eau [$P_c = f(S_w)$]. La saturation en eau irréductible (S_{wi}) correspond à la saturation déterminée au dernier palier de pression (2,41 bar) (figure IV.5).



Figure IV.5: Mesure de la Pression Capillaire par Centrifugation de type BEKMAN L8-70M. Laboratoire Pétrophysique DTD.

A la fin de l'expérience les résultats expérimentaux sont utilisés pour:

1) Calculer la saturation en eau Irréductible, S_{wi} , par bilan matière :

$$S_{wi} = \frac{(VP_{im} - V_{wp})}{VP_{im}} * 100 \quad (IV.4)$$

V_{wp} : le volume d'eau total produit pour chaque échantillon obtenu par la méthode suivante :

➤ Méthode de Bilan Matière.

Procéder à la mesure des poids des échantillons à la fin de l'opération et calculer le volume d'eau total produit.

$$V_{WP} = \frac{P_4 - P_{S_{wi}}}{\rho_w} \quad (IV.5)$$

Chapitre IV : Partie expérimentale

$P_{S_{wi}}$: Poids de l'échantillon à la saturation en eau Irréductible S_{wi} .

VPim : volume des pores initialement mesuré.

2) Calculer pour chaque palier de rotation :

a) La saturation moyenne en eau S_w .

$$S_w \% VP = \frac{\frac{P_{S_w} - P_s}{\rho}}{P_4 - P_s} = \frac{P_{S_w} - P_s}{V_P} \quad (\text{IV.6})$$

b) La différence de la Pression Capillaire P_c

$$\Delta P = 7,94 \cdot 10^{-8} (\rho_1 - \rho_2)^2 (RPM) r^2 \quad (\text{IV.7})$$

ρ_1 : Densité de la phase mouillante (Eau), gr/cc ;

ρ_2 : Densité de la phase non-mouillante (Huile), gr/cc ;

r : Distance radiale entre l'échantillon et l'axe de rotation du rotor en cm ($r = L + 4.05$) ;

L : la longueur de l'échantillon.

RPM : rotation par minute

3) Tracer le graphe $P_c = f(S_w)$ pour le couple Huile –Eau.

IV.3.2.2. Saturation avec l'huile morte de gisement et vieillissement

Système Eau-Huile (Imbibition)

A la fin de l'opération précédente « Drainage », l'échantillon est saturé en huile en présence de l'eau irréductible S_{wi} . Mettre les échantillons dans les buckets inverted contenant de l'eau de gisement et lancé la centrifugeuse suivant les paliers de rotation de la centrifugeuse à partir de 600 rpm jusqu'à 5000 rpm. L'huile (phase non-mouillante) saturant les échantillons est déplacée par l'eau de gisement (phase mouillante).

A la fin de l'expérience les résultats expérimentaux sont utilisés pour:

Chapitre IV : Partie expérimentale

1) Calculer la saturation résiduelle en huile, S_{or} , par bilan matière.

$$S_{or} = \frac{(VP_{im} - V_{np} - (S_{wi} * VP_{im}))}{VP_{im}} * 100 \quad (IV.8)$$

V_{np} : le volume d'huile cumulé qui s'obtient par la méthode suivante :

➤ Méthode de Bilan Matière.

Procéder à la mesure des poids des échantillons à la fin de l'opération et calculer le volume d'huile total produit.

$$V_{np} = \frac{P_4' - P_{S_{or}}}{\rho_o} \quad (IV.9)$$

p_4' : Poids de l'échantillon saturé à 100% d'huile en présence de S_{wi} ;

$p_{S_{or}}$: Poids de l'échantillon à saturation en huile résiduel S_{or} .

2) Calculer pour chaque palier de rotation :

a) La saturation moyenne en eau S_w .

$$S_w \% VP = \frac{\frac{P_{S_w} - P_s}{\rho}}{V_P} = \frac{P_{S_w} - P_s}{P_4 - P_s} \quad (IV.10)$$

Ainsi la saturation moyenne en huile est obtenu par :

$$S_o = 1 - S_w \quad (IV.11)$$

b) La différence de Pression Capillaire P_c

$$\Delta P = 7,94 \cdot 10^{-8} (\rho_1 - \rho_2)^2 (RPM) r^2 \quad (IV.12)$$

Chapitre IV : Partie expérimentale

ρ_1 : Densité de la phase mouillante (Eau), gr/cc ;

ρ_2 : Densité de la phase non-mouillante (Huile), gr/cc ;

r : Distance radiale entre l'échantillon et l'axe de rotation du rotor en cm ($r = L + 11.55$) ;

L : est la longueur de l'échantillon

RPM : rotation par minute

3) Tracer le graphe $P_c = f(S_w)$ pour le couple Huile –Eau.

IV.4.Essai de mouillabilité

La méthode expérimentale utilisée pour l'évaluation de la mouillabilité de la roche consiste à effectuer sur un échantillon deux types de déplacements : un déplacement naturel créé par les phénomènes capillaires appelé déplacement spontané et un déplacement forcé sous une pression d'écoulement à l'aide d'une centrifugeuse ou un dispositif Hassler qui est muni de deux semi membranes qui maintiennent les deux fluides séparés à l'entrée et à la sortie de l'échantillon mais permettent aux deux phases de circuler simultanément dont leur pression est mesurée séparément à travers un semi-perméable. Le déplacement forcé a été effectué pour ce test en utilisant la centrifugeuse en programmant un nombre total de quinze (15) paliers de vitesse, allant de 500 à 7500 RPM, pour un temps d'équilibre de trois (3) heures pour chaque palier.

Les différentes étapes d'évaluation de la mouillabilité par ce type de test sont comme suit :

-Imbibition de l'échantillon dans l'eau de formation reconstituée dans un dispositif en verre, et mesure du volume d'huile produit, par imbibition spontanée ($V.oim$),

-Déplacement forcé de l'huile par l'eau de gisement reconstituée et mesure du volume d'huile déplacé ($V.od$),

- Le calcul de l'indice de déplacement à l'eau :

$$Idw = \frac{V.oim}{V.oim + V.od} \quad (IV.13)$$

-Imbibition de l'échantillon dans l'huile morte de gisement et mesure du volume récupéré d'eau par déplacement spontané ($V.eim$),

-Déplacement forcé de l'eau par l'huile, et mesure du volume d'eau déplacé ($V.ed$),

Chapitre IV : Partie expérimentale

-calcul de l'indice de déplacement à l'huile :

$$I_{do} = \frac{V_{.eim}}{V_{.eim} + V_{.ed}} \quad (IV.14)$$

-Calcul de l'indice de mouillabilité :

$$I_w = I_{dw} - I_{do} \quad (IV.15)$$

Afin de connaître le comportement d'un échantillon qu'il soit mouillable à l'eau ou à l'huile, des intervalles de variation de la mouillabilité sont donnés comme le montre le tableau ci dessous.

Tableau IV.1: Echelle d'évaluation de la mouillabilité [7]

Indice de mouillabilité (I _w)	-1	-0.3	-0.1	0	0.1	0.3	1
Evaluation de la Mouillabilité	Intermédiaire						
	Franche à l'huile	Légère à l'huile	Neutre			Légère à l'eau	Franche à l'eau

IV.5. Essai de perméabilité relative Eau – Huile

L'essai de mesure de la perméabilité relative Eau-huile est réalisé en conditions de laboratoire par la méthode de déplacement unsteady state à pression constante.

L'eau de déplacement utilisée est reconstituée à partir de la composition chimique de l'eau de l'Albien fournie par la compagnie de Hassi-Messaoud.

L'échantillon est placé dans une cellule HASSLER sous une pression de sertissage. L'eau est injectée par la face amont de l'échantillon à une pression maintenue constante. Les volumes des deux fluides de test sont récupérés et comptabilisés dans des tubes gradués (figure IV.6). Au total une quinzaine (15) de points sont enregistrés en fonction du temps pendant le déroulement de l'essai.

Une fois le débit d'huile devenu négligeable devant le débit d'eau, on fait augmenter la pression (3 à 7 fois la pression de test) pour déterminer la saturation résiduelle en huile extrême.

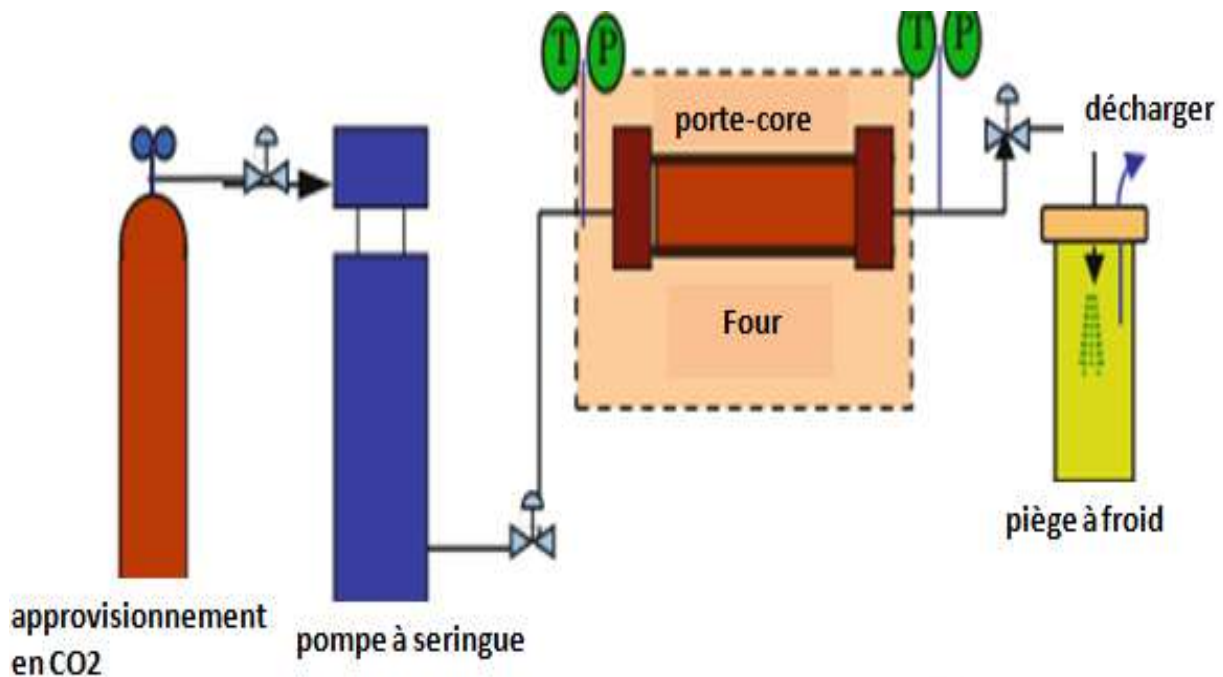


Figure IV.6: Schéma montrant la circulation du fluide (l'eau) à travers la roche réservoir saturée avec de l'huile lors de l'essai de la récupération assistée.

IV.6. Mesures pétrographiques

L'objectif de cette étude est de définir en détail les constituants pétrographiques des faciès des échantillons analysés.

L'étude est basée sur l'observation en lames minces au microscope optique polarisant complétée par une analyse radio cristallographique pour la détermination qualitative et quantitative des minéraux argileux et non argileux. Ces différentes techniques permettent de déterminer :

- les types de contacts entre grains et leur fréquence ;
- les pourcentages des différents éléments figurés et ciments ;
- les différents types d'argiles ;
- les différents types de réseaux poreux et leurs proportions ;

IV.6.1. Analyse par diffraction RX

Pour appliquer cette technique, on doit faire subir à l'échantillon plusieurs phases lors de la préparation dont les plus importantes sont comme suit :

-Broyage de la roche (20 à 40 μm) :

-L'échantillon ainsi broyé est divisé en deux parties :

Une partie est mise sur un porte échantillon adéquat qui servira à l'étude des minéraux argileux et non argileux après extraction de la fraction fine.

-Extraction de la fraction fine (argileuse) :

Les échantillons préparés sont soumis à un faisceau de rayons X monochromatique qui est diffracté par les plans réticulaires des cristaux présents dans l'échantillon, selon la loi de Bragg [$n\lambda = 2d_i \sin \theta$] qui régit la relation entre l'angle de diffraction θ . Les distances réticulaires d_i des plans de diffraction et de la longueur d'onde λ du tube radiogène et où n est un entier naturel.

Chapitre IV : Partie expérimentale

➤ Identification des différentes catégories de minéraux argileux

Après avoir obtenu le diffractogramme on utilise le logiciel HighScore plus de PANalytical comme cité au-dessus pour l'identification des minéraux, cela grâce à une base de données inclus dans le logiciel, et à travers celle-ci, il nous propose des minéraux avec différentes fiches ASTM correspondants aux multiples phases de notre échantillon, il ne reste qu'à choisir le minéral avec la fiche ASTM qui lui correspond le plus.

Les expériences de DRX obtenus sur l'ensemble des roches réservoirs en provenance du champ de Hassi Messaoud ont donné les résultats suivants comme le montre la figure ci-dessous. L'ensemble des échantillons étudiés est composé essentiellement de quartz d'orthose, d'albite et à un degré moindre de dolomite, de kaolinite et autres.

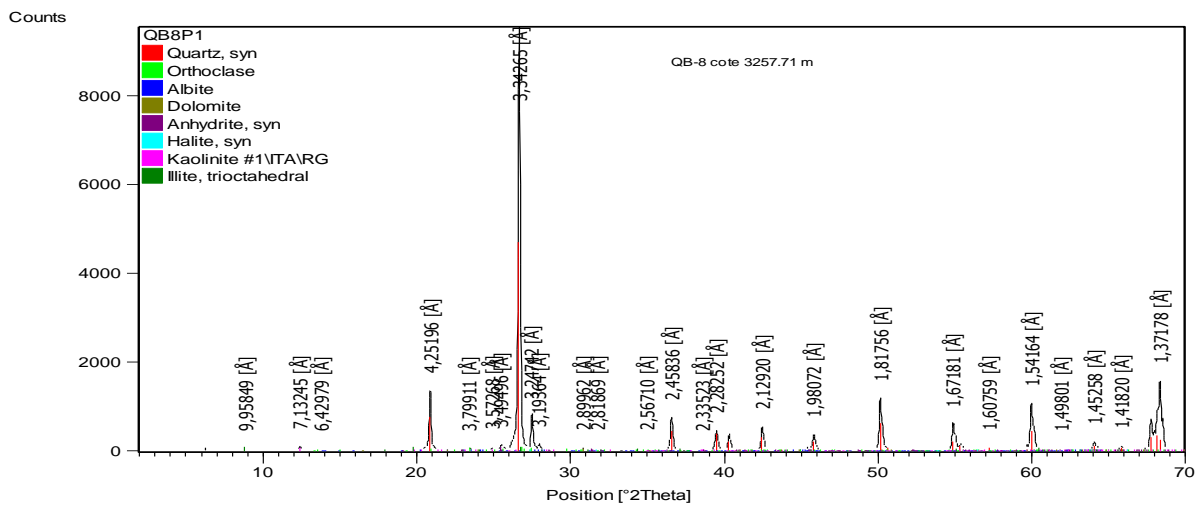


Figure IV.7: les résultats des analyses par diffraction RX

Chapitre IV : Partie expérimentale

Afin de mettre en évidence l'existence d'autres éléments constituant la roche réservoir, des essais complémentaires sont réalisés par le MEB. L'objectif de l'analyse au Microscope Electronique à Balayage est de déterminer la minéralogie, les principaux phénomènes diagénétiques et d'évaluer la qualité en terme de porosité.

IV.6.2. Description de la microscopie électronique à balayage (MEB)

➤ Préparation des échantillons

Les échantillons solides (roche) sont coupés en morceaux de sures et leurs dimensions (longueur, largeur, diamètre) doivent être égales à celles du porte-échantillon (plot) qui est de l'ordre de 12mm de diamètre. L'épaisseur des échantillons doit être fine et de l'ordre de 5mm. Les échantillons coupés sont collés sur le porte-échantillon par de la laque d'argent.

Les surfaces des objets observés au MEB doivent être électriquement conducteurs pour éviter les charges électriques à la surface de l'échantillon. De plus, la conductibilité électrique fait augmenter l'émission d'électrons ce qui améliore la qualité de l'image.

Pour cette raison, la surface de l'objet non conducteur doit être recouverte d'une couche électriquement conductrice. Le dépôt de couches minces métalliques se fait par la méthode de pulvérisation qui est particulièrement appropriée pour le traitement des objets à surface très structurée.

➤ Les éléments figures

Les grains de quartz

Les résultats d'observations au microscope optique polarisant des échantillons en provenance des puits étudiés montrent que les grains de quartz qui constituent l'élément principal de ces faciès sont fins à moyens. Le classement de ces grains est mauvais à très mauvais, rarement moyen. Leur morphologie est sub-arrondi à sub-anguleuse.

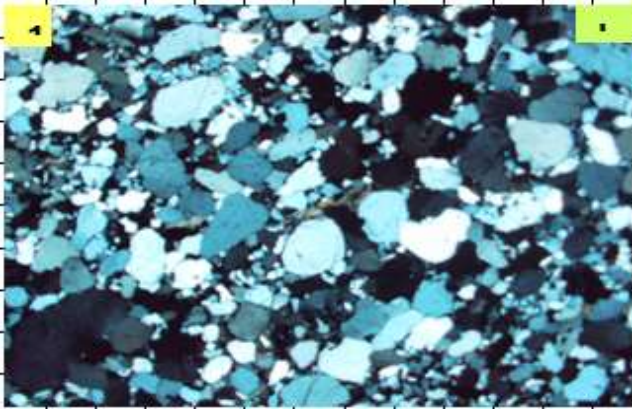


Figure IV.8 : Vue globale d'un grès fin à moyen

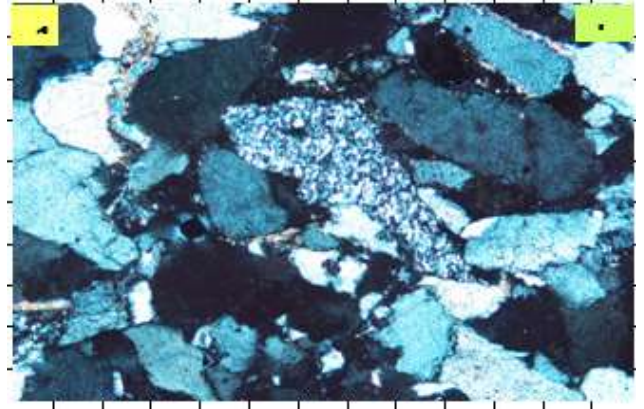


Figure IV.9: Ciment argileux altéré de type kaolinite intergranulaire



Figure IV.10: sub-arrondis à sub-anguleux et mal classé

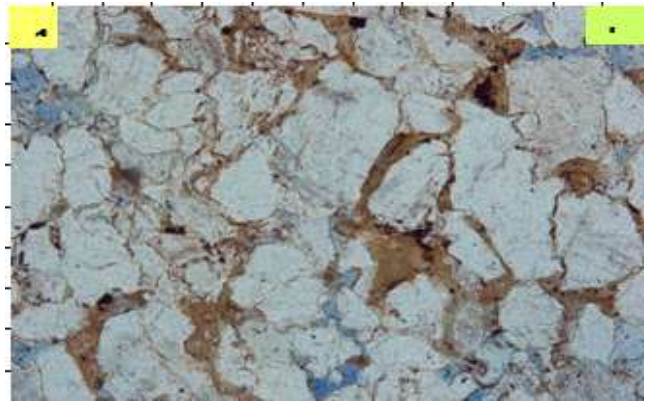


Figure IV.11: ciment argileux chloriteux de type intergranulaire et frangeant

L'analyse pétrographique des sondages réalisés sur roches étudiées au Microscope Electronique à Balayage a permis de mettre en évidence la minéralogie, de caractériser le milieu poreux et de déterminer des phénomènes dia-génétiques.

Chapitre IV : Partie expérimentale

➤ L'aspect minéralogique est comme suit :

- le quartz est le minéral principal,
- les feldspaths sont rares,
- les micas sont rares également,
- Présence probable de gypse.

Le ciment est généralement rare dans presque tous les échantillons analysés, il est de type : siliceux, argileux (illite/kaolinite parfois illite/smectite), carbonaté et salifère (halite).

➤ La porosité est de type :

- primaire inter-granulaire
- inter-cristalline
- Secondaire (de dissolution partielle des carbonates-feldspaths avec présence micro-fractures).

➤ les phénomènes dia génétiques observés :

- Kaolinitisation des micas (les micas blancs : muscovite).
- Corrosion du quartz par les carbonates et parfois par les argiles.
- Altération des feldspaths en argiles.
- Damouritisation (transformation des feldspaths en calcite).

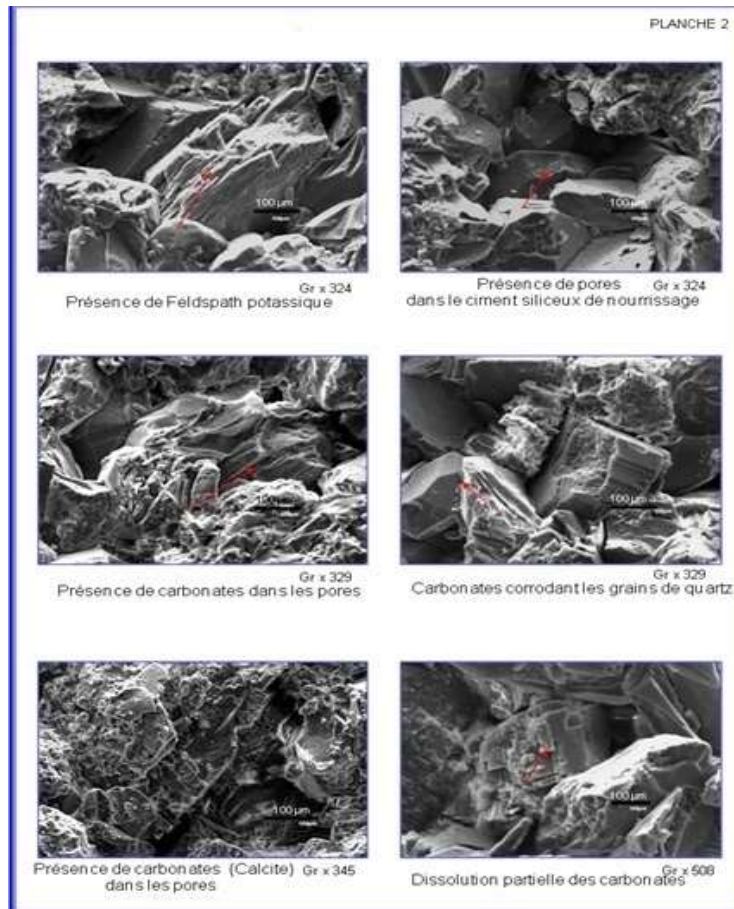


Figure IV.12 : les phénomènes diagénétiques observés

Chapitre V : Discussions des résultats

V.1. Les échantillons sélectionnés :

Les échantillons sélectionnés afin de réaliser les tests de récupération assistée secondaire au laboratoire ont été caractérisés dans le but de déterminer les propriétés pétro physiques de la roche réservoir selon le protocole déjà cité. Les résultats obtenus sont donnés dans le tableau suivant (tableau V.1). A travers les résultats obtenus, nous constatons qu'il y a deux familles de roches, la famille 1 (échantillon 1,5 et 6) comprend les échantillons dont les perméabilités sont bonnes alors que la famille 2 englobe les échantillons (2, 3, 4) présentant des propriétés de perméabilité et de porosité de bonnes à très bonnes.

Tableau V. 1: Résultats des caractéristiques des échantillons

N° Ech	1	2	3	4	5	6
Cote	3072,39	3094,57	2996,03	2996,08	3235,05	3235,10
L (cm)	5,98	5,24	6,00	6,00	6,10	6,15
S (cm ²)	11,34	11,34	11,34	11,34	11,34	11,34
Vp (cm ³)	12,12	11,63	14,25	14,17	11,89	12,35
T (C°)	23	21	20	17	20	20
Φ (%)	18,40	20,08	21,54	21,39	17,76	18,17
Kair (mD)	356,51	1217,24	2122,08	1971,40	440,29	263,39

L : longueur (cm) ; S : section (cm²) ; Vp : volume poreux (cm³) ; T : température (C°) ;

Φ : porosité (%) ; Kair : perméabilité à l'air (mD).

Chapitre V : Discussions des résultats

Lors des essais expérimentaux, nous avons obtenus les résultats présentés dans le tableau suivant :

Tableau V.2: Résultats des mesures pétrophysiques

N ° Ech	1	2	3	4	5	6
Swi	16,02	13,28	11,72	11,24	26 ,87	30,61
Sor	39,84	47,77	45,05	39,89	41,51	38,13
ΔP (Kg/cm ²)	0,89	0,23	0,25	0,13	1,05	2
IOP	52,56	44,92	84,97	55,06	43,24	45,04

V.2.Evolution de la perméabilité relative eau /huile

Les courbes de perméabilités relatives ont une grande importance dans le domaine pétrolier car elles nous donnent une idée sur le comportement de la roche réservoir vis-à-vis des fluides qui la traversent. La figure suivante montre les courbes de perméabilités relatives pour le cas de déplacement de la phase non-mouillante (roche saturée en huile) par la phase mouillante (l'eau). Nous remarquons sur les figures V.1, V.2 et V.3 que plus la saturation en eau augmente, plus la perméabilité relative à l'huile diminue alors que la perméabilité relative en eau augmente. Cependant lorsque la phase mouillante (eau) envahie la roche réservoir en occupant les petites porosités, une perméabilité relative finale (endpoint) varie entre 0.1-0.2 expliquant que la roche est mouillable à l'huile. Ce qui rend la récupération de l'huile difficile [11].

Les mêmes remarques sont valables pour la famille des roches issues de la famille n°2, cependant elles sont relativement moins mouillable à la phase non mouillante (l'huile). Ceci laisse vérifier que la récupération de la phase non mouillante (l'huile) est plus aisée [11].

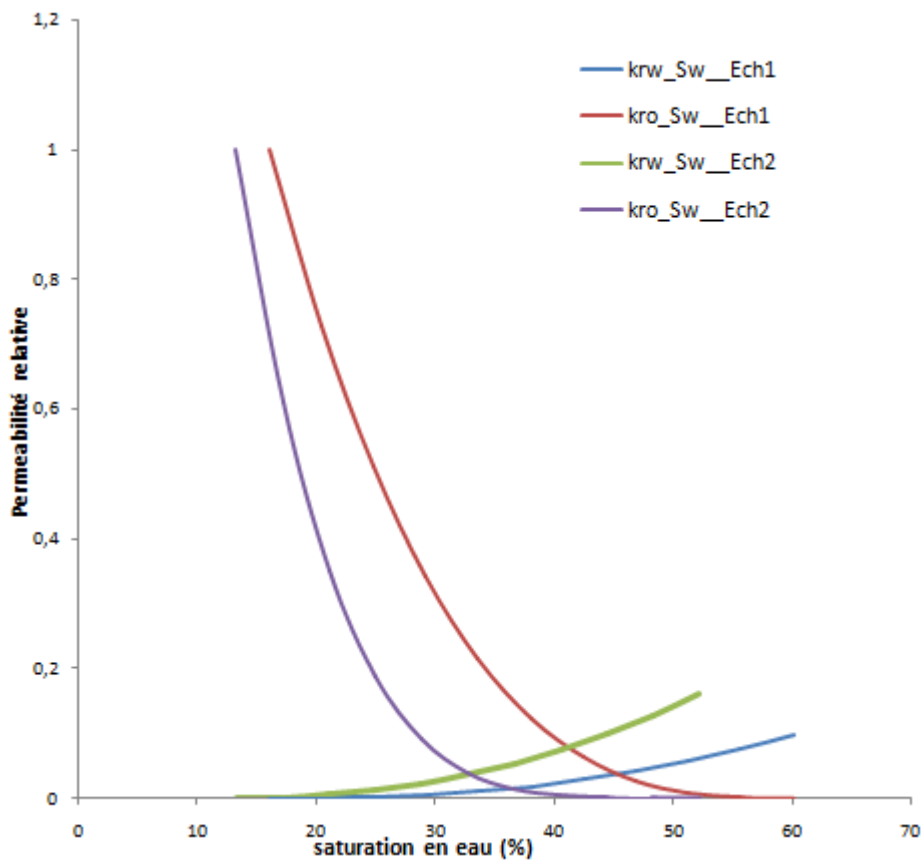


Figure V.1 : Evolution de la perméabilité relative /Ech 1et 2

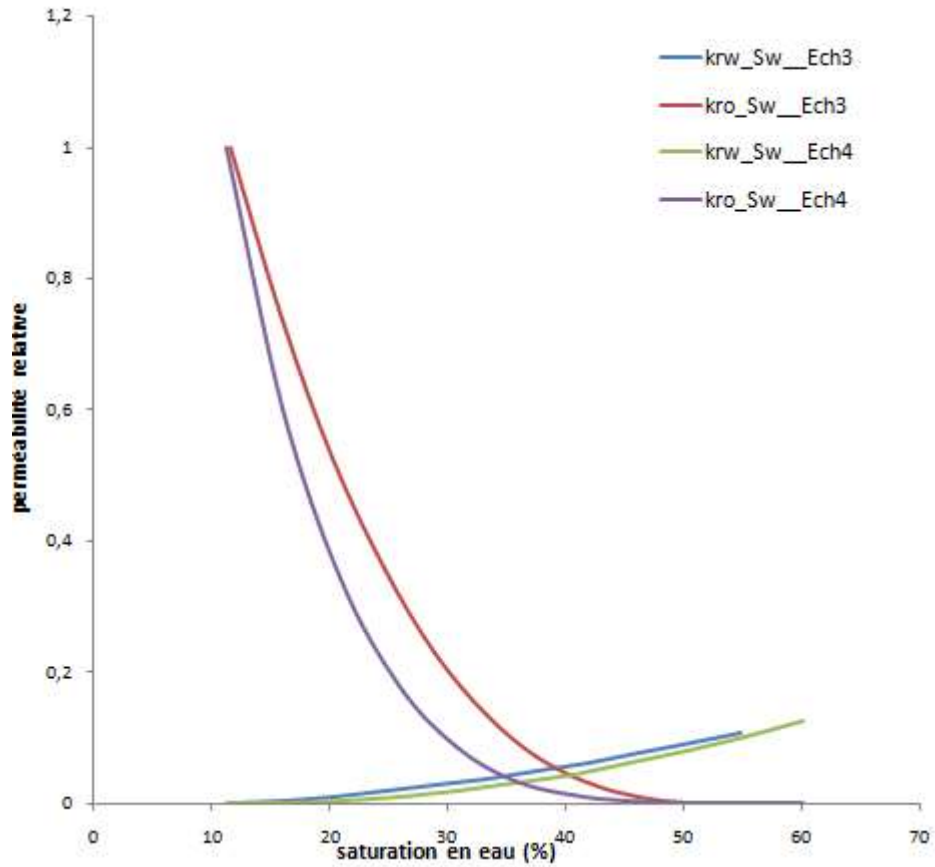


Figure V.2 : Evolution de la perméabilité relative /Ech 3et 4

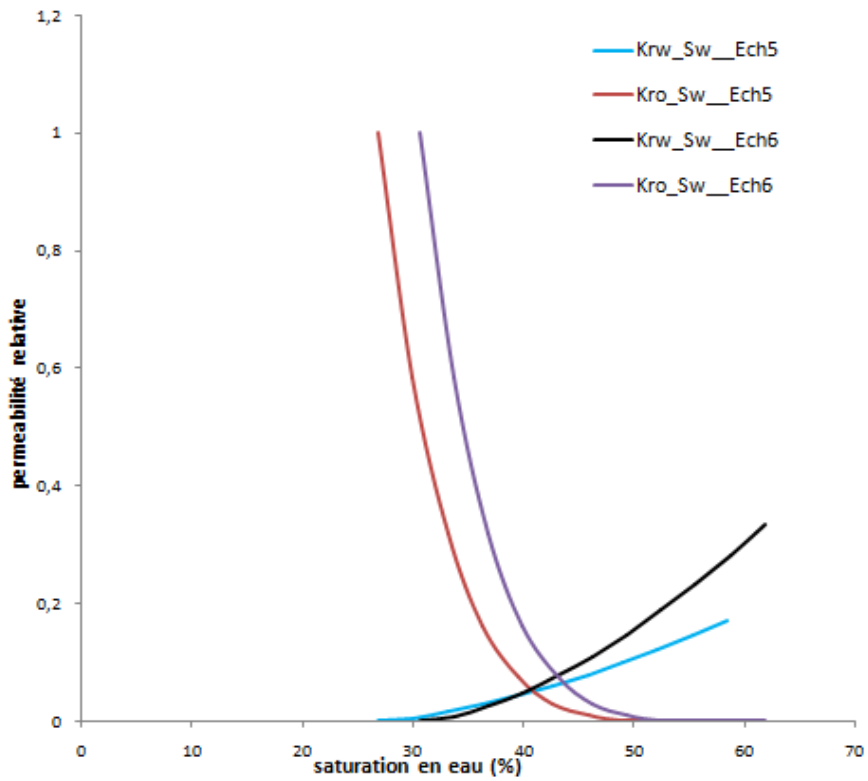


Figure V.3 : Evolution de la perméabilité relative /Ech 5et 6

V.3.L'influence des paramètres pétro physiques sur la perméabilité relative eau /huile

Les roches sur lesquels sont été réalisés les essais de déplacement de la phase non mouillante par la phase mouillante (eau) sont très hétérogènes de point de vue caractéristique pétro physiques même si ces roches proviennent du même puits. Dans cette section, nous allons examiner l'impact des paramètres pétro physiques de porosité et de perméabilité sur les courbes de perméabilités relatives et par la suite sur la récupération en huile. Sur les figures ci-dessous (figure V.4, figure V.5 et figure V.6), nous remarquons qu'il y a une transition de la perméabilité relative en huile (K_{ro}) vers les saturations en eau les plus élevées lorsque la perméabilité (perméabilité à l'air) de la roche diminue alors que la porosité de la roche augmente. Ceci est expliqué par le fait qu'une porosité élevée conduit à une bonne circulation de la phase non mouillante (huileuse) [1].

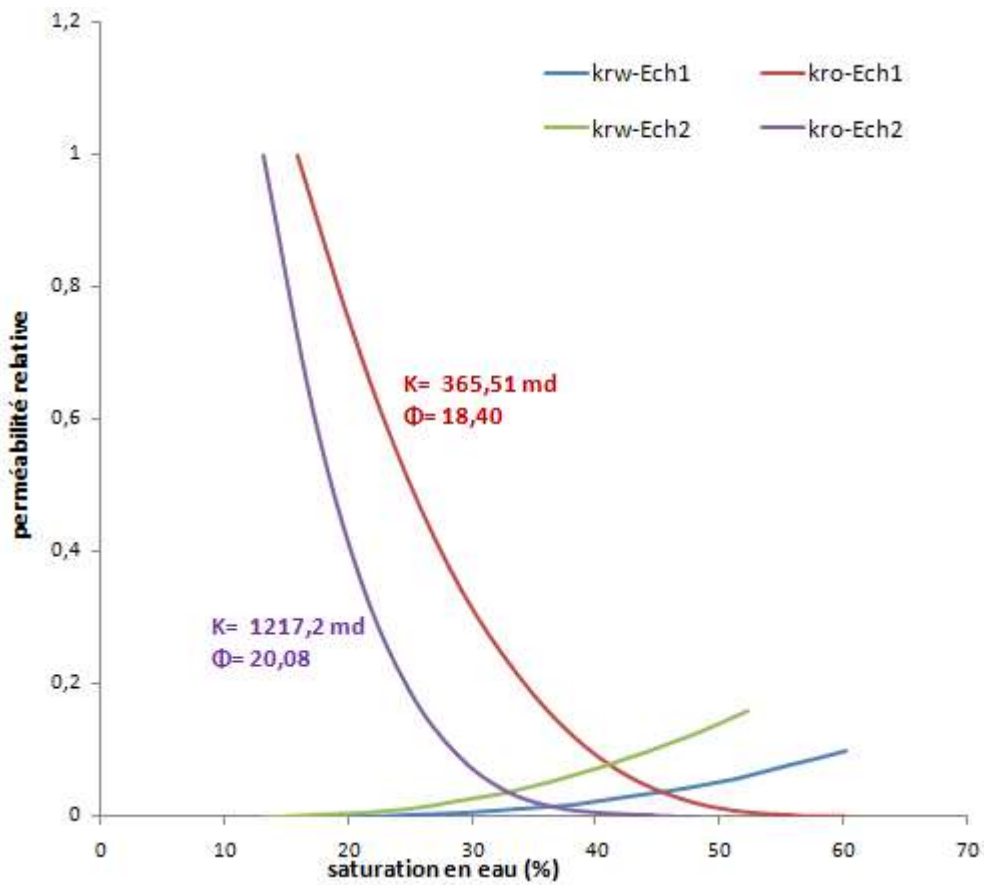


Figure V.4 : Influence des paramètres pétro physiques sur la perméabilité relative eau/huile Echantillons 1et 2

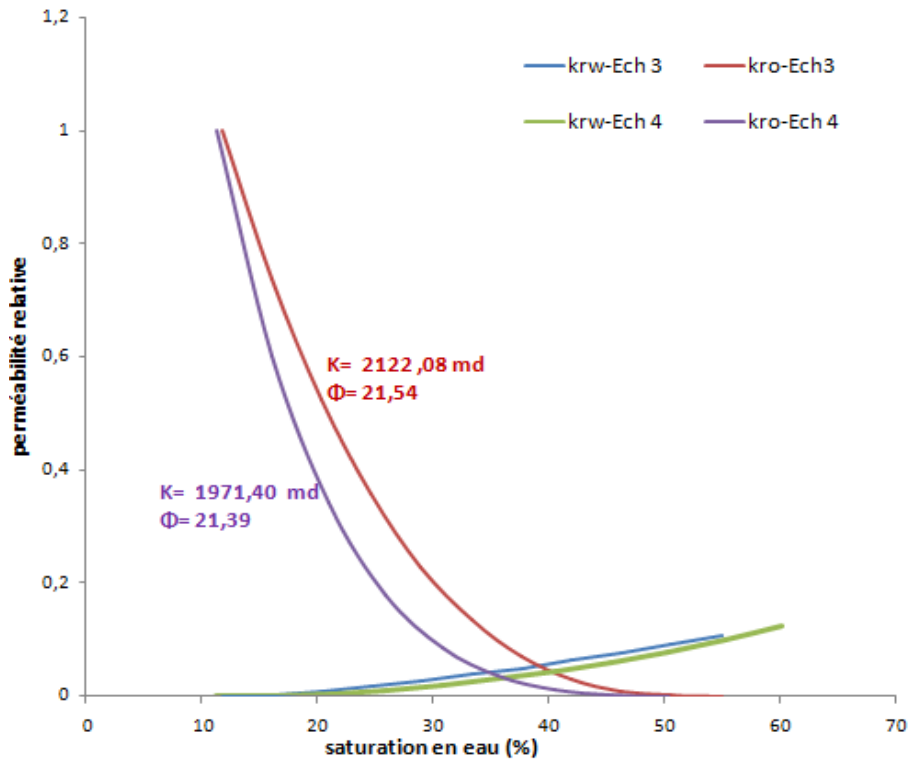


Figure V.5 : Influence des paramètres pétro physiques sur la perméabilité relative eau/huile Echantillons 3et 4

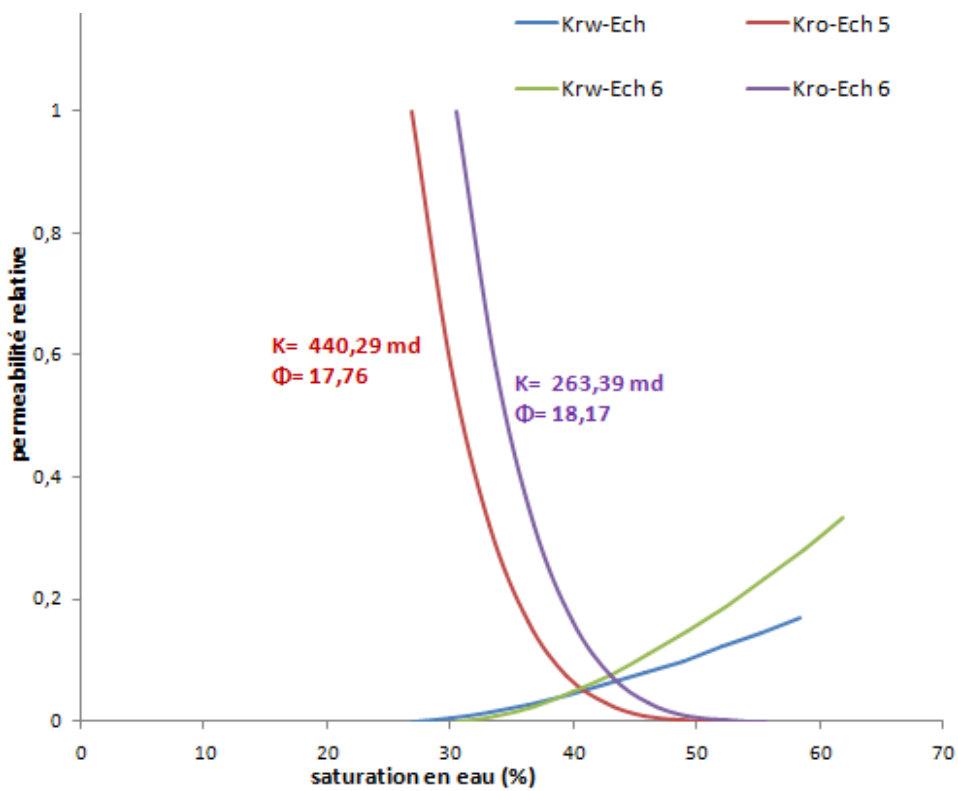


Figure V.6 : Influence des paramètres pétro physiques sur la perméabilité relative eau/huile Echantillons 5et 6

L'évolution de la perméabilité relative est présentée dans les figures ci-dessus (figure V.4, figure V.5 et figure V.6), à partir d'une valeur de 10% à 30 % de saturation en eau résiduelle, on observe une décroissance des valeurs de K_{ro} pour les 6 échantillons et une croissance de celles de perméabilité relative à l'eau.

V.4.Effet de la mouillabilité sur la perméabilité relative eau/huile

La mouillabilité est un facteur très important dans le domaine pétrolier définissant ainsi le comportement de la roche vis-à-vis des fluides qui la traversent. Cette caractéristique de mouillabilité est étroitement liée à la composition minéralogique de la roche. Les roches en provenance du champ de Hassi Messaoud sont composées essentiellement de quartz, orthoclase et albites. Ces derniers minéraux sont connus par leur affinité à l'eau c-à-d qu'ils sont mouillables à l'eau, ce qui facilite la circulation de la phase non mouillante (l'huile). La présence des argiles tel que la kaolinite altère la mouillabilité de la roche réservoir en la rendant plus mouillable à l'huile ce qui influe sur les courbes de perméabilités relative comme le montre les figures ci-dessous. Sur ces figures (figure V.7, figure V.8 et figure V.9), nous observons une altération intermédiaire à la mouillabilité pour tous les échantillons ce qui se traduit par le point d'intersection des valeurs de perméabilité relative à l'huile et à l'eau qui est inférieure à 50 [8].

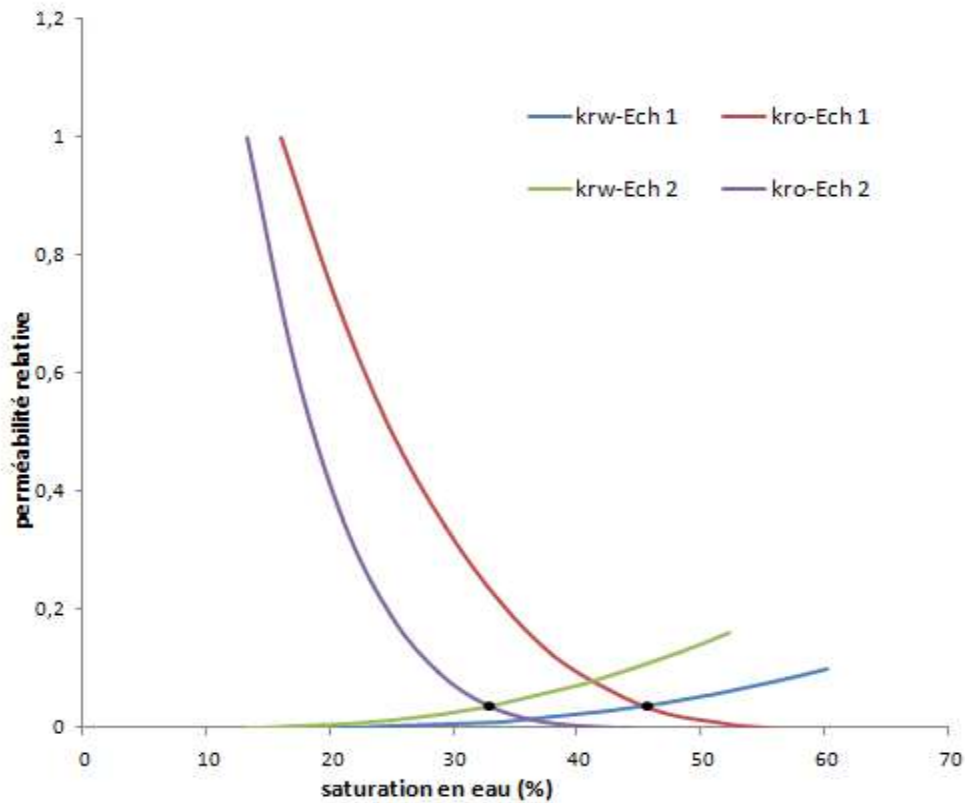


Figure V.7 : effet de la mouillabilité sur la perméabilité relative eau/huile /échantillons 1 et 2

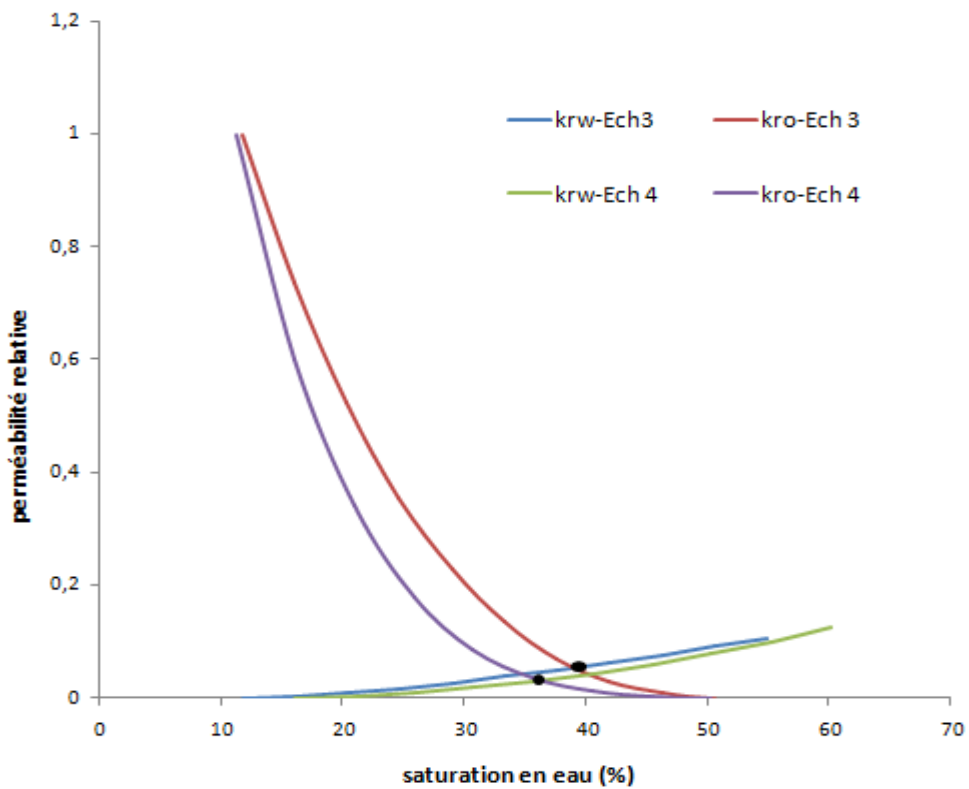


Figure V.8 : effet de la mouillabilité sur la perméabilité relative eau/huile /échantillons 3 et 4

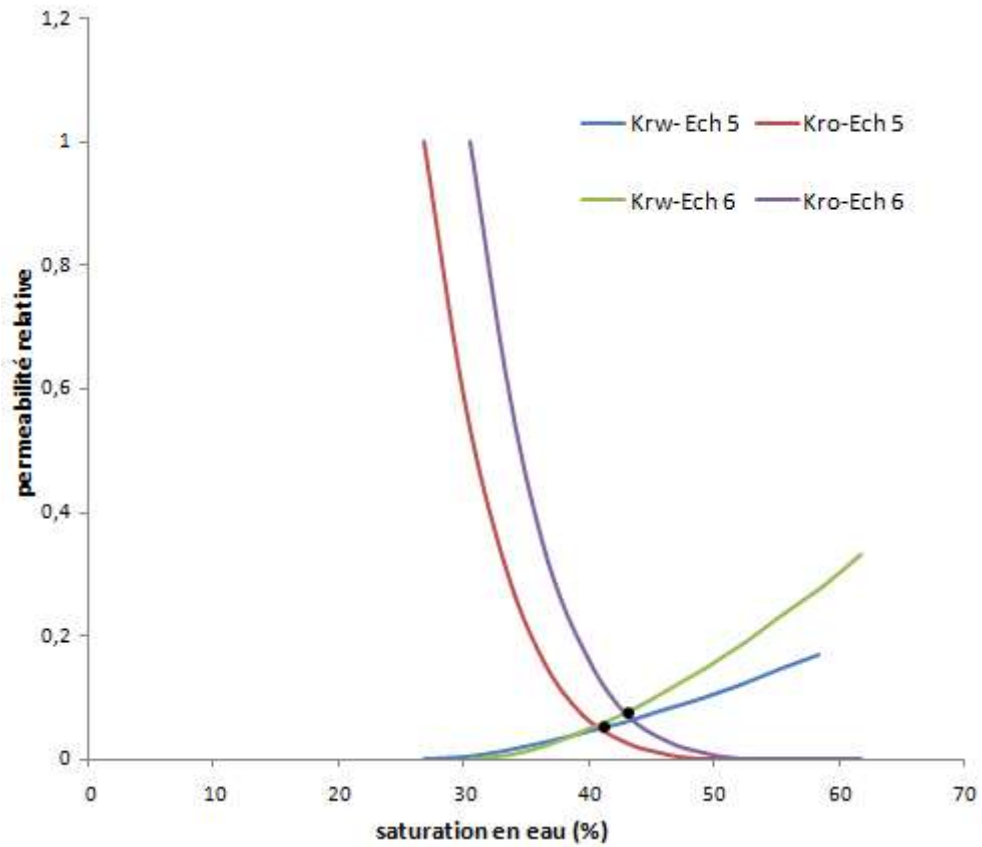


Figure V.9 : effet de la mouillabilité sur la perméabilité relative eau/huile /échantillons 5 et 6

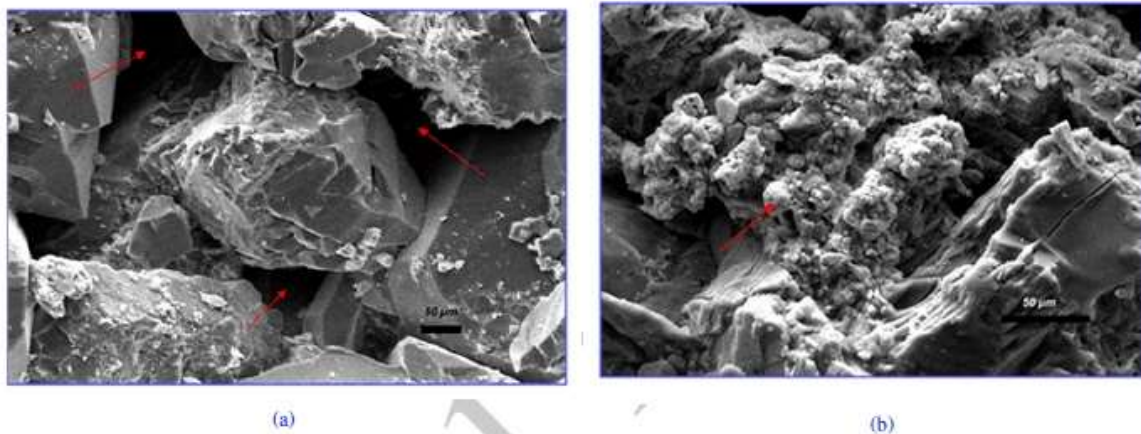


Figure V.10: résultats des analyses pétrographiques

Comme le montre la figure V.10, la figure V.10a, nous montre la roche saine avant la circulation du fluide présentant ainsi des porosités et microporosités nettement claires alors que la figure V.10b, montre la roche après la circulation des fluides (eau et huiles) conduisant ainsi à la dissolution des minéraux présents dans la roche ayant une affinité pour la phase mouillante (l'eau). Ces minéraux sont représentés par les argiles telles que la kaolinite dont leur dissolution conduit à une altération de la mouillabilité et par la suite de la roche elle-même en diminuant sa perméabilité et sa porosité.

V.5. Effet de la pression sur l'évolution de la perméabilité relative Eau/Huile

Il est reconnu que la pression de déplacement joue un rôle important dans le processus de déplacement de la phase non mouillante (l'huile) par la phase mouillante (l'eau). Afin d'examiner l'effet de la pression de déplacement sur le comportement des courbes de perméabilités relatives, nous avons sélectionné des roches réservoir ayant des caractéristiques relativement proches. Comme le montre les figures ci-dessous (figure V.11, figure V.12, figure V.13), plus la pression de déplacement est importante il y a un déplacement graduel des perméabilités relatives en huile (K_{ro}) vers les saturations en eau les plus élevées, ce qui à son tour influe considérablement sur la saturation résiduelle en huile (S_{or}).

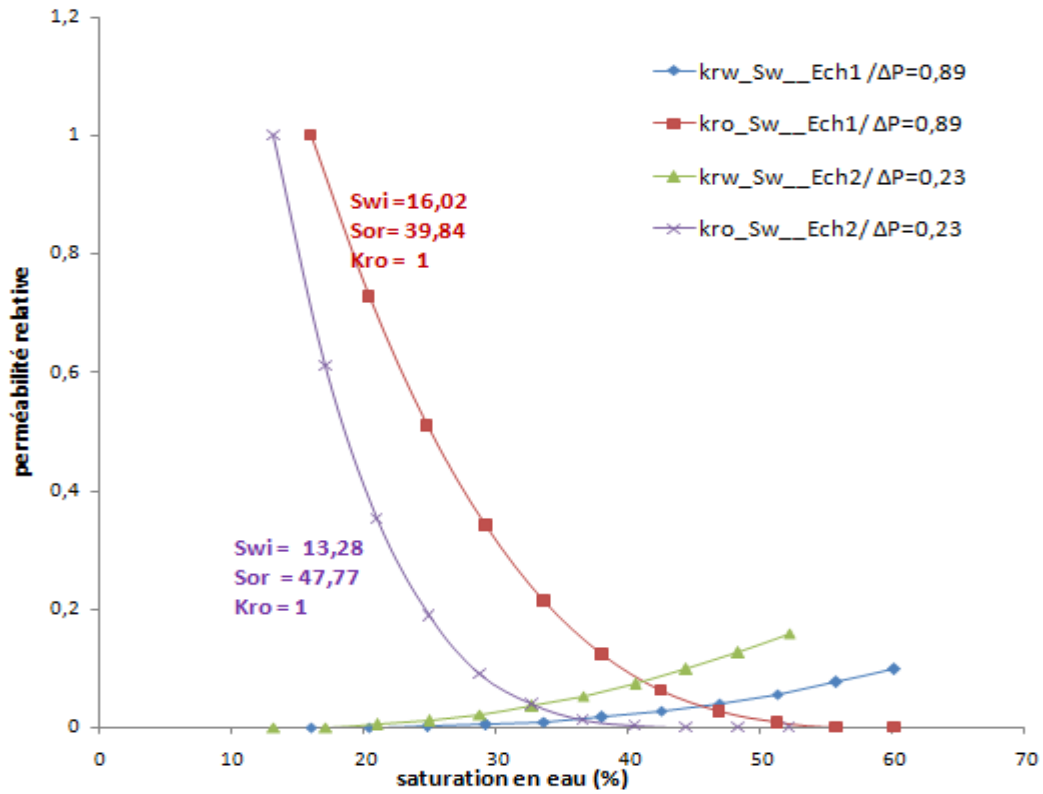


Figure V.11 : effet de la pression sur la perméabilité relative eau/huile /échantillons 1 et 2

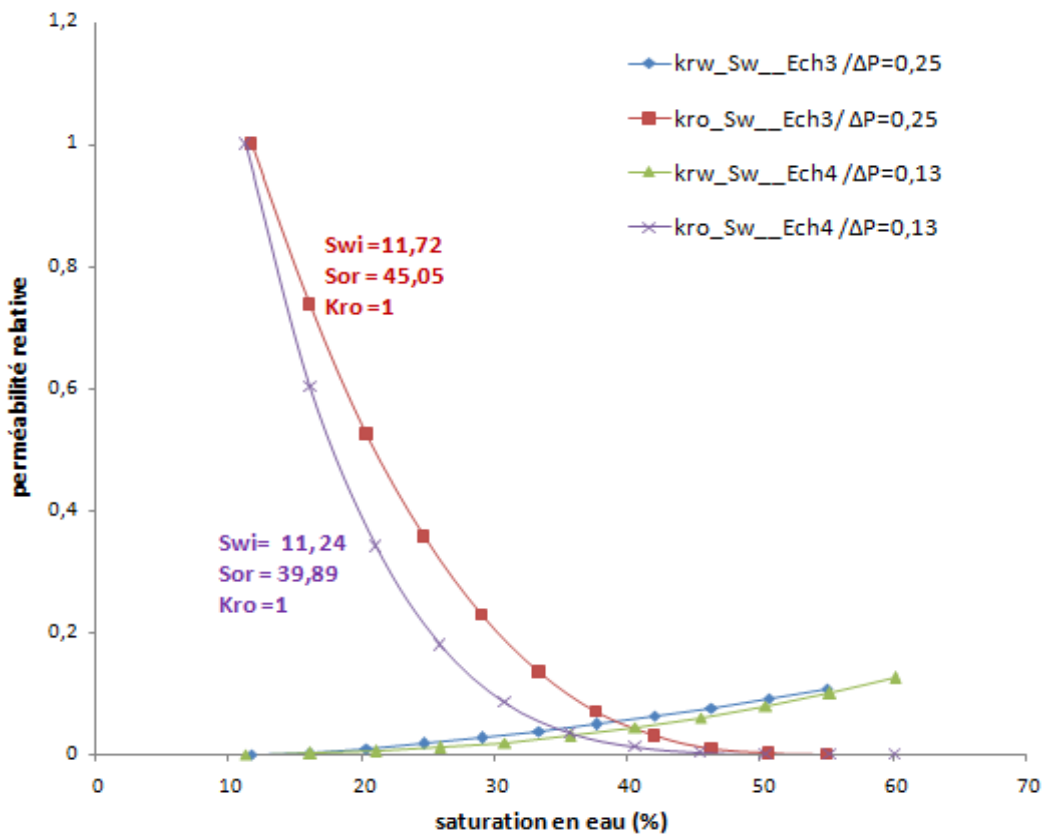


Figure V.12 : effet de la mouillabilité sur la perméabilité relative eau/huile /échantillons 3 et 4

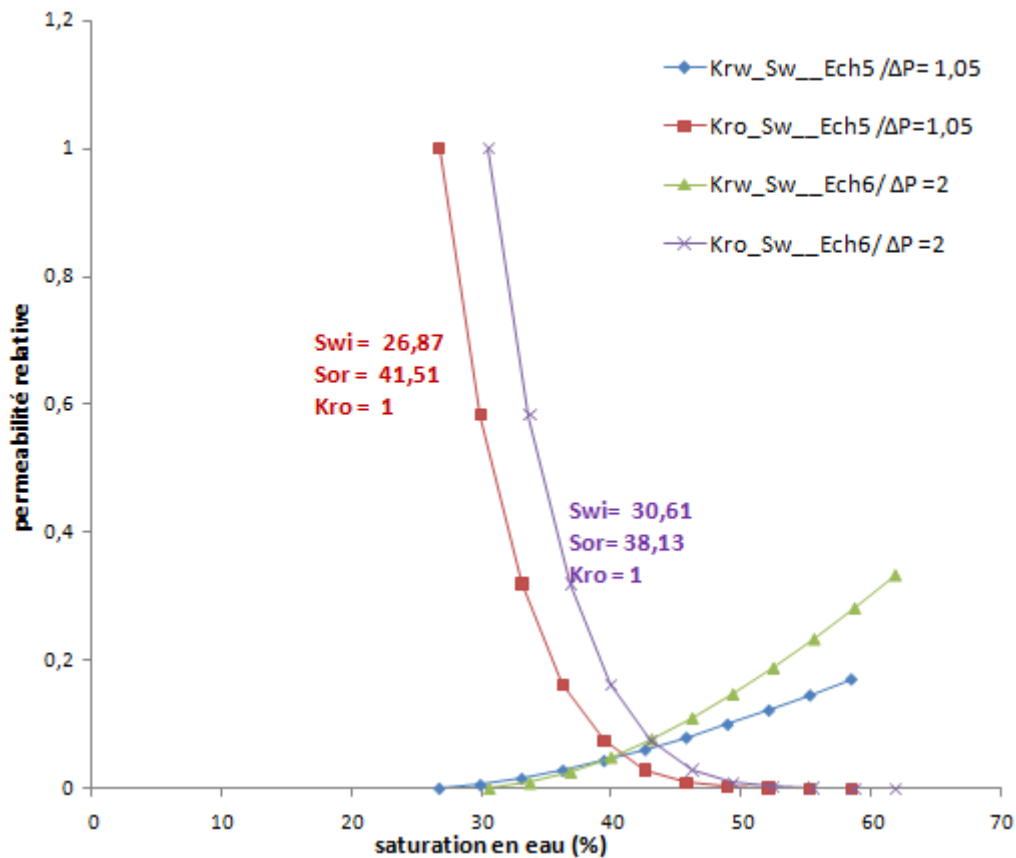


Figure V.13 : effet de la mouillabilité sur la perméabilité relative eau/huile /échantillons 5 et 6

Les figures précédentes montrent l'effet net de la pression sur la perméabilité relative eau/huile, si on prend comme référence Kro(P= 0,23) on remarque que les courbes se décalent fortement vers les faibles valeurs de saturation quand la pression augmente.

Donc pour que les échantillons soient mouillables à l'huile il faut aller à des valeurs de saturation faibles de l'eau et pour qu'ils soient mouillables à l'eau il faut aller vers des saturations supérieures à 50%.

V.6. Influence des paramètres pétro physiques sur la récupération en huile

Durant le processus de récupération secondaire de l'huile, l'eau est injectée à travers la roche réservoir saturée au laboratoire avec une huile de gisement reconstituée qui chimiquement possèdent les mêmes compositions que celle du gisement. Les fluides utilisés dans les expériences des courbes de perméabilités relatives ont été caractérisés de point de vue viscosité en fonction de la température. Cette caractérisation a montré que ces fluides sont identiques à ceux utilisés sur chantier. Le principe de la technique est d'injecter une quantité d'eau avec une pression constante durant un temps donné par la face amont et on récupère une quantité d'huile par la face avale. Nous remarquons que la quantité d'eau injectée varie linéairement au cours du temps, alors que celle de l'huile récupérée est importante durant les premières valeurs du temps, ensuite elle tend à être stable en formant un palier (figure V.14, figure V.15 et figure V.16). Ceci est expliqué par le fait que plus on injecte de l'eau on récupère de l'huile jusqu'à un seuil représenté par un palier traduisant la quantité de l'huile résiduelle dans la roche (Sor : la saturation résiduelle en huile) [1].

Cette dernière (l'huile résiduelle) est récupérable uniquement par d'autres techniques telles que la récupération assistée tertiaire

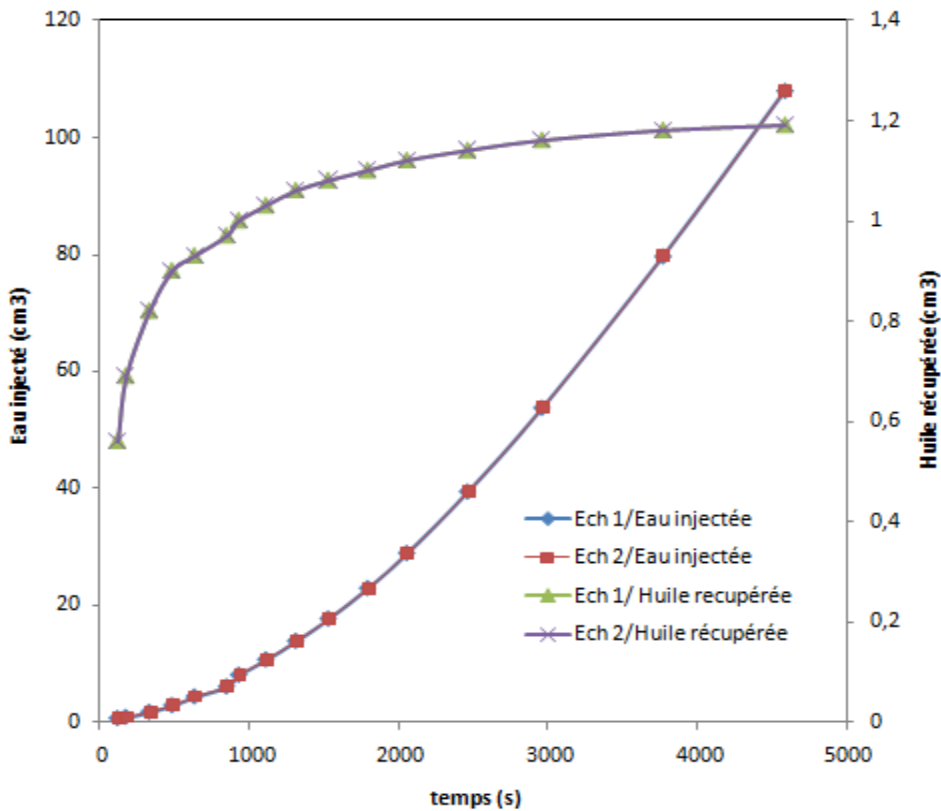


Figure V.17 : l'eau injectée et l'huile récupérée en fonction du temps /Echantillons 1 et 2

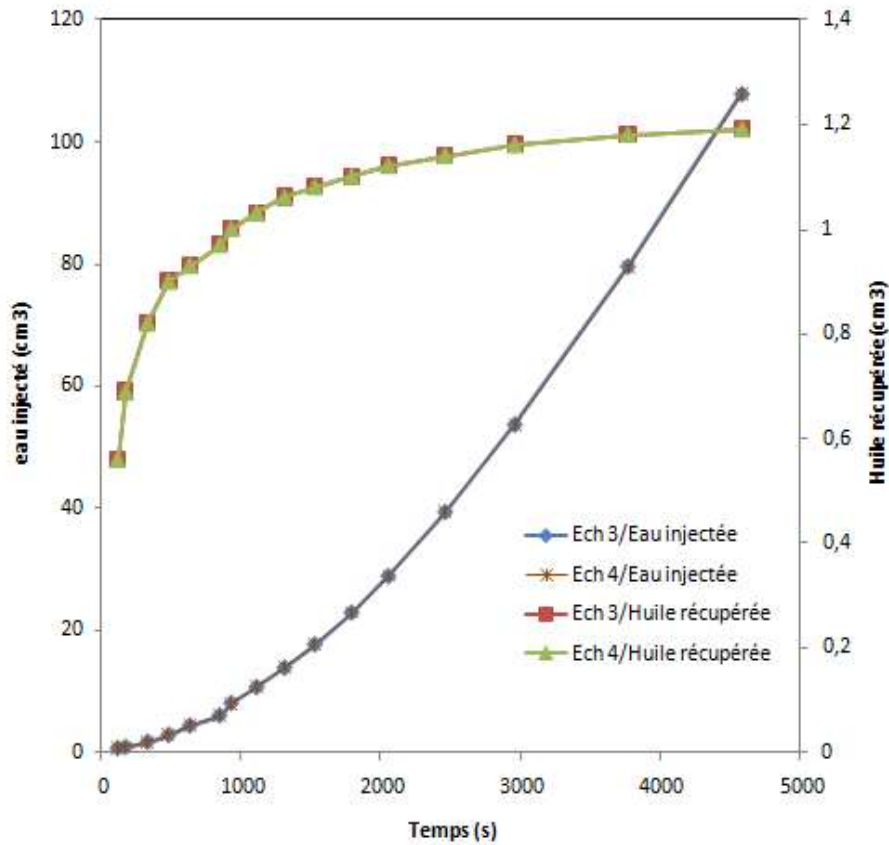


Figure V.18 : l'eau injectée et l'huile récupérée en fonction du temps /Echantillons 3 et 4

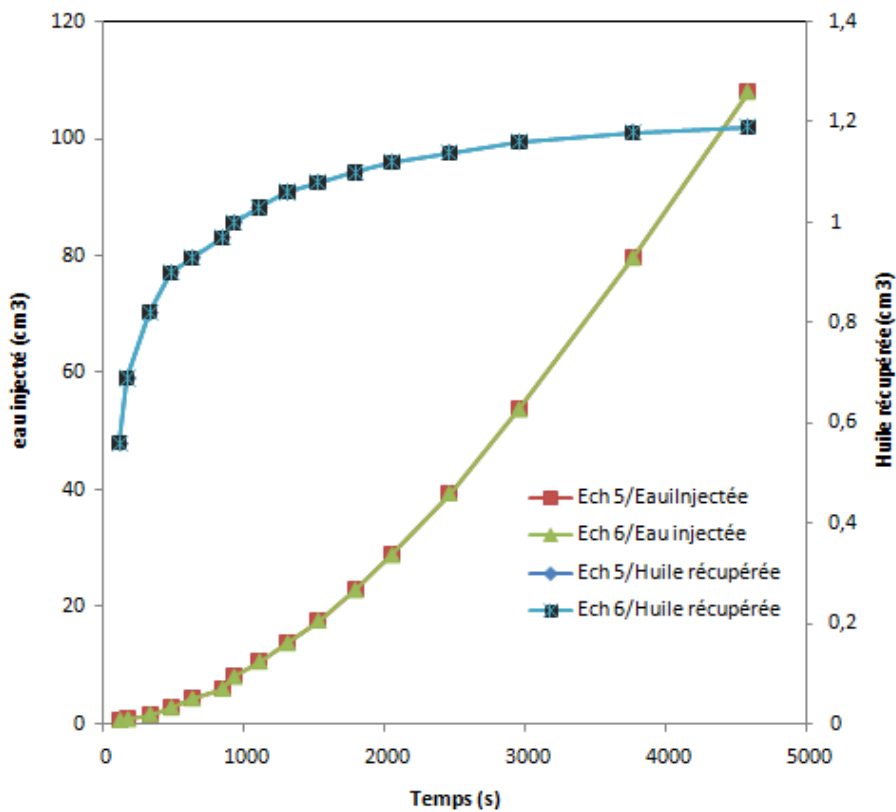


Figure V.19 : l'eau injectée et l'huile récupérée en fonction du temps /Echantillons 5 et 6

V.6.Effet de la porosité et perméabilité sur l'IOP

Les propriétés pétro physiques de porosité et de perméabilité influent considérablement sur les courbes de perméabilité relative et par la suite sur les quantités en huiles récupérées. Sur les figures ci-dessous (figure V.20, figure V.21 et figure V.22) nous avons tracé les courbes des volumes en huiles récupérés au cours du temps pour des plugs en provenance du même puits. Il est à noter que le volume de l'huile récupéré augmente avec l'augmentation de la perméabilité de la roche. Ceci est expliqué par le fait que la perméabilité de la roche est une caractéristique correspond à son aptitude à se laisser traverser par un fluide de référence sous l'effet d'un gradient de pression. Donc les roches les plus perméables donneront des récupérations en huiles importantes [12].

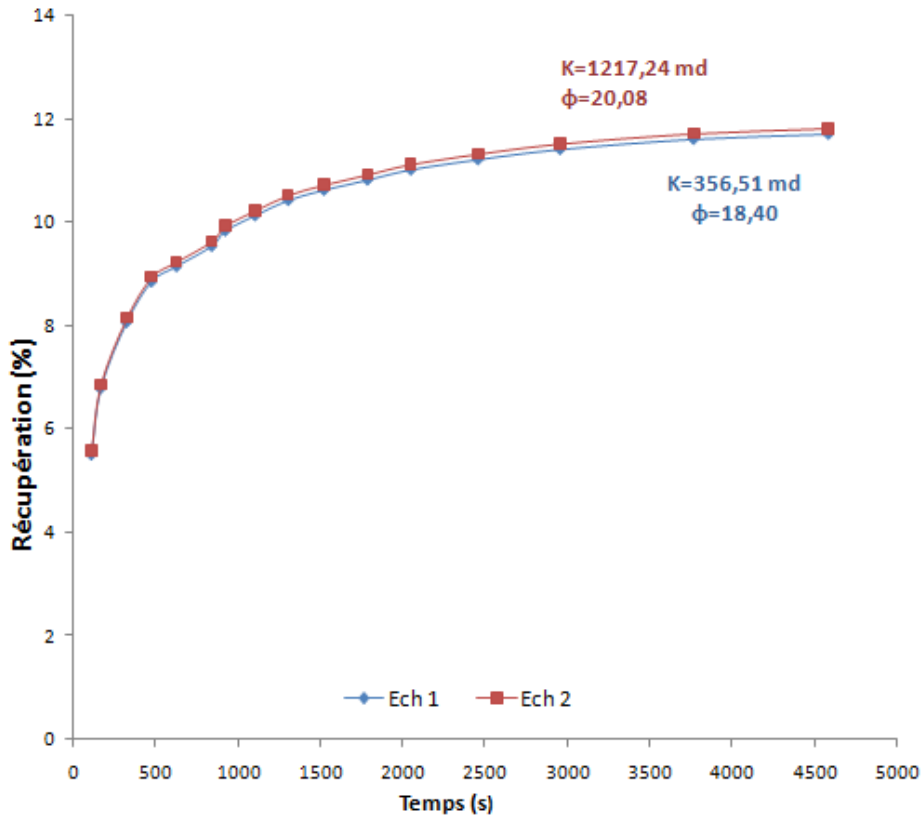


Figure V.20: la récupération en huile en fonction du temps /Echantillons 1,2

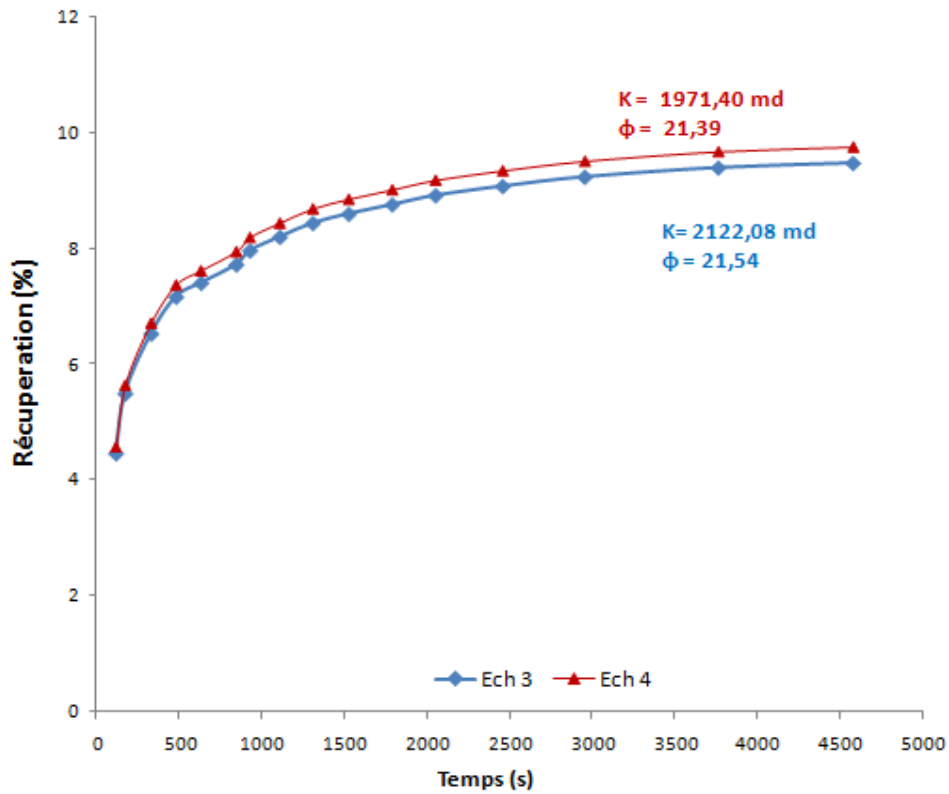


Figure V.21 : la récupération en huile en fonction du temps /Echantillons 3,4

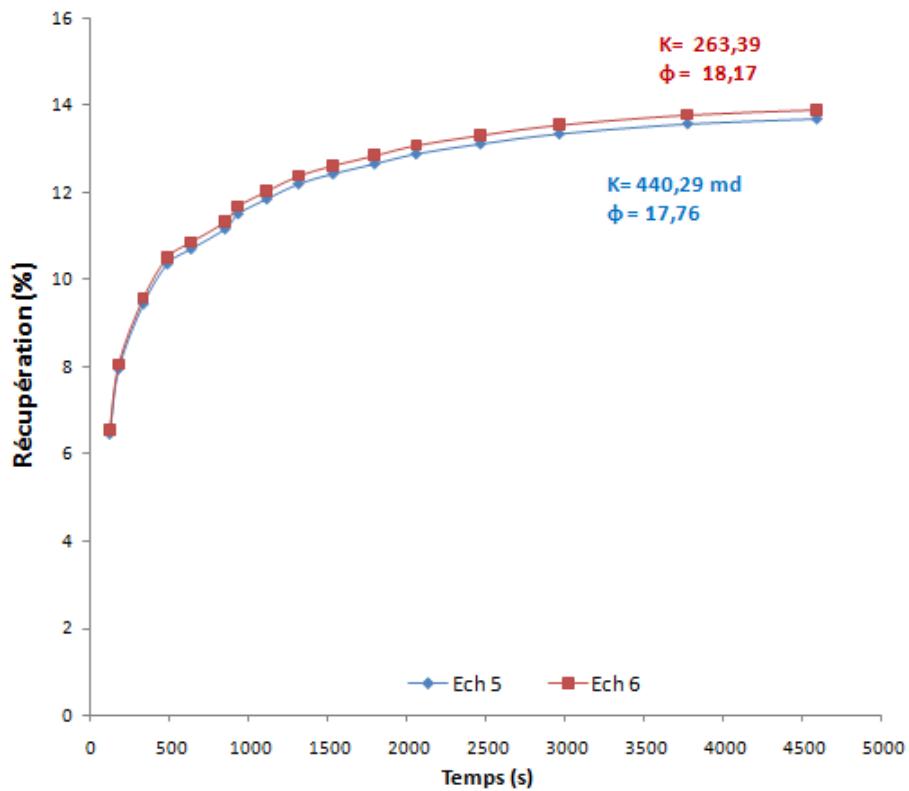


Figure V.22 : la récupération en huile en fonction du temps /Echantillons 5,6

V.7. Impact de la pression de déplacement sur la récupération en huile

La pression est un facteur important durant le processus de récupération assistée secondaire. Cette pression est supposée constante durant le processus d'injection, mais en réalité ce facteur dépend étroitement des propriétés du milieu poreux tel que la porosité et la perméabilité. Comme le montre les figures ci-dessous (figure V.23, figure V.24 et figure V.25) plus la pression d'injection est importante plus la récupération en huile serait importante. Ceci est dû en fait qu'une pression importante conduit à la création de porosités interconnectées ce qui à leur tour facilite la circulation de la phase huileuse et augmente ainsi la récupération en huile [13].

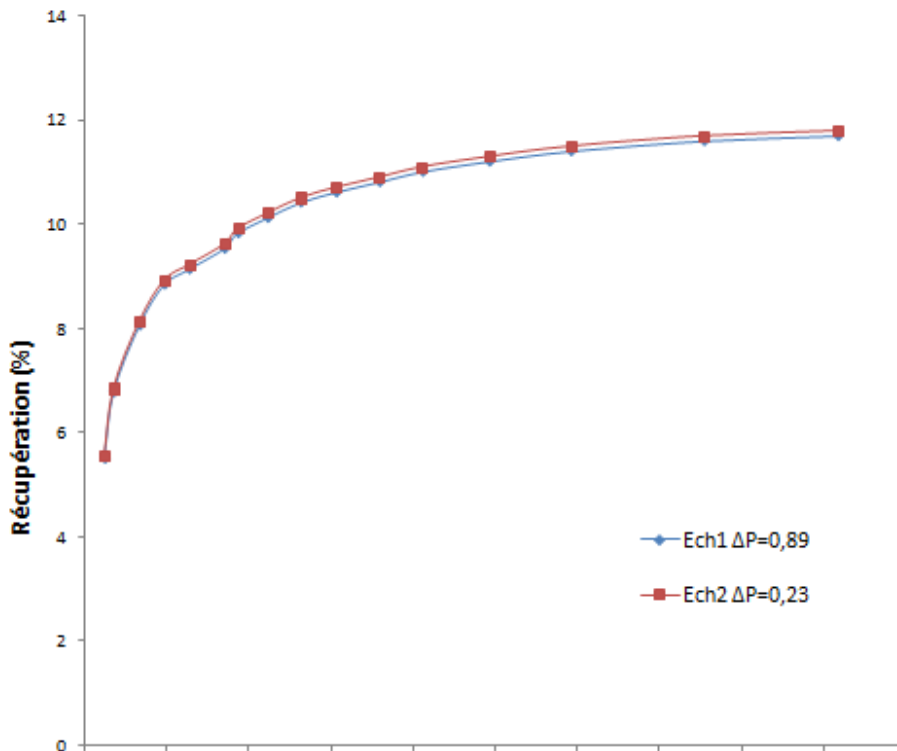


Figure V.23 : Impact de la pression sur L'IOP Echantillons 1 et 2

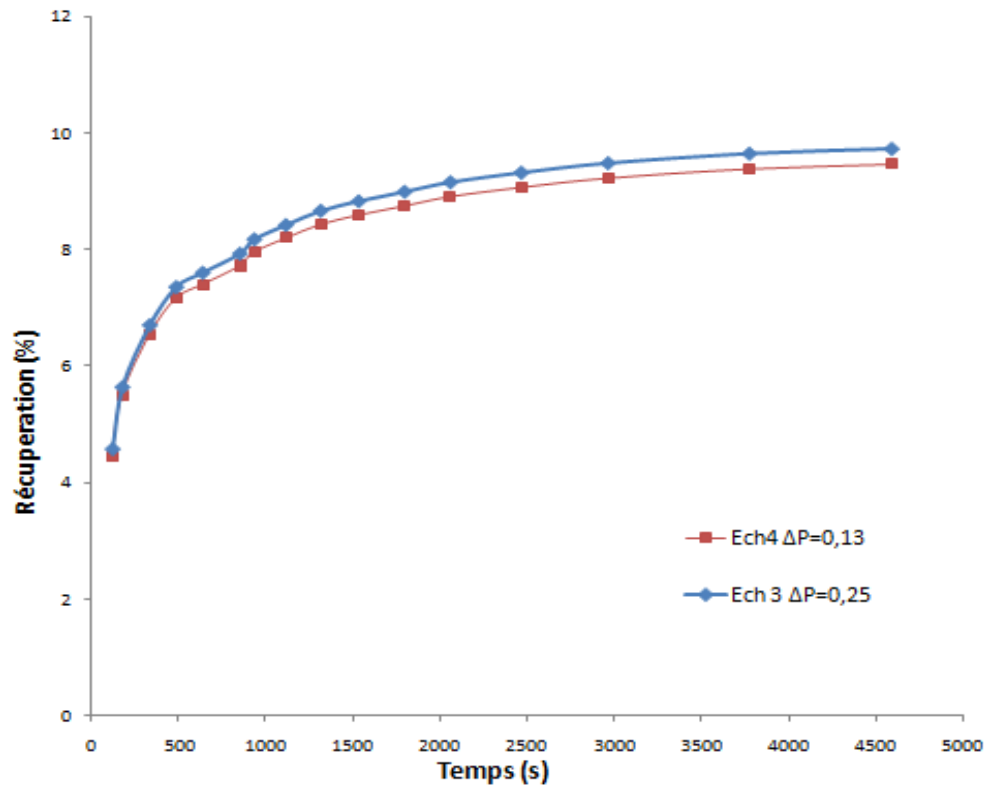


Figure V. 24: Impact de la pression sur L'IOP Echantillons 3 et 4

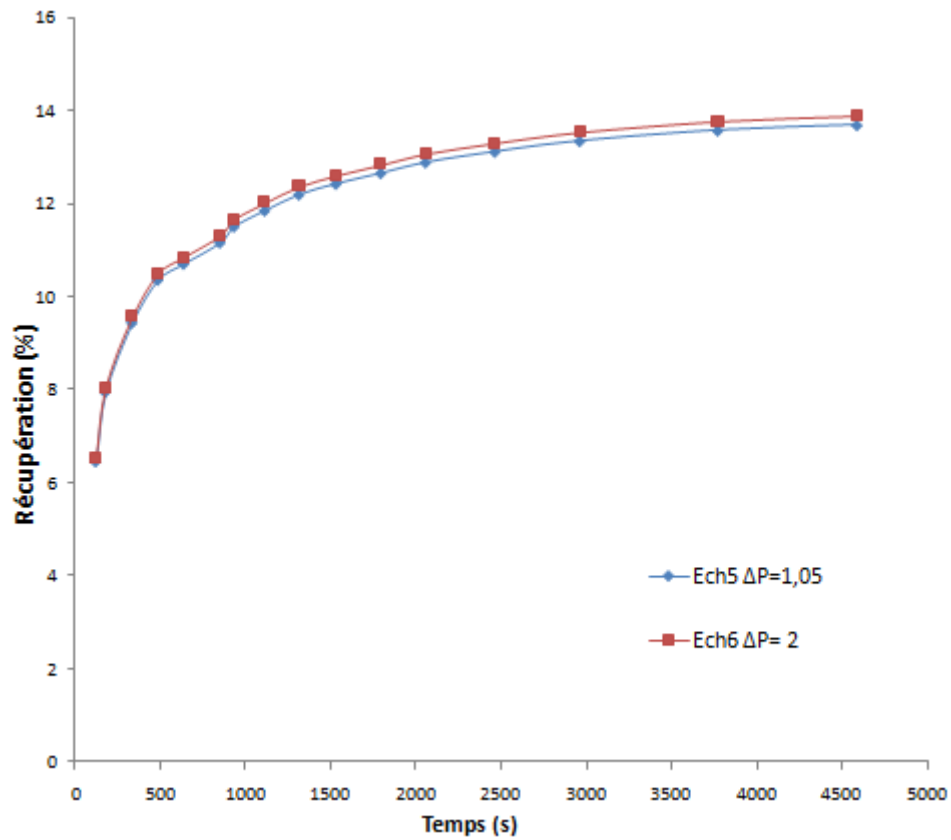


Figure V.25 : Impact de la pression sur L'IOP Echantillons 5 et 6

V.8.Effet de la pression capillaire

La pression capillaire à un rôle considérable sur les perméabilités relatives des deux phases mouillantes et non mouillante. Afin d'investiguer l'impact de la pression capillaire sur la récupération en huile, nous avons tracé les courbes de la pression capillaire en fonction de la saturation irréductible en eau pour les échantillons issues du même puits. Comme le montre les figures ci-dessous (figure V.26, figure V.27 et figure V.28), la pression capillaire diminue lorsque la saturation irréductible en eau augmente pour de faibles valeurs de saturation en eau, ensuite un palier est apparu au-delà de saturations en eau de 35% environ. Il est à remarquer également que plus la S_{wi} est importante il y a une tendance de déplacement des courbes de la pression capillaire vers les saturations en eau les plus élevées, ce qui rend la roche réservoir mouillable à l'eau laissant ainsi la circulation aisée de la phase non-mouillante (l'huile). Ceci va engendrer une diminution de la saturation résiduelle en huile et une augmentation de la récupération en huile (IOP) ($IOP=49,21 > IOP=47,23$) [13].

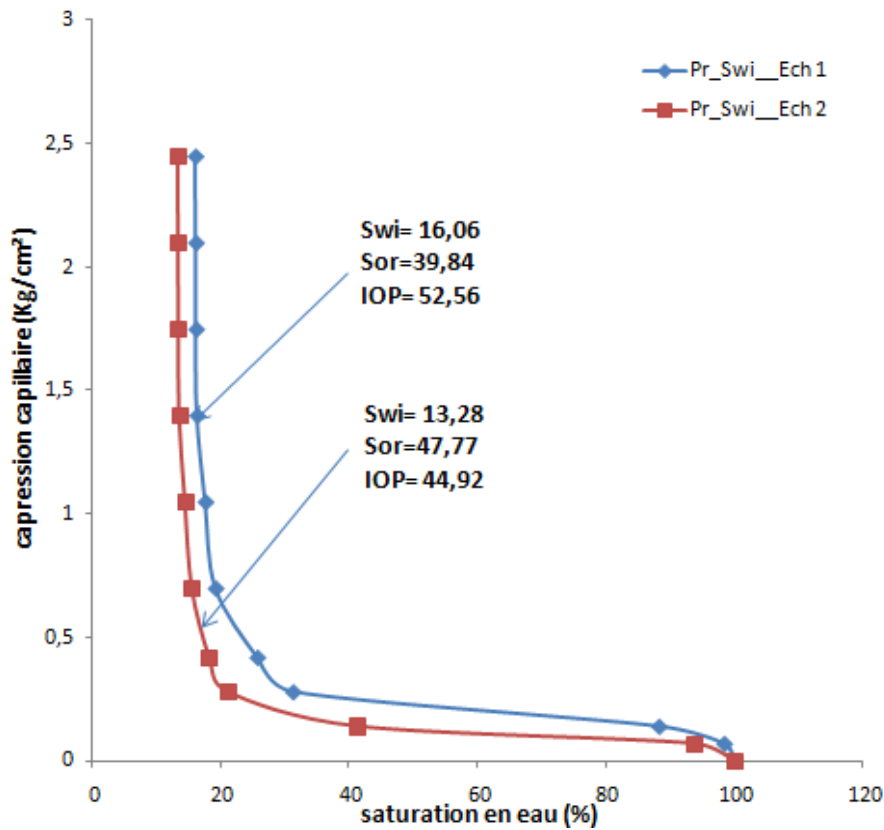


Figure V.26 : Pression capillaire en fonction de la saturation en eau /Echantillons 1 et 2

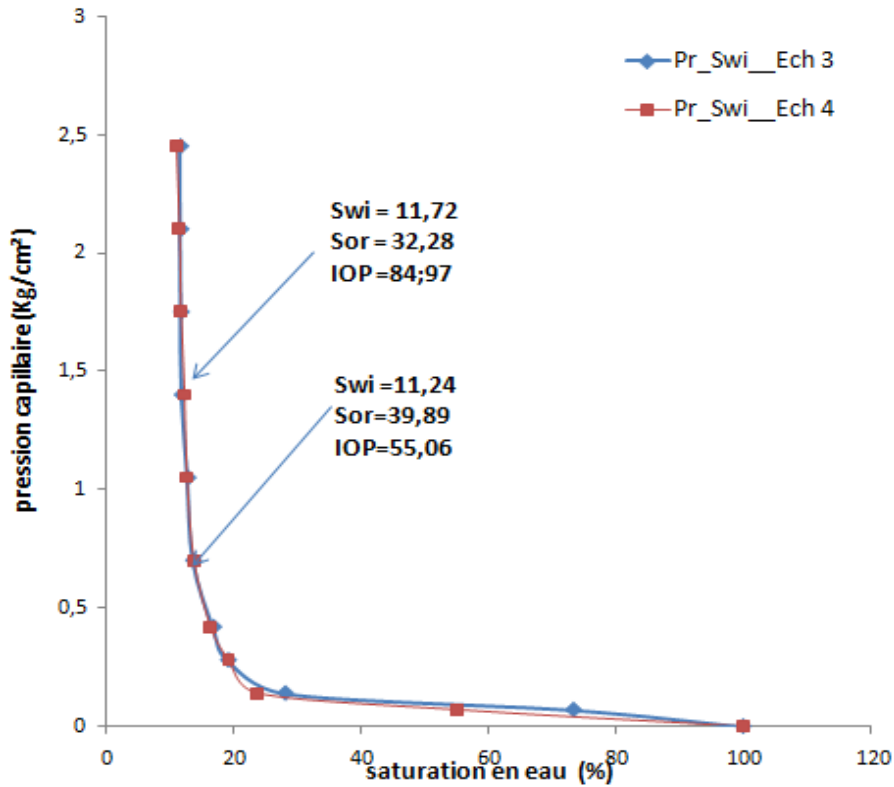


Figure V. 27: Pression capillaire en fonction de la saturation en eau /Echantillons 3 et 4

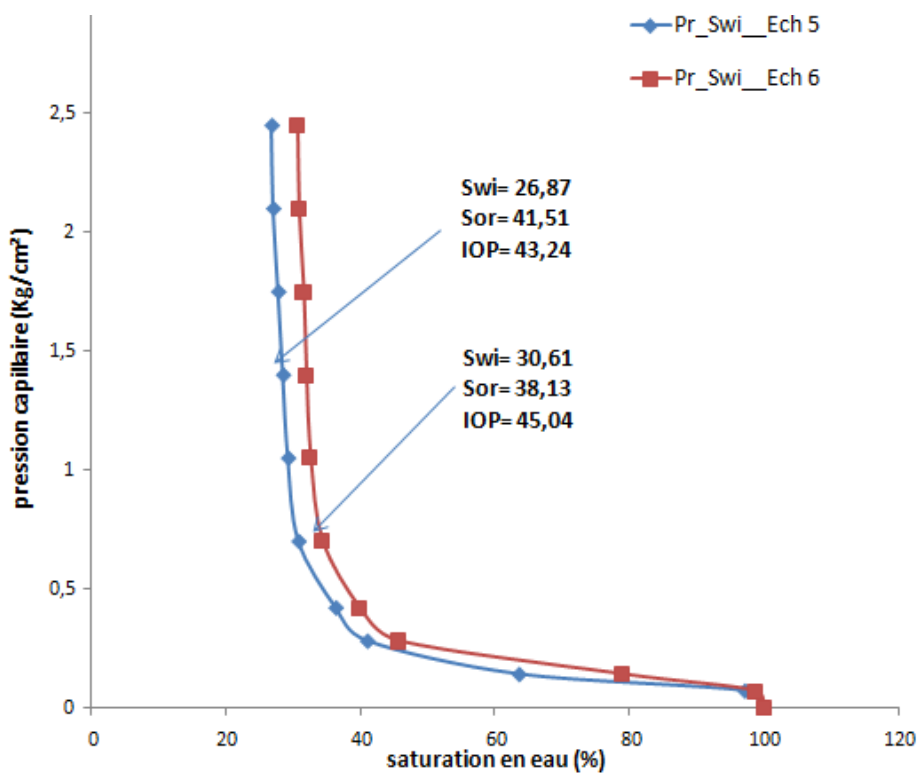


Figure V.28 : Pression capillaire en fonction de la saturation en eau /Echantillons 5 et 6

V.9. Evolution de l'IOP en fonction du volume poreux (VP)

Comme nous l'avons déjà annoncé plus haut, la récupération en huile dépend étroitement des propriétés intrinsèque de la roche réservoir tels que la perméabilité et la porosité. Ce dernier paramètre est d'importance capital dans les techniques de récupération que ce soit la récupération primaire, secondaire ou tertiaire. Dans ce qui suit nous allons faire un tour d'horizon sur l'influence du volume poreux sur la récupération en huile, en traçant les courbes de la récupération en huile en fonction du volume poreux. A travers les résultats obtenus, il est à remarquer que la récupération en huile augmente linéairement avec le volume des pores de la roche.

Cependant, comme nous l'avons déjà annoncé précédemment qu'une forte pression conduit à la création d'un réseau poreux connecté ce qui favorise une augmentation de la récupération en huile comme le montre les figures (figure V.29, figure V.30 et figure V.31), on remarque que lorsque le volume poreux augmente de 4% à 12% ,les valeurs d' IOP varient de 6% à 12% et pour les échantillons 5 et 6 peuvent aller jusqu'à 14%.

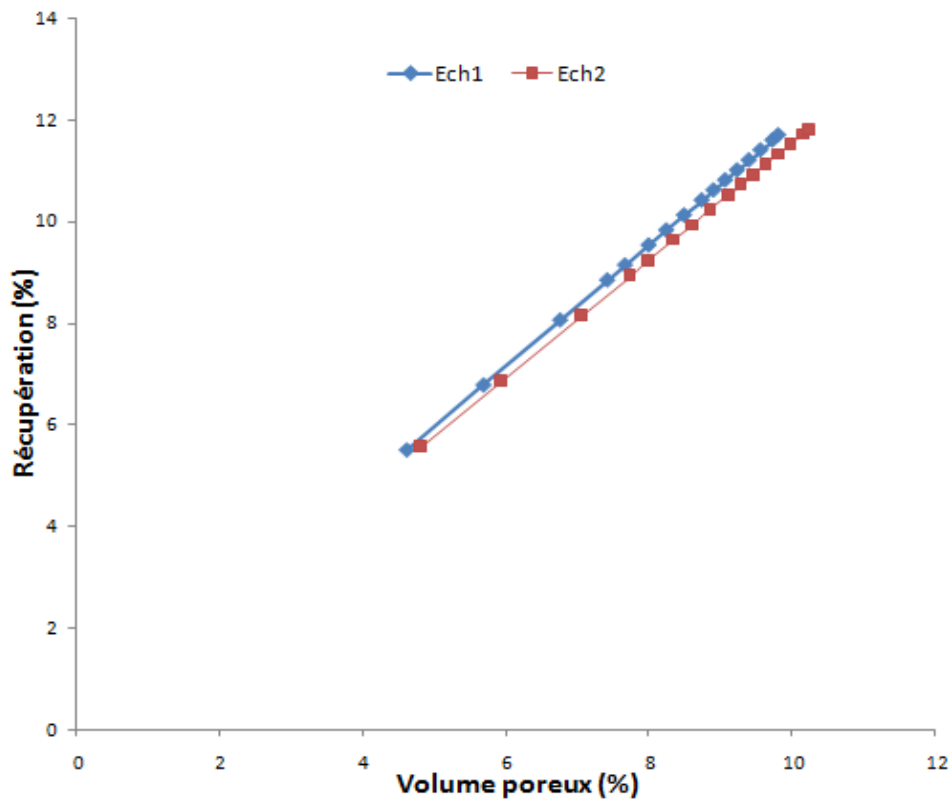


Figure V.29 : La récupération en huile en fonction du volume poreux /Echantillons 1 et 2

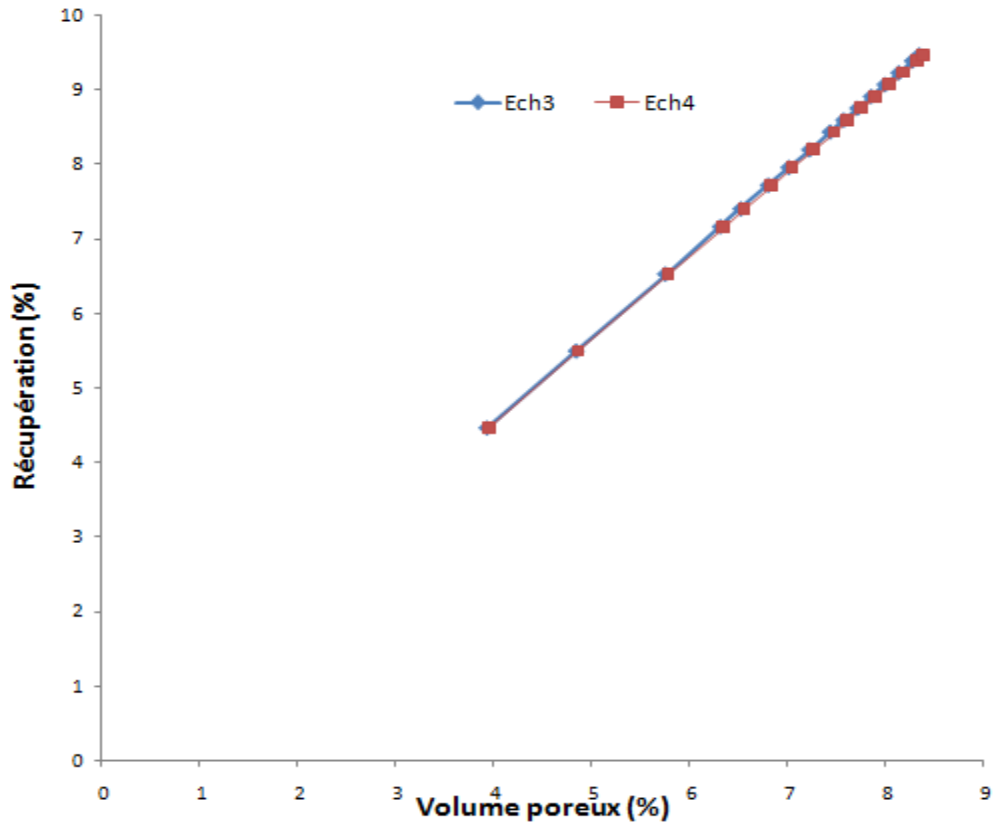


Figure V.30 : La récupération en huile en fonction du volume poreux /Echantillons 3 et 4

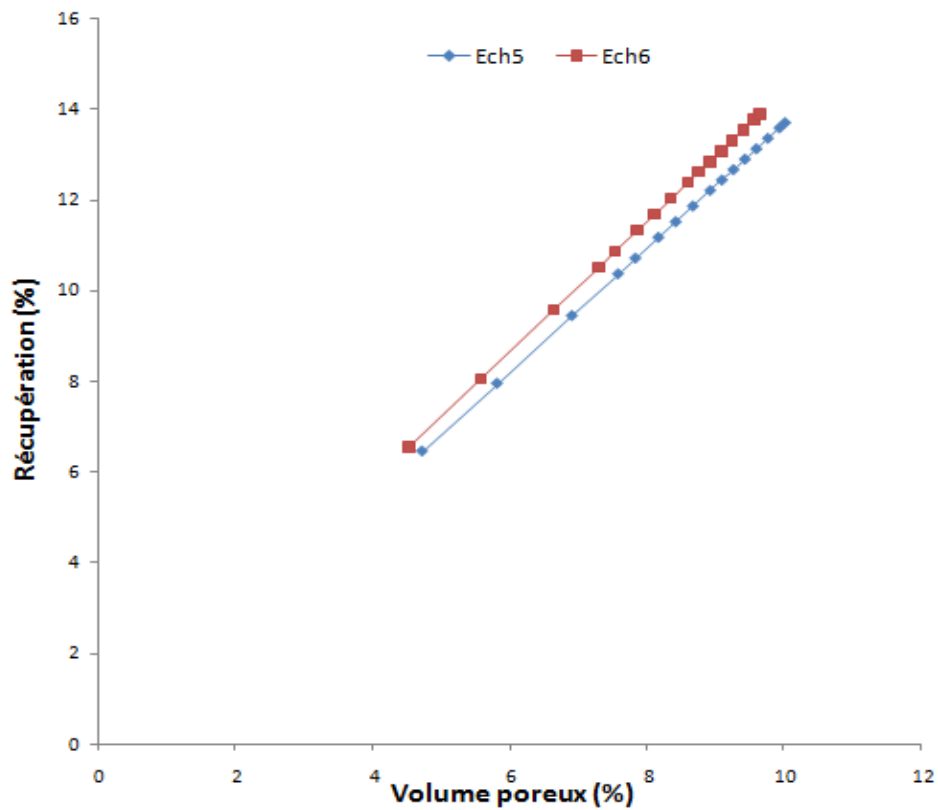


Figure V.31 : La récupération en huile en fonction du volume poreux /Echantillons 5 et 6

Chapitre VI : Conclusion générale

Ce travail du projet de fin d'étude s'est voulu aborder la problématique générale de l'écoulement de deux fluides non miscibles (eau et huile) à travers des roches réservoir en provenance du gisement de Hassi Messaoud au sud de l'Algérie. La circulation de ces fluides à travers la roche va servir à tracer les courbes de perméabilités relatives en eau et en huile donnant ainsi une idée sur le comportement des roches vis-à-vis des fluides qui les traversent d'une part et la récupération en huile finale d'autre part.

Durant cette étude les fluides utilisés dans ces essais de récupération assistée secondaire, les propriétés pétro physiques de la roche réservoir représentée par des échantillons en provenance du gisement de Hassi Messaoud et les propriétés physiques tels que la saturation irréductible en eau, la saturation en huile résiduelle et la pression de déplacement sont probablement les variables les plus importantes à considérer dans le processus de récupération en huile. Outre la nature géologique variable, voire complexe des formations traversées, le travail entrepris dans le cadre de ce projet a été d'identifier les variables les plus significatives influençant la récupération en huile (IOP). Notre contribution dans ce domaine a été de chercher à élucider les relations et interactions complexes entre le fluide de déplacement et le fluide en déplacement d'une part, et la formation rencontrée d'autre part.

Dans une première phase, afin de comprendre les différents mécanismes influençant la circulation des deux fluides à travers la roche réservoir, des échantillons de la roche réservoir ont été caractérisés par DRX et MEB. Les résultats obtenus ont montrés que ces roches sont constituées globalement par des minéraux de quartz, orthoclases, albites et également des argiles avec la présence de porosité et microporosité régulières.

Dans une deuxième phase, les propriétés intrinsèque de la roche réservoir ont été déterminées tels que la perméabilité effective des deux fluides K_o et K_w , les saturations en eau et en huiles S_{wi} et S_{or} , ces derniers varient entre 16,02 et 30,61 pour la S_{wi} et pour la S_{or} de 38,13 à 47,77).

Chapitre VI : Conclusion générale

Dans une deuxième phase, nous avons investigué l'influence des différents paramètres tels que la pression de déplacement, les propriétés pétro-physiques de la roches (porosité et perméabilité) et la mouillabilité sur les courbes de perméabilités relatives. Les résultats ont montré, une altération intermédiaire à la mouillabilité et pour tous les échantillons le point d'intersection des valeurs de perméabilité relative à l'huile et à l'eau est inférieure à 50 %, d'où il résulte que les échantillons ont une altération intermédiaire a la mouillabilité.

On observe que plus la pression de déplacement augmente de 0,008 à 0,13 bar et la perméabilité en air des échantillons de 356,51 md à 2122,08 md , il y a un déplacement graduel des perméabilités relatives en huile (K_{ro}) vers les saturations en eau les plus élevées (45% a 60 %) ce qui permet à la récupération en huile d'augmenter de 9% à 14% .

Dans une troisième phase, nous avons étudié l'influence des différents paramètres sur la récupération en huile (IOP) donnant ainsi une idée sur la récupération en pétrole. Sur la base des résultats obtenus une pression de déplacement qui varie de 0,008 bar à 0,13 bar donne des volumes en huile récupérées qui varient entre 9,6 cm³ a 14 cm³, idem pour les autres paramètres sur la IOP qui varient entre 17,76 et 21,54 pour la porosité, et de 263,39 à 2122,08 pour la perméabilité.

Références bibliographiques

- [1] **Malikch CISSOKHO** « Etude expérimentale des interactions Huile brute/Saumure/Roche sur larécupération d'hydrocarbures par injection d'eau de faible salinité » thèse doctorat,Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, Mai 2010.
- [2] **R.Cossé** « Technique de l'exploitation pétrolière, le gisement » Institut français du pétrole, 1988.
- [3] **Hamon G**, « Cours pétrophysiques », Avril 2009
- [4] **Darcy** 1856, don't la loi empirique lie le débit d'un fluide a newtonien a la perte de charge, pp.260-269.
- [5] **Dyckstra ,H .et Parsons ,R,L,1950** , «The prediction of oil recovery by water »,pp.200 - 204, second Edition , New York American Petroleum Institue , PP.160.
- [6] **H. Darcy**, « Les fontaines publiques de la ville de Dijon ». Victor Dalmont, 1856.
- [7] **J P Bloomfield** (May 1993) «Laboratory determination of wettability, capillary pressure curves, pore entry pressure and relative permeabilities in immiscible phase-brine systems». Technical Report: WD/93/24R, NERC copyright 1993 keyworth, Nottinghamshire. British Geological Survey 1993, p.20-21-22.
- [8] **Caubit C**, « Influence de la mouillabilité sur les saturations limites lors d'écoulements triphasiques en milieu poreux », Thèse de Doctorat à l'École Nationale Supérieure d'Arts EtMétiersParistech, 2004.
- [9] **René, C**, 1920, « Techniques d'exploitation pétrolières », Institut français du pétrole, pp.243-249.
- [10] **Tarek , A**, 1988 ,«Reservoir engineering» ,Okalhoma,pp.304-309.
- [11]**Gates J., Leitz W**, «*Relative permeabilities of California cores by capillary pressure method*,Paper presented at the API Meeting», LOS Angeles, California, May 11, 286, 1950.
- [12] **ALIOUI Smail** « Modélisation et simulation a bases de méthodes numériques alternatives des déplacements diphasiques en milieu poreux », Université de M'HAMED Bougara Boumerdes, département de génie mécanique ,2012.
- [13] **FELIOUNE Mouad , KHOUIDRI Ibrahim** « Etude de la performance de l'injection d'eau dans la zone 12 champs du Hassi Messaoud »Université KasdiMerbah Ouargla ,2014..
- [14] Flood, secondary recovery of oil in the united states, second edition, New York America, Petroleum Institue, pp.160.

Annexes

Les résultats de mesures de l'échantillon 1

Temps Cumulé	Eau Injécté	Huile Récupérée		
		cm3	% OIP	% Vp
121	0,56	0,56	5,50	4,62
177	0,76	0,69	6,78	5,69
334	1,62	0,82	8,06	6,77
486	2,75	0,90	8,84	7,43
636	4,26	0,93	9,14	7,67
850	5,96	0,97	9,53	8,00
933	7,97	1,00	9,82	8,25
1113	10,58	1,03	10,12	8,50
1314	13,76	1,06	10,41	8,75
1531	17,58	1,08	10,61	8,91
1794	22,81	1,10	10,81	9,08
2057	28,80	1,12	11,00	9,24
2463	39,32	1,14	11,20	9,41
2961	53,66	1,16	11,40	9,57
3770	79,58	1,18	11,59	9,74
4587	107,89	1,19	11,69	9,82

Sw	Krw	Kro
16,02	0,0000	1,0000
20,43	0,0004	0,7277
24,85	0,0020	0,5101
29,26	0,0053	0,3410
33,68	0,0106	0,2142
38,09	0,0182	0,1236
42,51	0,0284	0,0630
46,92	0,0414	0,0265
51,33	0,0573	0,0078
55,75	0,0763	0,0010
60,16	0,0986	0,0000

Les résultats de mesures de l'échantillon 2

Temps Cumulé	Eau Injécté	Huile Récupérée		
		cm3	% OIP	% Vp
121	0,56	0,56	5,55	4,82
177	0,76	0,69	6,84	5,93
334	1,62	0,82	8,13	7,05
486	2,75	0,90	8,92	7,74
636	4,26	0,93	9,22	8,00
850	5,96	0,97	9,62	8,34
933	7,97	1,00	9,92	8,60
1113	10,58	1,03	10,21	8,86
1314	13,76	1,06	10,51	9,11
1531	17,58	1,08	10,71	9,29
1794	22,81	1,10	10,91	9,46
2057	28,80	1,12	11,11	9,63
2463	39,32	1,14	11,30	9,80
2961	53,66	1,16	11,50	9,97
3770	79,58	1,18	11,70	10,15
4587	107,89	1,19	11,80	10,23

Sw	Krw	Kro
13,28	0,0000	1,0000
17,18	0,0011	0,6108
21,07	0,0051	0,3521
24,97	0,0121	0,1885
28,86	0,0224	0,0916
32,76	0,0361	0,0391
36,65	0,0534	0,0137
40,55	0,0743	0,0036
44,44	0,0989	0,0005
48,34	0,1273	0,0000
52,23	0,1596	0,0000

Les résultats de mesures de l'échantillon 3

Temps Cumulé	Eau Injécté	Huile Récupérée		
		cm3	% OIP	% Vp
121	0,56	0,56	4,45	3,93
177	0,76	0,69	5,48	4,84
334	1,62	0,82	6,52	5,75
486	2,75	0,90	7,15	6,32
636	4,26	0,93	7,39	6,53
850	5,96	0,97	7,71	6,81
933	7,97	1,00	7,95	7,02
1113	10,58	1,03	8,19	7,23
1314	13,76	1,06	8,43	7,44
1531	17,58	1,08	8,59	7,58
1794	22,81	1,10	8,74	7,72
2057	28,80	1,12	8,90	7,86
2463	39,32	1,14	9,06	8,00
2961	53,66	1,16	9,22	8,14
3770	79,58	1,18	9,38	8,28
4587	107,89	1,19	9,46	8,35

Sw	Krw	Kro
11,72	0,0000	1,0000
16,04	0,0034	0,7373
20,37	0,0096	0,5244
24,69	0,0176	0,3564
29,01	0,0271	0,2282
33,33	0,0379	0,1347
37,66	0,0498	0,0706
41,98	0,0628	0,0307
46,30	0,0767	0,0095
50,63	0,0915	0,0013
54,95	0,1072	0,0000

Les mesures de la pression capillaire

N°Ech.	Cote (m)	Paliers de Pression (psi)										
		0	1	2	4	6	10	15	20	25	30	35
Ech 1	3072,39	100	98,37	88,22	31,21	25,67	19,16	17,57	16,28	16,13	16,09	16,02
Ech 2	3094,57	100	93,75	41,24	21,04	18,16	15,46	14,40	13,49	13,37	13,33	13,28
Ech 3	2996,03	100	73,38	28,15	19,23	16,89	13,76	12,89	12,00	11,84	11,77	11,72
Ech 4	2996,08	100	55,26	23,91	19,41	16,55	13,95	12,86	12,47	11,94	11,69	11,24
Ech 5	3235,05	100	97,22	63,62	41,08	36,38	30,86	29,30	28,57	27,86	27,11	26,87
Ech 6	3235,10	100	98,72	78,93	45,61	39,83	34,31	32,53	31,92	31,52	30,82	30,61