

N° Série :/2021

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Académique

Présenté Par :

HADDOU INSAF et ROUAI ZINA

-THEME-

Influence de la rhéologie, de la mouillabilité et du SNAP OFF sur le chemin préférentiel
d'écoulement diphasique dans les réservoirs pétroliers

Soutenu le : / 06 / 2021 devant la commission d'examen :

Président	Mr Brahmia Nabil	MCB	Univ KMO
Examineur	Mme Boufades Djamila	MAA	Univ KMO
Rapporteur	Mr Lebtahi Hamid	MCB	Univ KMO
Co-encadreur	Mr Adjou Zakaria	Doctorant	Univ KMO
Invité	Mr Abimiloud Youcef	MCB	Univ KMO

Remerciements

Nous tenons tout d'abord à remercier ALLAH le clément de nous avoir donné la force, la chance et la patience pour terminer ce modeste travail.

Nous exprimons toute notre gratitude à **Mr Lebtahi Hamid** et **Mr Adjou Zakaria** pour la confiance qui nous ont témoigné en acceptant de suivre ce thème, leurs conseils, leurs sérieux et leurs disponibilités.

Nous remercions la commission d'examen, d'avoir accepté d'examiner ce travail, pour leurs soutiens et leurs observations constrictives.

Nous tenons aussi à dire un grand merci pour tous les enseignants, sans oublier l'équipe administrative du département de production des hydrocarbures de l'université d'Ouargla qui ont participé de près ou de loin à notre formation durant notre cursus d'étude.

Enfin, nous remercions nos ami(e)s pour nous avoir soutenus et encouragés pendant toutes ces années.



Dédicace

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir

de dédier ce modeste travail :

A ma chère mère CHAOUBI KARIMA qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi ,surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A mon cher père HADDOU BRAHIM pour ses encouragements et son soutien.

A mes chères Sœurs (Amina , Maria , Bassema El Amel) et mon

cher frère Mohamed Abed El Raouf

A toute ma grande famille, HADDOU et CHAOUBI.

A tous mes oncles et tantes

A tous mes proches

A tous mes amies

A tous ce que j'aime

Merci

HADDOU INSAF

Dédicace

Je dédie ce travail

A ma famille, elle qui m'a doté d'une éducation digne, son amour a fait de moi ce que je suis aujourd'hui :

Particulièrement à mon père ROUAI ATTALLH, pour le goût à l'effort qu'il a suscité en moi, de par sa rigueur.

A mon mère BAY FATIMA ZOHRÀ qui m'a soutenu et encouragé durant des années d'études.

Qu'elle trouve ici le témoignage de profonde reconnaissance.

A mes frères, ceux qui ont partagé avec moi tous les moments d'émotion lors de la réalisation de ce travail Ils m'ont chaleureusement supporté et encouragé tout au long parcours.

A ma famille, mes proches et à ceux qui me donnent de l'amour et de la vivacité.

Sans oublier mon binôme INSAF pour son soutien moral, sa patience et sa compréhension tout au long de ce projet.

A tous mes amis qui m'ont toujours encouragé, et à qui je souhaite plus de succès.

A tous ceux que j'aime

Merci

ZINA Rouai

rawpixel

Résumé

الملخص

عند استغلال المكنم البترولي ، تتبع الموائع البترولية أثناء سريانها مسارا معيناً في الوسط المسامي ، يتحدد هذا الأخير بعدة عوامل منها : التركيبية الكيميائية لهذه الموائع ، قابلية البلل وكذا ظاهرة انسداد المسارات الشعاعية بفقاعات المائع الغير المبلل للوسط المسامي أو ما يدعى بـ « Snap-off ». هذا الأخير يتطلب تحديد شروط و خصائص المسار المتبع للموائع و نتائجها على كمية و مؤشر الانتاج . الهدف من هذا العمل هو دراسة تأثير ريولوجيا المائع، قابلية البلل و ظاهرة انسداد المسارات الشعاعية بفقاعات المائع الغير المبلل للصخرة كما يسمح بتحديد اليات التدفق الثنائي للموائع في الوسط المسامي و تحديد العوامل اللازمة لمضاعفة مسارات التدفق و توسيع جبهة الدفع في المكامن البترولية و تطلب هذا الأخير قيامنا بإجراء تجارب متسلسلة و نموذج تجريبي لمحاكاة ظاهرة Snap-off التي تتميز بأصليتها من الفكرة الى الإنجاز و التنفيذ و التي تمت على مستوى مخبر جامعة قاصدي مرباح في كلية المحروقات . و ذلك من خلال دراسة تأثير هذه الظواهر الثلاثة على سماحية الصخرة و التي تُعرف المسارات الاختيارية للمائع ، ثم دراسة تأثير تغيير قابلية البلل و كذا الريولوجيا على التدفق الثنائي في الوسط المسامي و أخيراً تنفيذ نموذج تجريبي لملاحظة و تفسير ظاهرة الانسداد بالمائع الغير مبلل للصخرة . و عليه فإن النتائج المتحصل عليها تظهر مدى تأثير هذه الظواهر الشعاعية على المسارات التي يختارها المائع و كذا على كمية و مؤشر الانتاج ، كما تظهر امكانية ملاحظة ظاهرة Snap-off و تفسيرها و وصفها بواسطة t_b, τ_s, P_c, N_{CA} .

الكلمات المفتاحية: SNAP-OFF, الريولوجيا ، قابلية البلل ، التدفق الثنائي ، المسارات الاختيارية ، مؤشر الانتاج .

Abstract

During the reservoir exploitation, the effluent follows a determined flow path in the porous medium. This path depends on the rheology of the effluents, the wettability of the reservoir rock and the influence of the SNAP-OFF phenomenon. The research aims to study the impact of these parameters on the path followed and its consequences both on the oil recovery rates and the productivity index. This work allows identifying the tow-phase flow mechanisms in the porous medium also allows the determination of the necessary conditions to improve and favorite the flow paths and broadens the draining front in petroleum reservoirs. This required carrying out many experiments and accomplishing an experimental model to simulate the Snap-off phenomenon; this study is characterized by its originality from the idea to the implementation witch conducted in the laboratory of the University of Kasdi Merbah at faculty of Hydrocarbons. The target will be achieved by studying the effect of these three phenomena on the permeability of the rock which defines the preferential paths, studying the effect of wettability and rheology changing on the tow-phases flow in the porous media and finally make an experimental model to observe and explain the Snap-off phenomenon. The results obtained show the influence of these

phenomena on the productivity index, also show the possibility of the observation and the explanation of the Snap-off by the N_{CA} , P_C , τ_s , t_b .

Key words: SNAP-OFF, rheology, wettability, two-phase flow, preferential path, productivity index.

Résumé

Lors de l'exploitation d'un réservoir, les fluides empruntent un chemin d'écoulement déterminé dans le milieu poreux. Ce chemin dépend de la rhéologie des effluents, de la mouillabilité des roches réservoirs et l'influence de phénomène du SNAP-OFF. Il s'agira d'étudier l'incidence de ces paramètres sur le chemin préférentiel suivi par les fluides et ses conséquences sur les taux de récupération et les indices de productivité. Ce travail permettra de cerner les mécanismes d'écoulement diphasique dans le milieu poreux et identifier les conditions nécessaires pour améliorer et favoriser les chemins d'écoulement et élargir le front de drainage dans les réservoirs pétroliers. Cela requiert de réaliser des expériences et un modèle pour simuler le phénomène de Snap-off, cette étude est caractérisée par son originalité depuis l'idée jusqu'à la mise en œuvre au niveau de laboratoire de l'Université de Kasdi Merbah à la faculté des Hydrocarbures. Ceci est fait en étudiant l'effet de ces trois phénomènes sur la perméabilité de la roche qui définit les chemins préférentiel ainsi que d'étudier l'effet du changement de mouillabilité et de rhéologie sur l'écoulement biphasique dans le milieu poreux et enfin la mise en place d'un modèle expérimental pour observer et expliquer le phénomène de Snap-off. Les résultats obtenus montrent l'influence de ces phénomènes sur les indices de productivité et aussi les chemins choisis par les fluides, également montrent la possibilité d'observer, d'expliquer et de décrire le phénomène de Snap-off par le N_{CA} , P_C , τ_s , t_b .

Mots clés : SNAP OFF, rhéologie, mouillabilité, écoulement diphasiques, chemin préférentiel, indice de productivité.

Table des Matières

Remerciements	I
Dédicaces	II
Résumé	IV
Table des Matières	VI
Liste des figures	IX
Liste des tableaux	XIII
Liste des abréviations	XIV
Introduction	01

Chapitre I : Ecoulement diphasique en milieux poreux

I.1 Ecoulement en milieu poreux	03
I.2. Notion d'échelle	03
I.3. Ecoulements monophasiques	05
I.4. Ecoulements diphasiques	05
I.4.1. Les paramètres pétro-physiques	05
I.4.2. Phénomènes capillaire et mécanisme de drainage	08
I.4.3. Pression de disjonction	13
I.4.4. Phénomène de water bypass	14
I.4.5. Phénomène d'hystérésis	15
I.4.6. Mécanismes de drainage	16
I.5. Compositions d'un pétrole brut	17
I.6. Les milieux dispersés	18
I.6.1. Les émulsions	18
I.6.2. Stabilisation et formation de l'émulsion	18
I.6.3. Les paraffines	20
I.6.4. Les résines	20
I.6.5. Les asphaltènes	21

Chapitre II : Phénomène de Snap-off

II.1 Le phénomène de piégeage	27
II.2. Le mécanisme de piégeage	28
II.3. Effet de doublet capillaire « le Snap-off »	29
II.3.1. La définition de Snap-off	29
II.3.2. Le mécanisme de Snap-off	29
II.3.3. Roof Snap-off	30
II.3.4. Le Snap-off de gaz	30
II.3.5. L'influence de l'arrangement du pore sur la distribution de l'huile résiduelle au cours de Snap-off	31
II.3.6. La relation entre la saturation résiduelle et le nombre capillaire et le piégeage	32
II.3.7. Effet de Snap-off sur la pression capillaire	33
II.3.8. L'impact de mouillabilité	34
II.3.9. Effet de la tension interfaciale	34
II.3.10. Effet de Snap-off sur la perméabilité relative et la saturation	35
II.3.11. Effet des paramètres dynamique sur le Snap-off	36

Chapitre III: Visualisation et simulation expérimentale du Snap-off

III.1. Introduction	38
III.2. Plan d'analyse des données	38
III.3. Caractérisation des échantillons	39
III.3.1. Expérience « 1 » Etude granulométrique	39
III.3.2. Expérience « 2 » Effet de la rhéologie	40
III.4. Variation de la perméabilité sous l'effet du piégeage	41
III.4.1. Evolution de variation de perméabilité de milieu poreux	41
III.4.2. Evolution de variation de perméabilité de milieu poreux altéré	42
III.5. Altération de la mouillabilité	43
III.5.1. Mode opératoire	43
III.5.2. Evaluation de l'expérience	45
III.6. L'effet de la rhéologie	47
III.6.1. Mode opératoire	47
III.6.2. Les résultats	48
III.6.3. Evolution de la vitesse et du nombre capillaire en fonction de la	49

viscosité	
III.7. Visualisation et simulation expérimentale de Snap-off	51
III.7.1. Caractérisation de microsysteme	51
III.7.2. Mode opératoire	51
III.7.3. Dispositif de simulation expérimentale de Snap-off	52
III.7.4. Schéma représentatif de système	52
III.7.5. Résultats et discussions	52
III.7.6. Visualisation de phénomène de Snap-off	53
III.7.7. Application numérique	56
III.8. Commentaires	57
Conclusion	58
Recommandations	59
Bibliographies	60

Liste des figures

Chapitre I

Figure I-1 : Illustration des différents volumes de référence lors d'un processus de prise de moyenne en milieu poreux.	3
Figure I-2 : Evolution de la porosité à différentes échelles [Hleming 1979].	4
Figure I-3 : Schéma explicatif de l'expérience de Darcy.	6
Figure I-4 : Perméabilité Relative en écoulement bi-phasique.	6
Figure I-5 : Hystérésis des perméabilités relatives.	7
Figure I-6 : Milieu saturé.	8
Figure I-7 : Angle de contact θ entre les fluides immiscibles et le solide.	8
Figure I-8 : Mouillabilité des systèmes huile/eau/roche.	9
Figure I-9: Représentations des phases fluides en fonction de la mouillabilité [Meybodi et al, 2010].	9
Figure I-10 : Remontée capillaire dans un tube de verre selon la loi de Jurin.	11
Figure I-11 : la pression capillaire en fonction de la saturation en eau d'un échantillon de milieu poreux.	12
Figure I-12 : Schéma d'une goutte d'huile déposée sur une surface minérale en présence d'une phase aqueuse mouillante.	13
Figure I-13 : Représentation schématique d'une isotherme de pression de jonction/disjonction en fonction de l'épaisseur du film (Pugh, 1996).	13
Figure I-14 : Adsorption des asphaltènes sur la surface des grains de la roche réservoir.	14
Figure I-15 : Schéma montrant le phénomène de Water bypass.	14
Figure I-16 : Changement de la perméabilité relative de la roche réservoir sous l'effet de Water bypass	15
Figure I-17 : Hystérésis des perméabilités relatives et pression capillaire lors du drainage-imbibition en zone de transition.	16
Figure I-18: Mécanismes de drainage.	16
Figure I-19: Représentation graphique de la théorie DLVO.	19
Figure I-20: Evolution du potentiel électrostatique à partir d'une surface chargée et position du plan de cisaillement associée au potentiel zêta.	20
Figure I-21 : Exemple de structure des paraffines.	20

Figure I-22 : Structure moléculaire des résines.	21
Figure I-23 : Exemples de structure moléculaire type d'asphaltènes.	21
Figure I-24 : Structure des asphaltènes selon les modèles de Pfeiffer et Yan.	23
Figure I-25 : Stabilité stérique et déstabilisation des asphaltènes.	24
Figure I-26: Yen–Mullins asphaltene model (Mullins 2011).	25
Figure I-27 : Agrégation microscopiques des asphaltènes.	25
Figure I-28 : Facteurs affectant l'équilibre des asphaltènes dans le pétrole brut.	26

Chapitre II

Figure II-1: Huile mobile et huile résiduel.	27
Figure II-2: Illustration des différentes combinaisons de piégeages par Chatzis et al. (1983).	27
Figure II-3: Mécanismes de piégeage des saturations résiduelles (Wardlaw, 1982).	28
Figure II-4: Mécanisme du doublet dans le milieu poreux [Abrams 1975].	28
Figure II-5: Modèle du Snap-off.	29
Figure II-6: Mechanisms of lamella creation in porous media (Kovscek and Radke 1994) Wolf.	29
Figure II-7: Exemple d'instabilité capillaire Snap-off où le fluide non mouillant déplace la phase non mouillante	30
Figure II-8: Influence de la forme des pores dans le phénomène « Snap-off » [Chatzis et al, 1983].	30
Figure II-9: Schéma de rupture dans une gorge de pore (Le noir indique les pores de la gorge mur, grise l'eau et blanchit le gaz).	31
Figure II-10: Schéma de la rupture du toit lorsque le gaz envahit un corps poreux (Le noir est pore mur, le gris est l'eau et le blanc est le gaz).	31
Figure II-11: Distribution de l'huile résiduelle dans des micromodèles avec des distributions aléatoires. [Chatzis et al, 1983].	32
Figure II-12: Section mince d'un échantillon de roche de grès serré typique.	32
Figure II-13: Courbes de saturation résiduelle en fonction du nombre capillaire N_{ca} (Lake, 1989).	33
Figure II-14: Analyse de la pression capillaire locale pendant les processus de drainage et de Snap-off.	33

Figure II-15: Tailles de gouttelettes produites à partir d'une seule pipette à des débits croissants avec des ajustements de tension interfaciale.	35
Figure II-16: Analyse de la saturation d'huile pendant les processus de drainage et de Snap-off.	35
Figure II-17: Illustration de l'inhibition d'un grand nombre de capillaires locaux lors de l'occurrence de Snap-off.	36
Figure II-18: Changement du temps de Snap-off par rapport au nombre local de capillaire N_{CA} avec différentes distances corporelles des pores L .	37
Figure II-19: Carte des conditions de fonctionnement auxquelles une Snap-off a été observée.	37

Chapitre III

Figure III-1: Plan d'analyse des expériences.	38
Figure III-2: Granulométrie de sable utilisé.	39
Figure III-3: Variation de perméabilité en fonction de volume récupéré de milieu poreux.	41
Figure III-4 : Variation de perméabilité en fonction de volume récupéré de milieu poreux altéré.	42
Figure III-5: Modèle capillaire et micro-modèles poreux et fracturés.	43
Figure III-6: Variation de taux de récupération en fonction de variation de pression avant et après l'altération de mouillabilité d'un milieu poreux.	45
Figure III-7: Valeurs de taux de récupération avant et après l'altération de mouillabilité d'un milieu poreux fracturé.	45
Figure III-8: Valeurs du taux de récupération avant et après l'injection d'un tensioactif dans deux différents milieux.	46
Figure III-9: Configuration expérimentale montrant la pompe à seringue, le microscope et le capillaire resserré.	47
Figure III-10: Variation de vitesse en fonction de la viscosité de la phase non mouillante.	49
Figure III-11: Effet de changement de viscosité sur le nombre capillaire "NCA".	49
Figure III-12 : Ratios de viscosité en fonction de nombre capillaire.	50
Figure III-13: Dispositif de simulation expérimentale de Snap-off.	52
Figure III-14: Schéma représentatif de système.	52
Figure III-15: La phase mouillante et la phase non mouillante dans le tube en	52

plastic PVC.

Figure III-16: Illustration de la phase mouillante et la phase non-mouillante.	53
Figure III-17: Photographies indiquant l'occurrence de phénomène de Snap-off.	53
Figure III-18: Dispersion des gouttelettes d'eau dans l'huile.	53
Figure III-19: Formation des lamelles et piégeage de gouttelette l'eau.	54
Figure III-20: Snap-off de goutte de la phase non-mouillante.	54
Figure III-21: Création d'un film autour de la surface intérieur.	54
Figure III-22: Visualisation en temps réel du film d'eau gonflement et Snap-off de gaz au niveau de la gorge des pores.	55
Figure III-23: Photographies de l'invasion gazeuse d'un pore doublement resserré initialement rempli de solution de surfactant.	55
Figure III-24: Observation de phénomène de Snap-off à l'aide de Vegas Pro 11.0.	56

Liste des tableaux

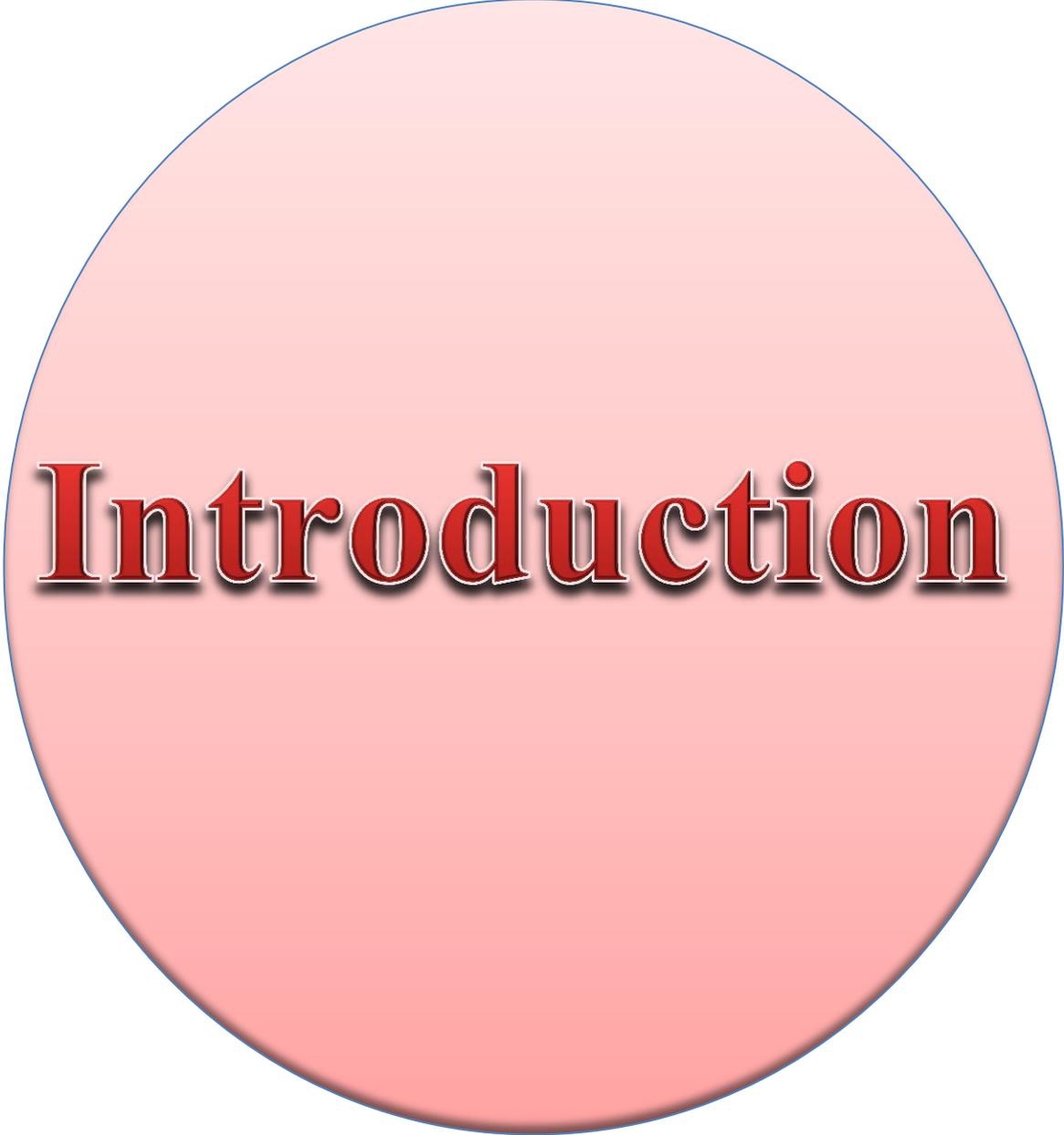
Table	Page
Chapitre I	
Tableau I-1 : les valeurs de l'angle de contact et les types de mouillabilité.	9
Tableau I-2 : Composition de pétrole brut selon l'analyse SARA.	17
Tableau I-3 : Normes de définition des asphaltènes.	21
Tableau I-4 : Analyse élémentaire des asphaltènes du brut algérien de Hassi Messaoud.	22
Tableau I-5: Composition élémentaire et rapport atomique moyens des asphaltènes en fonction du solvant d'extraction employé (d'après le récapitulatif de Pina et col).	22
Tableau I-6 : Groupements fonctionnels d'asphaltènes.	23
Chapitre II	
Tableau II-1 : Décompte de l'événement de Snap-off, non mouillant résiduel saturations de phase, perméabilités relatives sous la variation de l'angle de contacte.	34
Chapitre III	
Table III-1 : Résultats de milieu poreux.	41
Table III-2 : Résultats de milieu poreux altéré.	42
Table III-3 : Résultats de l'expérience pression et taux de récupération.	44
Table III-4 : Les calculs.	48
Table III-5 : les produits utilisés.	51

Liste des abréviations et symboles

γ_α	La fonction pour calculer les paramètres pétrophysique de milieu.
V	Le volume (m^3).
ψ_α	grandeur associée à la phase α .
ϕ	Porosité (%).
P_β	la pression (Pascal).
ρ_β	la masse volumique (kg/m^3).
μ_β	la viscosité dynamique (cP).
$A_{\beta\delta}$	l'interface solide-fluide (m^2).
Q	débit de fluide traversant l'échantillon (cm^3/min).
k	Perméabilité en (mD).
μ	Viscosité dynamique (Pascal.S).
A	Section de passage de fluide (m^2).
dP	Différence (Pascal).
dX	Longueur (m).
k_{ro}	Perméabilité relative à l'huile (md).
k_{rw}	Perméabilité relative à l'eau (md).
k_{rg}	Perméabilité relative au gaz (md).
S_w	Saturation d'eau (%).
S_o	Saturation d'huile (%).
S_g	Saturation de gaz (%).
S_{wi}	la saturation d'eau irréductible(%).
V_p	Volume de pore (m^3).
V_o	Volume d'huile (m^3).
V_w	Volume d'eau (m^3).
V_g	Volume de gaz (m^3).
σ_{os}	la tension interfaciale entre la phase huile et le solide (N/m).
σ_{ws}	la tension interfaciale entre l'eau et le solide (N/m).
σ_{ow}	la tension interfaciale entre les phases fluides immiscibles (N/m).
θ	Angle de contact ($^\circ$).
$\sigma_{\alpha\beta}$	la tension interfaciale entre les phases α et β (N/m).

G	l'énergie libre du système (joule/m ²)
A	Section de passage de fluide (m ²)
P	Pression (Pascal)
T	Température (°C).
n	nombre de moles (mole).
W_{ij}	le travail d'adhésion qui consiste à séparer l'interface i/j (joule).
P_c	Pression capillaire (bars).
σ	Tension interfaciale (N/m).
r	rayon du pore en (μm).
h	Hauteur de la colonne de fluide (m).
ρ	la masse volumique du liquide (kg/ m ³).
g	Accélération de la pesanteur (m/s).
N_c	le nombre capillaire.
μ_w	la viscosité de l'eau (fluide déplaçant) (cP).
R_m	la réduction de mobilité.
v	La vitesse de Darcy dans la phase aqueuse (m/s).
$\gamma_{\text{oil/water}}$	la tension interfaciale entre l'huile et l'eau (N/m).
Π	pression de disjonction (Pascal).
P_f	la pression apparente (Pascal).
P_γ	la pression dans la phase aqueuse (Pascal).
$\Delta P_{\text{oil/water}}$	La différence de pression entre la phase aqueuse et la phase huileuse (Pascal).
R_1, R_2	Rayons de part et d'autre de la goutte d'huile (m).
SARA	Saturé, Aromatique, Résine, Asphaltène
CMC	Concentration micellaire critique
P_c^e	La pression d'entrée « le seuil » (Pascal)
p^{sn}	La pression de Snap-off (Pascal).
τ_s	Le temps de Snap-off (s).
L	Longueur de tube capillaire (m).
D_{int1}	Diamètre intérieur de tube capillaire « 1 » (m).
D_{int2}	Diamètre intérieur de tube capillaire « 2 » (m).
Q_{nd}	Le débit adimensionnel.
k	Le ratio de viscosité.

μ_{eau}	viscosité d'eau (cP).
μ_{gasoil}	Viscosité de gasoil (cP).
D1'	Diamètre de seringue (m).
μ_{nm}	viscosité de fluide non-mouillant (cP).
v	Vitesse (m/s).
μ_m	viscosité de fluide mouillant (cP).
d	Densité.
γ_{ow}	La tension interfaciale entre l'eau et l'huile (N/m).
h/R	Le rapport épaisseur de film sur rayon.
R	Le rayon (m).
D1	Diamètre de capillaire (m).
D2	Diamètre d'étranglement (m).
TA	Tensioactifs.
PVC	polychlorure de vinyle.
Psi	Pound per square inch.
P_a	Pascal.
t_b	Temps de break-up (s).
τ_b	Tau de break-up.
HLB	Hydrophilic-lipophilic Balance.
AOP	Asphalten onset pressure



Introduction

Introduction

De grandes quantités d'huile restent piégées dans les réservoirs déplétés enfin de la récupération primaire et au début de la récupération secondaire. Cet effet est la cause principale de la chute des indices de productivité des puits producteurs d'huile et l'augmentation du water cut. Ces conséquences sont les résultats de certains phénomènes capillaires : l'altération de la mouillabilité de milieu poreux, la rhéologie des fluides et le phénomène de SNAP-OFF.

Ces phénomènes qui caractérisent le comportement d'écoulement diphasique qui se manifeste au sein du milieu poreux sont des obstacles suppose à l'écoulement diphasique qui posse les effluents a empreinte des chemins préférentiels. Ils sont considérés comme les causes majeures du piégeage résiduel des huiles, la mobilisation et l'immobilisation des fluides non mouillants des milieux capillaires et donc les faiblesses des rendements de productivité des roches réservoirs.

Problématique de la recherche

De faibles indices de productivité sont obtenus à cause des drainages insuffisants du pétrole brut dans les réservoirs. Les effluents choisissent préférentiellement un chemin d'écoulement de telle sorte que les pertes de charge soient minimales et des gradients de pression sont assez élevés. Dans ce cas, des volumes d'huile importants restent piégés dans la matrice engendrant une réduction des taux de production, particulièrement dans la phase de la récupération secondaire.

Ce travail permettra de cerner les mécanismes d'écoulement diphasique dans le milieu poreux et identifier les conditions et les paramètres influençant sur l'apparition de ces différents problèmes afin d'améliorer et favoriser les chemins d'écoulement et élargir le front de drainage dans les réservoirs pétroliers.

Objectifs de la recherche

Les principaux objectifs de ce travail sont :

- L'étude de l'influence de la rhéologie et de mouillabilité sur les écoulements diphasique dans le milieu poreux.
- L'étude de phénomène de Snap-off et son impact sur l'écoulement diphasique.
- Remèdes pour lutter contre ces problèmes et supposition de nouveaux mécanismes améliorant le front de drainage des effluents.

Méthodologie du travail

La méthodologie qu'on va suivre pour atteindre nos objectifs de recherche est la suivante:

1. Définition et mise en évidence des propriétés des milieux poreux, les phénomènes capillaires et les écoulements diphasique dans la roche réservoir.
2. Interprétation de l'influence de la rhéologie sur l'écoulement diphasique.
3. Présentation et simulation expérimentale du phénomène de SNAP-OFF, son mécanisme et son impact sur le comportement de l'écoulement diphasique.

Organisation du mémoire

Ce mémoire est structuré en trois chapitres, encadré par une introduction générale et une conclusion et recommandations:

Chapitre (I): Ecoulement diphasique en milieux poreux.

Chapitre (II): Phénomène de Snap-off.

Chapitre (III): Visualisation et simulation expérimentale du Snap-off.

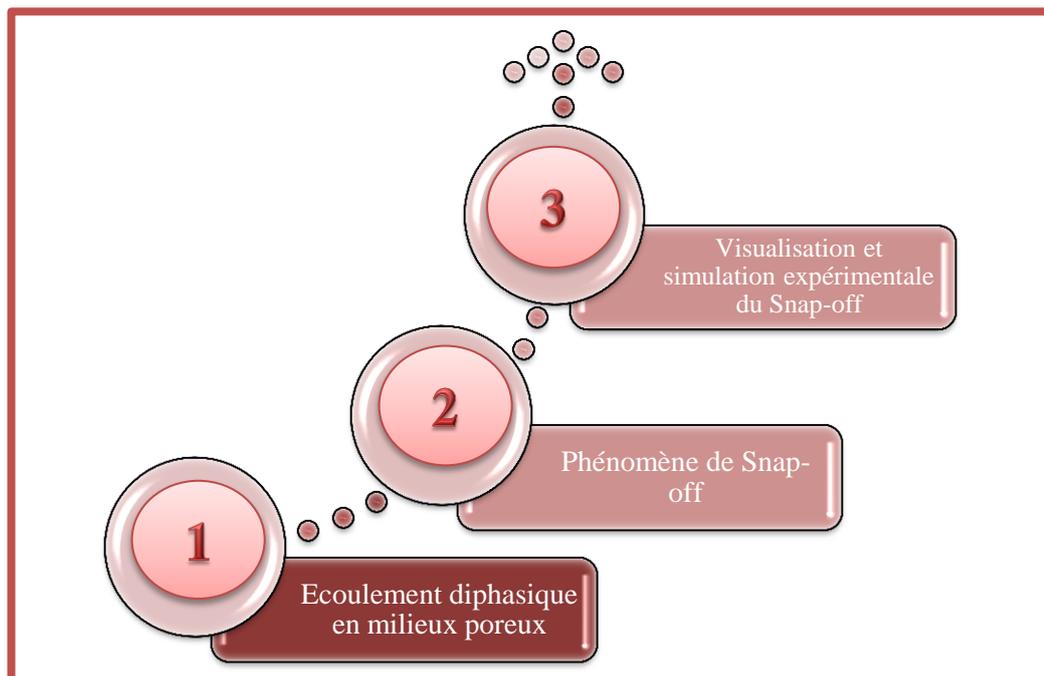


Figure 1 : Schéma de l'organisation du mémoire.



Chapitre I:
Ecoulement
diphasique en
milieux poreux

I.1. Écoulement en milieu poreux

L'étude des écoulements est basée sur certains critères, ces critères sont :

- Les écoulements sont monophasiques ou poly-phasiques (l'existence d'un ou plusieurs phases), isothermes donc c'est le cas des fluides incompressibles, newtoniens et non miscibles.
- En générale les forces mises en jeu sur l'écoulement basées sur l'échelle choisie sont :
 - ✓ Les forces superficielles (d'adhésion (interaction solide-fluide) et de cohésion (interaction fluide-fluide).
 - ✓ les forces de pression
 - ✓ les forces de pesanteur
 - ✓ les forces de capillarité
 - ✓ les forces d'inertie [1].

I.2. Notion d'échelle

L'écoulement des fluides dans le milieu poreux peut être observé à plusieurs échelles correspondant à différents volumes de prise de moyenne. Les échelles sont :

1. L'échelle de surface (interactions chimiques).
2. L'échelle du pore (microscopique) : décrit par les équations de Stokes.
3. L'échelle locale « de l'ordre du mm au cm ».
4. L'échelle macroscopique (de l'ordre du décimètre au mètre) (Voir Figure I-1) [1].

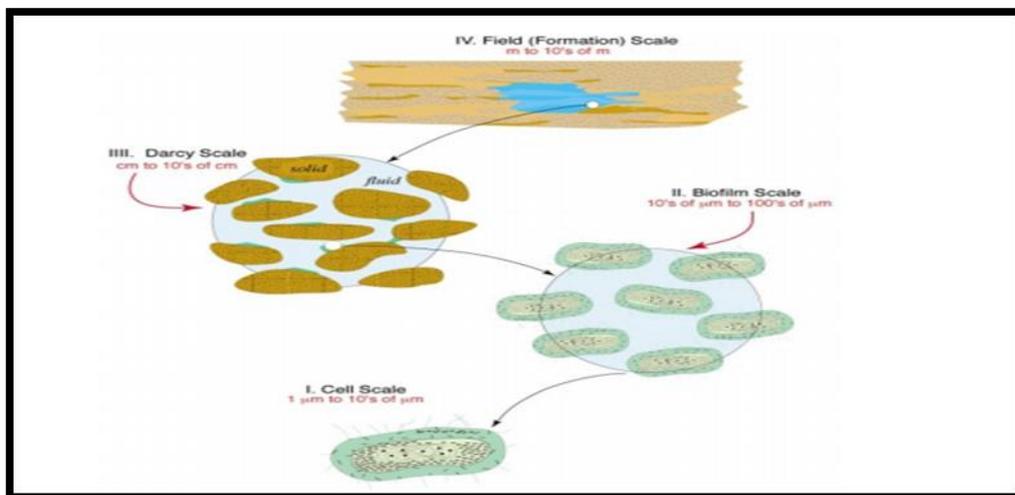


Figure I-1 : Illustration des différents volumes de référence lors d'un processus de prise de moyenne en milieu poreux [2].

L'étude de l'écoulement est réalisée par deux échelles, qui sont l'échelle du pore et de Darcy. Et le passage d'une à l'autre se fait après l'introduction de la notion de volume élémentaire représentatif qui a été défini par Bear (1972) [3].

I.1.1. Le Volume élémentaire représentatif « VER »

Est un volume pour lequel les propriétés caractéristiques moyennes (comme la porosité, la perméabilité) peuvent être déduites [3].

I.1.2. Le paramètre macroscopique « porosité ϕ »

Est le pourcentage de vides dans le volume total de roche. Ce paramètre est obtenu par la prise moyenne au sein d'un volume de référence (voir Figure I-2) [4].

On applique à une équation de la petite échelle. La vitesse qui apparait dans la loi de Darcy est en fait une moyenne superficielle. L'intégration sur le VER de la fonction indicatrice suivante : [5]

Et
$$\gamma_\alpha(r) = \begin{cases} 1 & \text{si } r \in V \\ 0 & \text{sinon} \end{cases}, \dots\dots\dots(I.1)$$

$$\langle \psi_\alpha \rangle = \frac{1}{V} \int_{V_\alpha} \psi_\alpha dV. \dots\dots\dots(I.2)$$

Et dans le cas de calcul de la porosité (1 si $r \in Vide$ et 0 si $r \in$ matrice solide donc : la porosité défini comme suit :

$$\phi = \frac{1}{V} \int_V \psi_\alpha dV. \dots\dots\dots(I.3)$$

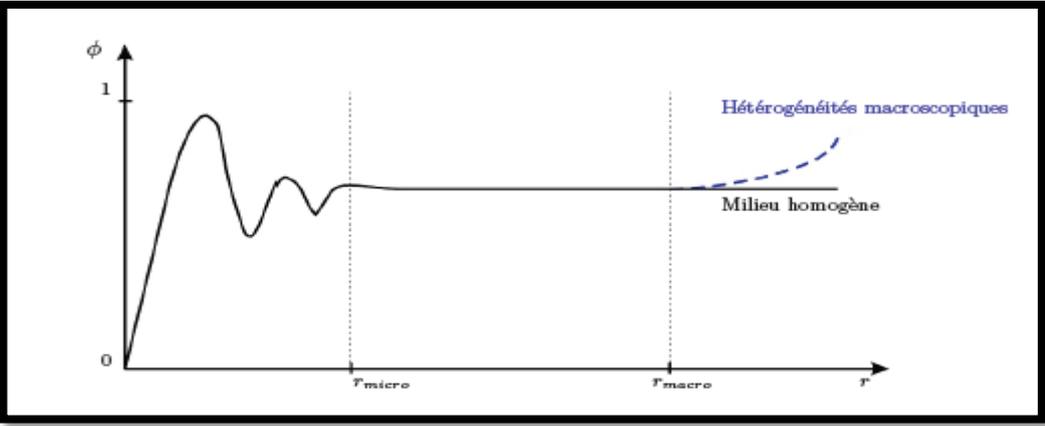


Figure I-2 : Evolution de la porosité à différentes échelles [Hleming 1979].[6]

À l'échelle locale la porosité est définie : $\phi = \frac{V_p}{V_t} \dots\dots\dots(I.4)$

- Avec :
- V_p : volume de pore.
 - V_t : volume total.

I.3. Ecoulements monophasiques

Nous considérons un milieu poreux constitué de deux phases (est la phase solide, β la phase mouillante) le fluides saturant totalement le milieu poreux. Dans ces conditions, le problème aux limites décrivant l'écoulement monophasique à l'échelle du pore est le suivant : [1]

$$0 = -\nabla P_{\beta} + \rho_{\beta} \cdot g + \mu_{\beta} \Delta v_{\beta} \dots\dots\dots(I.5)$$

Avec :

Condition : $\nabla \cdot v_{\beta} = 0 \dots\dots$ dans V_{β}

Condition limite : $v_{\beta} = 0 \dots\dots$ sur $A_{\beta\delta}$

- P_{β} : la pression
- ρ_{β} : la masse volumique
- μ_{β} : la viscosité dynamique
- v_{β} : la vitesse de la phase β
- et $A_{\beta\delta}$: l'interface solide-fluide.

La loi de darcy (Henry Darcy, 1856) s'écrit au moyen de l'une des méthodes de prise de la moyenne volumique comme suit : [7]

- Dans le système international S.I, on a k en mètres carrés:

$$Q_{(m^3/s)} = k_{m^2} \frac{A(m^2)}{\mu(pascal.s)} \cdot \frac{dP(pascals)}{dX(m)} \dots\dots\dots(I.6)$$

- Système pratique, on a k en darcy:

$$Q_{(cm^3/s)} = k_{(darcy)} \frac{A(cm^2)}{\mu(cP)} \cdot \frac{dP(atmosphère)}{dX(cm)} \dots\dots\dots(I.7)$$

I.4. Ecoulements diphasiques

Le milieu poreux est saturé par deux phases non miscibles une phase « o » huile et une autre phase « w » aqueuse. Nous introduisons les différents paramètres qui décrivent ces écoulements [8].

I.4.1. Les paramètres pétro-physiques

I.4.1.1. La perméabilité

C'est la facilité qu'a un matériau à permettre le transfert de fluide au travers d'un réseau connecté. L'unité usuelle de la perméabilité est le milli darcy: $1mD = 0.987 \times 10^{-15}m^2$. La figure (I-3) explique la loi de darcy et la notion de perméabilité [9].

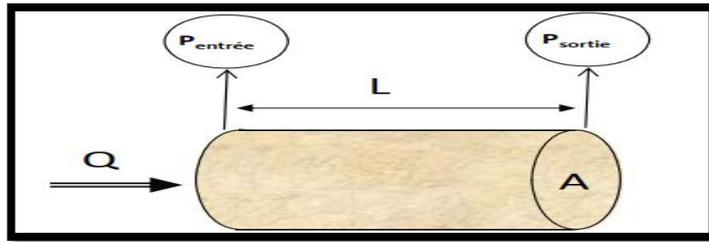


Figure I-3 : Schéma explicatif de l'expérience de Darcy. [10]

Par convention dans le cas huile/eau, on a le drainage : diminution de la saturation en eau, et l'imbibition : augmentation de la saturation en eau. La perméabilité d'une roche varie avec la direction considérée et l'on peut distinguer les perméabilités horizontales, verticale [11].

Les valeurs des perméabilités sont obtenues par mesures sur carottes, et aussi à partir des essais de puits. On distingue trois catégories de perméabilité:

- La perméabilité absolue « intrinsèque ».
- La perméabilité effective.
- La perméabilité relative : Elle exprime le rapport de la perméabilité effective à la perméabilité absolue [3], données par les formules (I.8), (I.9), (I.10) respectivement [12].

$$k_{ro} = k_{o(S_w)} / k_{(S_{wi})} \dots\dots\dots(I.8)$$

$$k_{rw} = k_{w(S_w)} / k_{(S_{wi})} \dots\dots\dots(I.9)$$

$$k_{rg} = k_{g(S_w)} / k_{(S_{wi})} \dots\dots\dots(I.10)$$

I.4.1.1.1. Concept de perméabilité relative

Pour un couple eau-huile, où l'eau est le fluide mouillant, l'allure des courbes de perméabilités relatives, en fonction de la saturation est présentée dans la figure (I-4) suivante: [13]

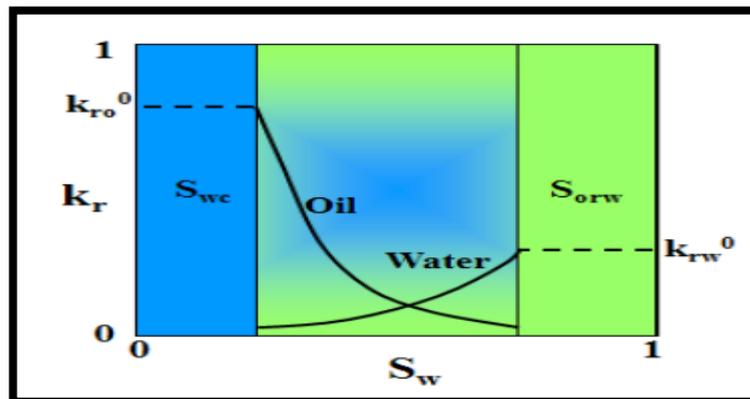


Figure I-4 : Perméabilité Relative en écoulement bi-phasique. [14]

La forme des courbes de perméabilité relative dépend des milieux poreux considérés. On remarque que : la perméabilité relative à l'eau à la saturation S_{or} a une valeur inférieure à 1, tandis que la perméabilité à huile a une valeur proche de 1. Cela signifie que la présence d'eau irréductible gêne peu l'écoulement de l'huile tandis que la présence d'huile résiduelle gêne notablement l'écoulement de l'eau [8].

I.4.1.1.2. Hystérésis des perméabilités relatives

Les perméabilités relatives dépendent de la répartition des deux fluides à l'échelle du pore. Il est possible d'avoir plusieurs répartitions à l'équilibre à une même valeur de saturation donc plusieurs couples de perméabilités relatives sont possibles (Voir figure I-5) [8].

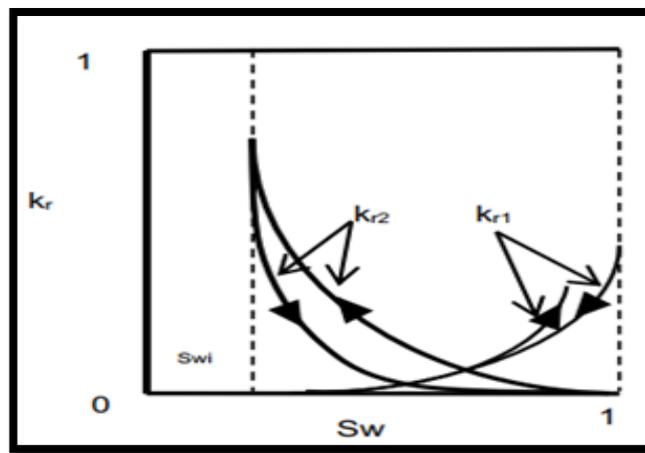


Figure I-5 : Hystérésis des perméabilités relatives.[8]

On remarque que la perméabilité relative au fluide mouillant change peu avec les sens de variations de la saturation. La perméabilité relative au fluide non mouillant au contraire est plus faible en imbibition qu'en drainage [8].

I.4.1.2. La saturation

La saturation définie comme le rapport entre le volume de fluide contenu dans l'échantillon, V_i ($i= w, o, g$) et le volume de pore V_p . (Voir figure I-6) [15].

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad \dots\dots\dots (I.11)$$

- S_w : saturation en eau.
- S_o : saturation en huile.
- S_g : saturation en gaz.

Les saturations peuvent être rapportées à la porosité effective en l'ingénierie de réservoir [16].

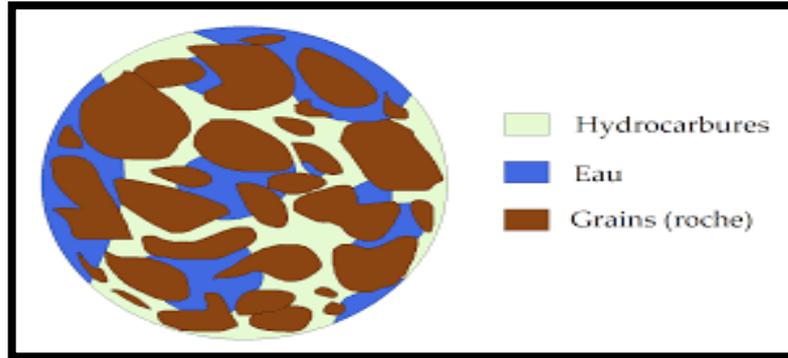


Figure I-6 : Milieu saturé. [15]

I.4.2. Phénomènes capillaire et mécanisme de drainage :

I.4.2.1. Les phénomènes capillaire

I.4.2.1.1. La mouillabilité

C'est l'aptitude relative d'une surface à être recouverte par un certain type de phase fluide en présence d'un autre fluide. le mouillage du liquide est caractérisé par l'angle de contact θ , Cet angle dépend des tensions de surface impliquées dans l'équilibre de la goutte (Voir figure I-7) [8].

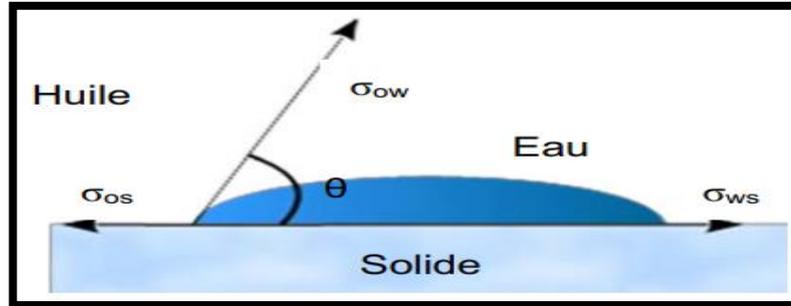


Figure I-7 : Angle de contact θ entre les fluides immiscibles et le solide. [8]

La projection des tensions interfaciales sur l'axe horizontal conduit à l'équation de Young-Dupré:

$$\cos\theta = \frac{\sigma_{os} - \sigma_{ws}}{\sigma_{ow}} \dots\dots\dots(I.12)$$

Où :

- σ_{os} est la tension interfaciale entre la phase huile et le solide.
- σ_{ws} est la tension interfaciale entre l'eau et le solide.
- σ_{ow} est la tension interfaciale entre les phases fluides immiscibles [8].

La valeur de l'angle de contact permet d'identifier quelle phase mouille une surface (Voir figure I-8).

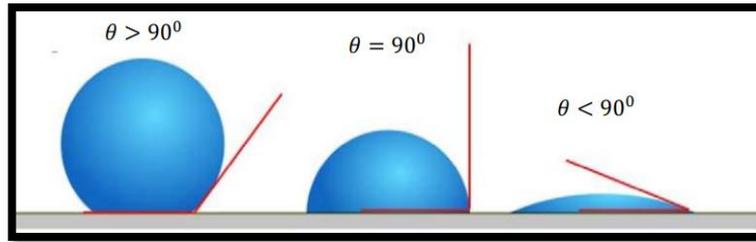


Figure I-8 : Mouillabilité des systèmes huile/eau/roche. [8]

Anderson (1986) établi une série de valeurs d'angle contact pour définir la mouillabilité qu'on peut trouver dans les milieux poreux selon le tableau (I-1) suivant:

Tableau I-1 : les valeurs de l'angle de contact et les types de mouillabilité [8].

Angle de contact	Mouillabilité é franche à l'eau	Mouillabilité é neutre	Mouillabilité é franche à l'huile
Minimum	0°	60-75°	105-120°
Maximum	60-75°	105-120°	180°

La mouillabilité des réservoirs pétroliers comme la figure (I-9) montre peut être :

- Mouillabilité franche à l'eau.
- Mouillabilité franche à l'huile.
- Mouillabilités intermédiaires.

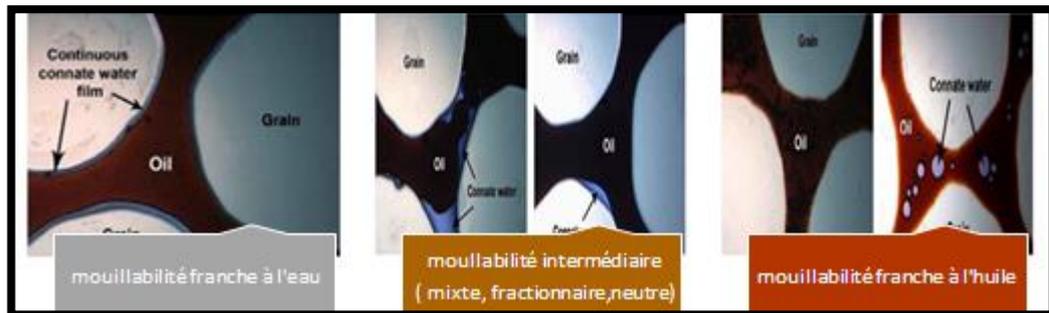


Figure I-9: Représentations des phases fluides en fonction de la mouillabilité

[Meybodi et al, 2010]. [8]

I.4.2.1.2. La tension interfaciale

La tension interfaciale provient du déséquilibre causé par les différentes interactions des molécules d'un fluide homogène entre elles (forces attractives-répulsives) et avec les molécules au voisinage de l'interface. Elle est aussi caractérisée par la variation d'une énergie libre de Gibbs « G » (Gibbs, 1931) associée à la formation d'une surface de contact ($A_{\alpha\beta}$) entre les deux phases (α et β) elle est définie par :

$$\sigma_{\alpha\beta} = \left(\frac{\partial G}{\partial A_{\alpha\beta}} \right)_{T,P,n} \dots\dots\dots(I.13)$$

- G: est l'énergie libre du système.
- A: l'aire de l'interface.
- P : pression
- T : température
- n : nombre de moles
- $\sigma_{\alpha\beta}$: la tension interfaciale entre les phases α et β (dépend de la nature des fluides) [17].

On notera que la tension interfaciale σ_{ij} et les tensions superficielles σ_i et σ_j pour les substances i et j peuvent être reliées par l'équation de Dupré: [13]

$$W_{ij} = \sigma_i + \sigma_j - \sigma_{ij} \dots\dots\dots(I.14)$$

I.4.2.1.3. La pression capillaire

La pression capillaire P_c est définie comme la différence de pression existant entre deux points voisins situés de part et d'autre d'une interface délimitée par un fluide non mouillant « 1 » et un fluide mouillant « 2 » en équilibre donné par l'équation (I.15) :

$$P_c = P_1 - P_2 \dots\dots\dots(I.15)$$

Cette pression est liée à:

- les forces de surface ou la mouillabilité θ .
- la courbure de l'interface R qui sépare les deux fluides.
- la tension interfaciale σ (pour un système huile/eau la tension interfaciale a une valeur de l'ordre de 30 mN.m-1) [8].

Elle donné aussi par l'équation (I.16) de Laplace:

$$P_c = P_1 - P_2 = \frac{2\sigma}{R} \dots\dots\dots(I.16)$$

Dans le cas d'un tube capillaire de rayon r et contenant de l'huile et de l'eau, l'application de l'équation de Laplace et Young permet d'obtenir la relation (I.17):

$$P_c = P_1 - P_2 = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} \dots\dots\dots(I.17)$$

Où:

- **P_c**: Pression capillaire (bars)
- **σ** : Tension interfaciale en (dynes.cm⁻¹)
- **θ**: Angle de contact (°)
- **r**: rayon du pore en (um)

La formule de Jurin, à l'instar de la loi de Young-Laplace, est basée sur une géométrie de pore simplifiée à un capillaire de rayon constant avec une interface sphérique donné par équation (I.18) et la figure (I-10) [8].

$$P_c = h \rho g = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} \dots\dots\dots(I.18)$$

Les termes de l'équation sont :

- (h) : la hauteur d'ascension du fluide dans le capillaire.
- (ρ) : la masse volumique du liquide.
- (g) : l'accélération de la pesanteur [8].

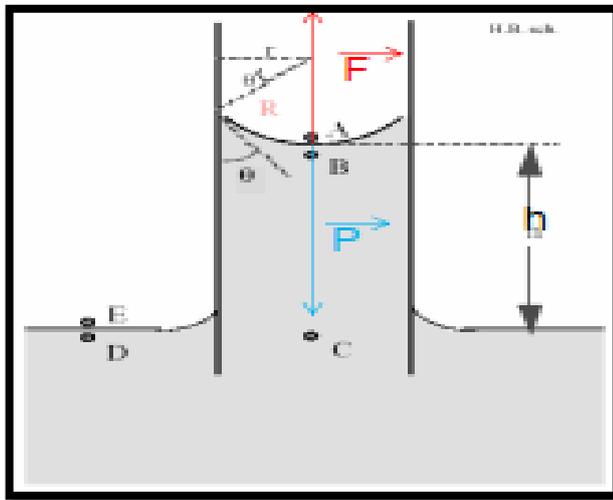


Figure I-10 : Remontée capillaire dans un tube de verre selon la loi de Jurin. [19]

Courbe de pression capillaire

Définissant la relation entre P_c et S_w comme montre la figure (I-11) d'après les essais en laboratoire sur carottes.

- Si l'essai est réalisé avec un fluide non mouillant (huile) déplaçant un fluide mouillant (eau) ou appelle cela ***une courbe de pression capillaire en drainage***.
- Si l'essai est réalisé avec un fluide mouillant (eau) déplaçant un fluide non mouillant (huile) ou appelle cela ***une courbe de pression capillaire en imbibition***.

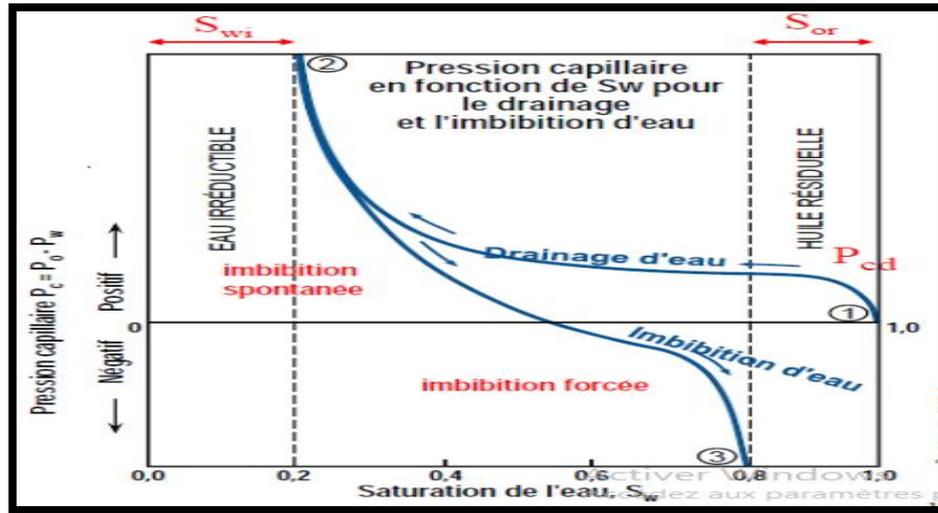


Figure I-11 : la pression capillaire en fonction de la saturation en eau d'un échantillon de milieu poreux. [23]

I.4.2.1.4. Le nombre capillaire N_{CA}

On peut définir un nombre capillaire adimensionnel, qui est le rapport des forces visqueuses (liées au fluide déplaçant et celles liées au fluide déplacé) aux forces capillaires liées à l'interface entre deux fluides (huile-eau) au cours de l'écoulement, qui est calculé à l'aide de la formule suivante :

$$N_{CA} = (\mu_w \cdot R_m \cdot v) / \gamma_{ow} \dots\dots\dots(I.19)$$

Avec :

N_{CA} : le nombre capillaire.

μ_w : la viscosité de l'eau (fluide déplaçant).

R_m : la réduction de mobilité ($R_m = 1$ lorsqu'aucun polymère n'est pas utilisé).

v : La vitesse de Darcy dans la phase aqueuse.

γ_{ow} : la tension interfaciale entre l'huile et l'eau (qui varie en fonction de la concentration en tensioactif).

Lorsque $N_{CA} \ll 1$, les effets capillaires dominent les forces visqueuses. Lors des opérations classiques de récupération de l'huile, la valeur de N_{CA} peut être modifiée en changeant la valeur de la viscosité, par l'utilisation par exemple de tensioactifs en réduisant la tension interfaciale.

Les différentes forces mises en jeu à l'échelle du pore jouent un rôle dans l'efficacité de la production de pétrole, via le nombre capillaire et donc selon les études plus le nombre

capillaire est élevé, plus la saturation résiduelle en huile diminue, signifie que plus la production augmente.

I.4.3. Pression de disjonction

Selon les figures (I-12) et (I-13) lorsque l'épaisseur du film mince séparant la phase β (solide) et la phase α (organique) devient comparable à la portée des forces de surface, ses propriétés thermodynamiques ne sont plus celles de la saumure. Une pression externe nommée pression de disjonction est nécessaire pour maintenir le film à une certaine épaisseur h . Cette remarque a été faite pour la première fois par Derjaguin et Kusakov en 1939 [20].

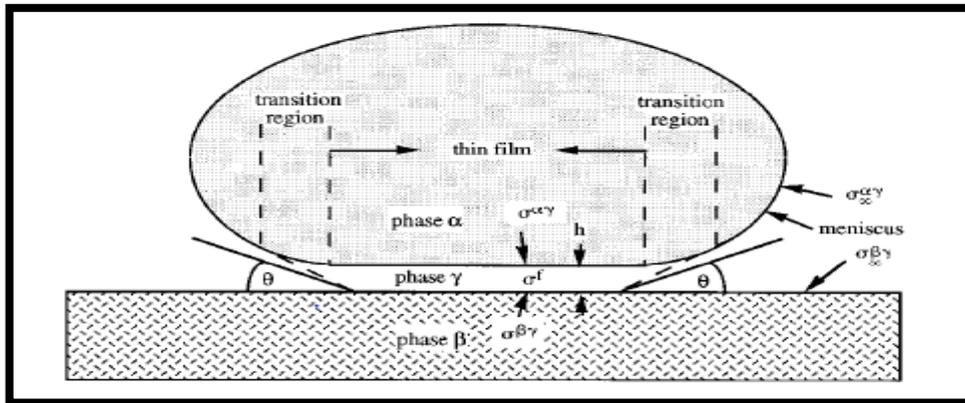


Figure I-12 : Schéma d'une goutte d'huile déposée sur une surface minérale en présence d'une phase aqueuse mouillante. [20]

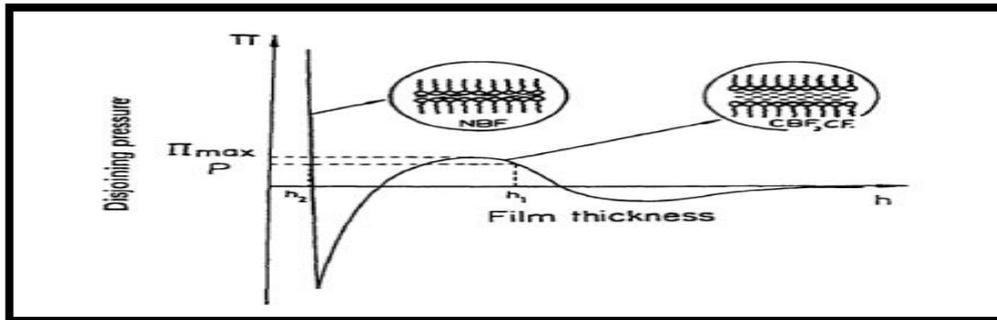


Figure I-13 : Représentation schématique d'une isotherme de pression de jonction/disjonction en fonction de l'épaisseur du film (Pugh, 1996). [21]

On définit donc dans le modèle de pression de disjonction, une pression Π vérifiant l'équation (I.20) :

$$\Pi = P_f - P_\gamma \dots\dots\dots(I.20)$$

Ou :

- P_f : la pression apparente.
- P_γ : la pression dans la phase aqueuse.

I.4.4. Phénomène de water bypass

La déposition d'un film des asphaltènes sur la surface des pores provoque le changement des propriétés de la roche réservoir (Voir figure I-14). L'adsorption des particules sur la surface des grains constituant la matrice ce qui cause le changement de la mouillabilité d'une roche par exemple, une roche mouillable à l'eau devient après adsorption mouillable à l'huile [22].

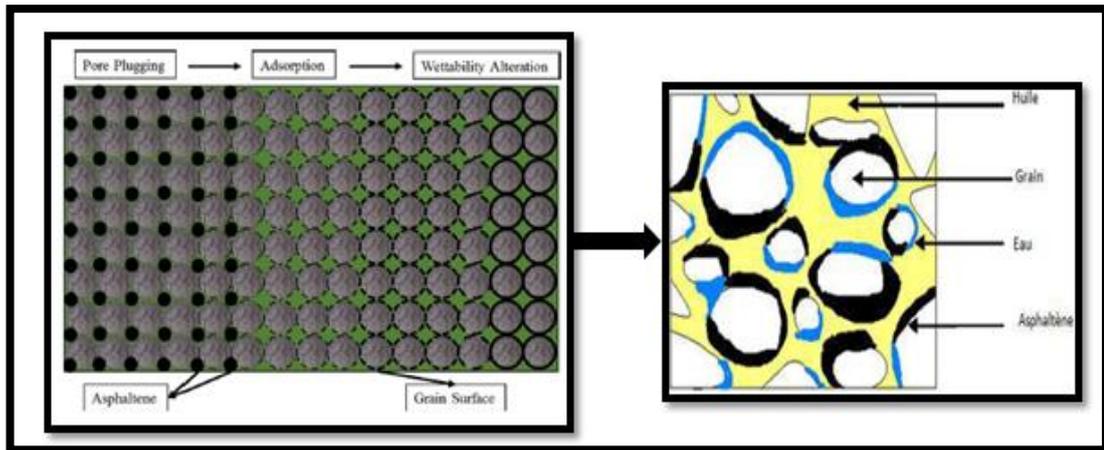


Figure I-14 : Adsorption des asphaltènes sur la surface des grains de la roche réservoir. [22]

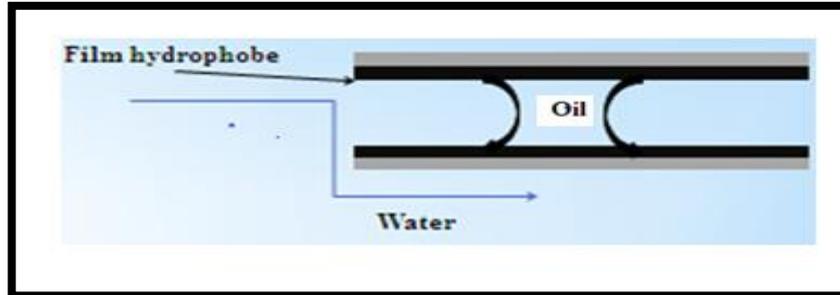


Figure I-15 : Schéma montrant le phénomène de Water bypass. [22]

La différence de pression au niveau de la goutte d'huile piégée et de la phase aqueuse environnante est donnée par l'équation (I.21) :

$$\Delta P_{\text{oil/water}} = 2 \cdot \gamma_{\text{oil/water}} \cdot \left(\frac{1}{R_1} - \frac{1}{R_2} \right) \dots \dots \dots (I.21)$$

Ou : $\gamma_{\text{oil/water}}$: tension interfaciale entre la phase aqueuse et la phase huileuse.

R_1 et R_2 : rayons de part et d'autre de la goutte d'huile [23].

Le Water bypass (Voir figure I-15) affecte la perméabilité relative, la saturation en eau interstitielle, la pression capillaire, la dispersion et les propriétés électriques.

L'altération de la perméabilité relative et de la saturation maximale ont un important effet sur le processus de drainage, de fait qu'il y a moins de production d'huile tandis que plus d'eau récupérée. La figure (I-16) montre l'effet de ce phénomène sur la perméabilité relative [24].

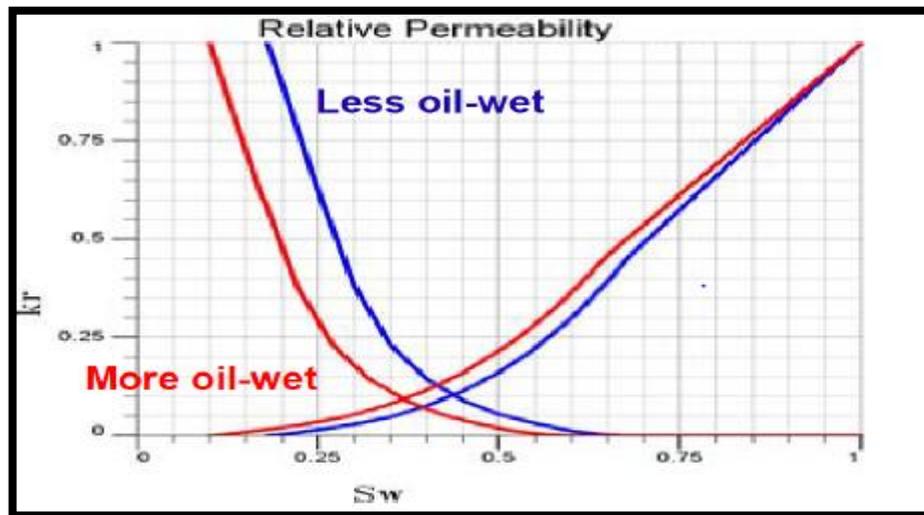


Figure I-16 : Changement de la perméabilité relative de la roche réservoir sous l'effet de Water bypass. [24]

I.4.5. Phénomène d'hystérésis

L'hystérésis d'une grandeur physique se traduit par le fait que sa valeur dépend de son historique. Il est dû à plusieurs causes physiques qui interviennent tant à l'échelle du pore (angle de contact) qu'à l'échelle locale (piégeage des phases, mouillabilité, etc.). La conséquence directe de ce phénomène est que les grandeurs physiques telles que les perméabilités relatives et les pressions capillaires peuvent, pour une même valeur de la saturation, prendre plusieurs valeurs, en fonction de leur historique (drainage ou imbibition) (Voir figure I-17) [25].

La prise en compte de ce phénomène est très importante pour les écoulements polyphasiques dans les réservoirs et ceci est particulièrement vrai dans la zone de transition où la saturation en eau varie de sa valeur maximale (au FWL) jusqu'à la saturation irréductible S_{wi} [25].

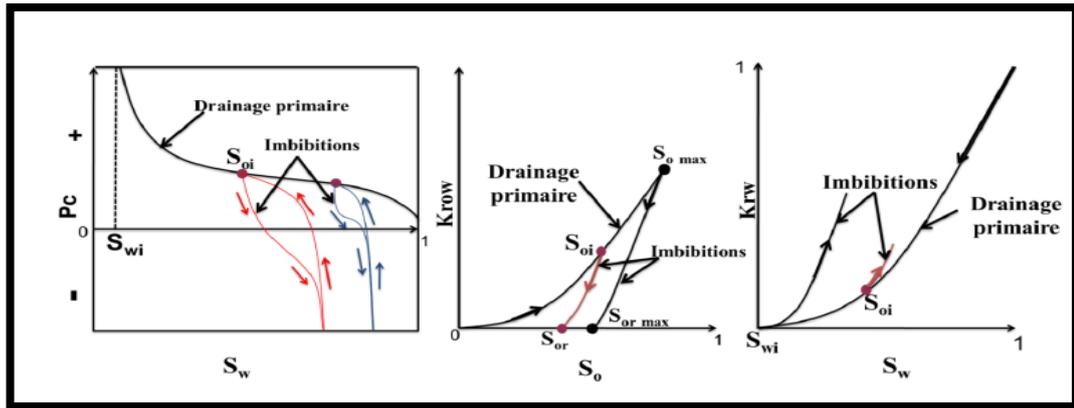


Figure I-17 : Hystérésis des perméabilités relatives et pression capillaire lors du drainage-imbibition en zone de transition. [25]

I.4.6. Mécanismes de drainage

Les mécanismes de drainage dans le réservoir comme montre la figure (I-18) sont :

- Le drainage naturel d'un puits.
- Le drainage assisté [11].

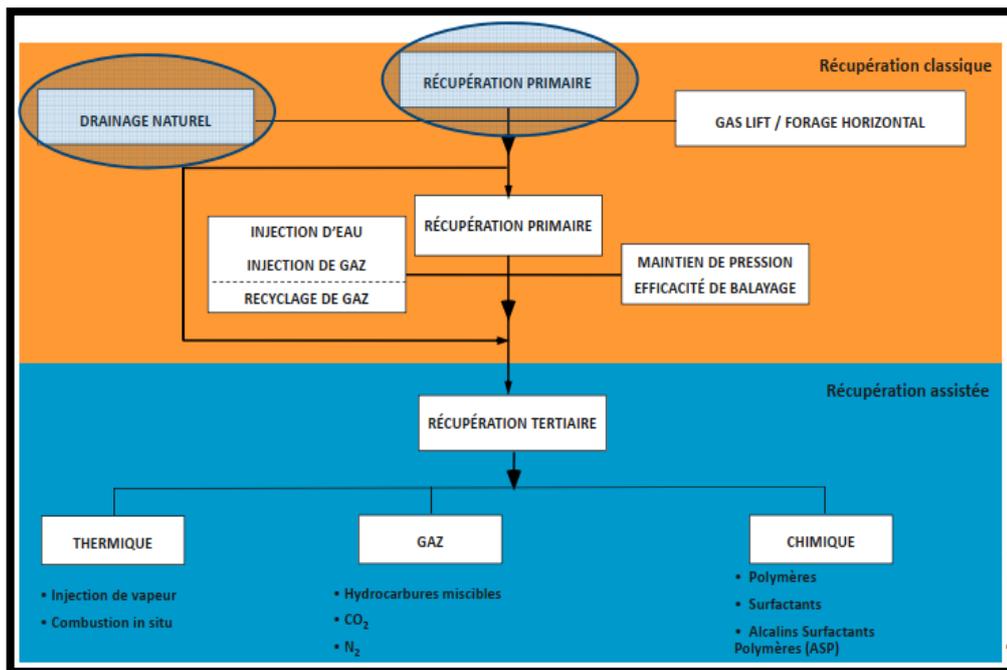


Figure I-18: Mécanismes de drainage. [26]

I.5. Compositions d'un pétrole brut

Afin de pouvoir comparer différents bruts entre eux, les pétroliers ont l'habitude de séparer leurs composants en 4 familles regroupées sous l'acronyme SARA dans le tableau (I-2) : [27]

Tableau I-2 : Composition de pétrole brut selon l'analyse SARA. [27]

Classification selon l'analyse SARA	
Catégorie	Description
I. Hydrocarbures saturés	<ul style="list-style-type: none"> ✓ sont des composés apolaires (n-alcanes, iso-alcanes, cyclo-alcanes). ✓ constitués par les cires et les paraffines.
II. Composés aromatiques	<ul style="list-style-type: none"> ✓ est la fraction soluble dans le n-hexane ne faisant pas partie des saturés. ✓ hydrocarbures mono- et poly-aromatiques, naphténo-aromatiques et composés Thio-phéniques). ✓ Ils contiennent un ou plusieurs noyaux similaires à ceux du benzène.
III. Résines	<ul style="list-style-type: none"> ✓ comprennent des molécules de poids et ayant un caractère polaire plus fort. ✓ sont solubles dans les alcanes légers, tels que le n-pentane, n-hexane ou n-heptane, mais insolubles dans le propane liquide.
IV. Asphaltènes	<ul style="list-style-type: none"> ✓ la fraction insoluble dans les alcanes tels que le n-heptane, n-hexane ou le n-pentane mais soluble dans le toluène ou le benzène ✓ la présence de cycles poly-aromatiques « noyant ». ✓ Elles ont cependant une masse molaire plus élevée (proche de 1000 g/mol par rapport à quelques centaines de g/mol pour les résines) ✓ contiennent souvent des hétéroatomes (l'azote, l'oxygène ou le soufre) qui leur confèrent un caractère polaire.

I.6. Les milieux dispersés

Les milieux dispersés sont des systèmes liquides qui englobent les milieux micellaires, les émulsions et les microémulsions. Tous ces systèmes mettent en jeu ces molécules particulières que sont les agents de surface ou tensioactifs.

I.6.1. Les émulsions

Une émulsion est la dispersion d'une phase liquide dans un autre liquide immiscible sous la forme de fines gouttelettes. En général, une émulsion est obtenue sous l'effet de l'agitation mécanique d'un système diphasique (par exemple de l'eau et de l'huile). Le mélange ne présente plus alors deux phases distinctes mais une pseudo-phase unique composée de gouttes (phase dispersée) mélangées dans une matrice liquide (phase continue) [28].

I.6.2. Stabilisation et formation de l'émulsion

La formation et la stabilisation des émulsions sont en grande partie contrôlées par les propriétés de l'interface séparant les deux phases immiscibles. A l'interface, les molécules des deux phases s'agencent de façon à minimiser l'énergie libre interfaciale [28].

La théorie de DELVO « Derjaguin et Landau (1941) d'une part et Verwey et Overbeek (1948) » permet d'expliquer la stabilité des suspensions colloïdales des particules chargées. Cette théorie consiste à sommer l'énergie d'interaction répulsive due aux doubles couches électriques, et l'énergie d'interaction attractive due aux forces de Van der Waals (Voir figure I-19). Contrairement à l'énergie d'attraction de Van der Waals qui reste constante en fonction de la charge ionique du milieu, l'énergie répulsive de la double couche varie, en raison de la contraction de la double couche en présence d'une force ionique élevée. Lorsque la force ionique augmente, la répulsion de double couche diminue pouvant entraîner l'agrégation ou la coagulation des particules [29].

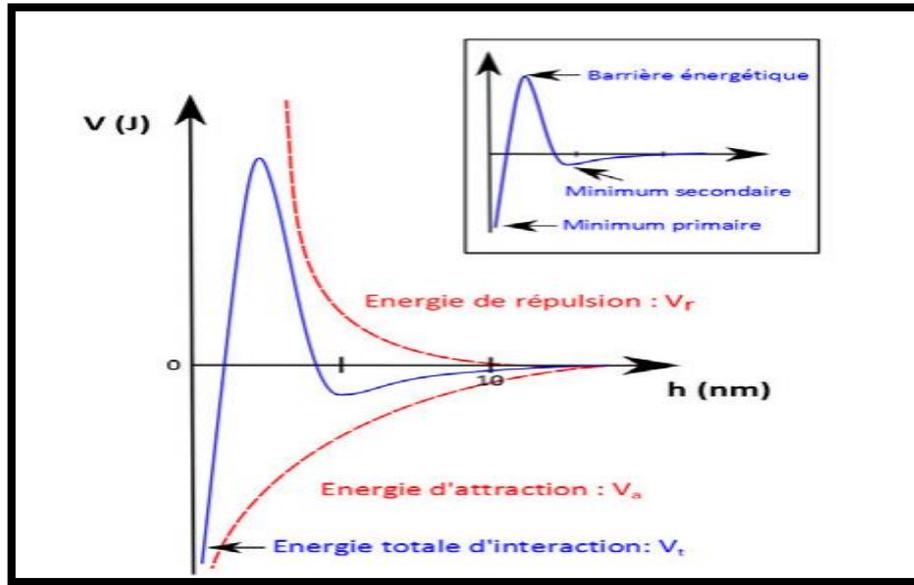


Figure I-19 : Représentation graphique de la théorie DLVO [29]

I.6.2.1. Adsorption

L'adsorption de particules colloïdales fait l'objet de nombreuses études du fait de son importance dans le domaine pétrolier. Elle se définit comme l'accumulation spontanée de matière dans une interface et elle dépend des interactions physico-chimiques et des conditions de l'écoulement [28].

I.6.2.2. Potentiel Zêta

Lorsqu'une particule chargée se déplace dans un liquide en présence de courants ou champs électriques externes, on parle du phénomène d'électrophorèse. La vitesse à laquelle se déplace cette particule (vitesse relative par rapport à la phase continue) est connue comme la vitesse électrophorétique. De même on définit le rapport de l'amplitude de cette vitesse et l'amplitude du champ électrique comme la mobilité électrophorétique.

Lorsqu'une particule se déplace, elle déplace solidairement sa couche de Stern et une partie de sa couche diffuse (Voir figure I-20) [30].

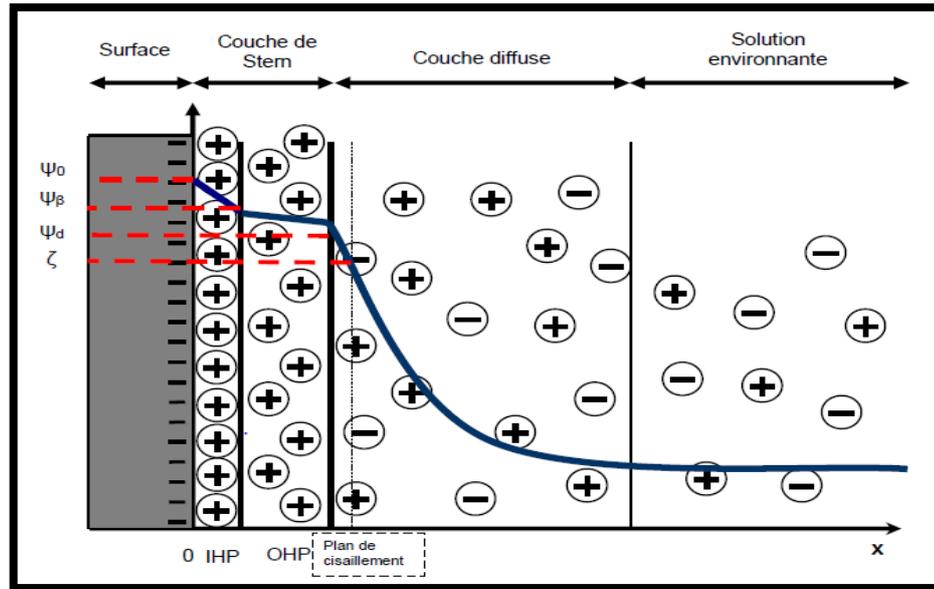


Figure I-20 : Evolution du potentiel électrostatique à partir d'une surface chargée et position du plan de cisaillement associée au potentiel zêta. [30]

I.6.3. Les paraffines

Sont des alcanes (n-alcanes, i-alcanes, et cycloalcanes) peu ramifiés dont le nombre de carbone varie approximativement de 18 à 65,35 (Voir figure I-21) [31].

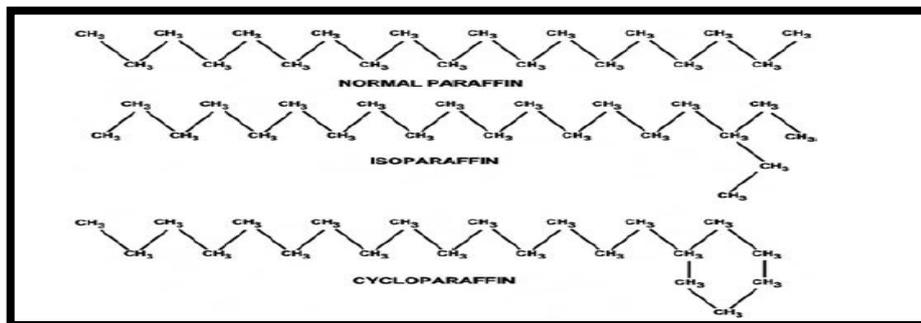


Figure I-21 : Exemple de structure des paraffines. [31]

I.6.4. Les résines

Les résines sont des substances solubles dans des solvants tels que le pentane ou l'heptane mais insolubles dans le propane. La molécule est constituée d'un noyau polycyclique condense, compose de cycles aromatiques et cyclaniques et d'hétérocycles sulfurés ou azotés. Les résines sont considérées comme homologues des asphaltènes, avec un poids moléculaire inférieur et une structure moins condensée (Voir figure I-22) [32].

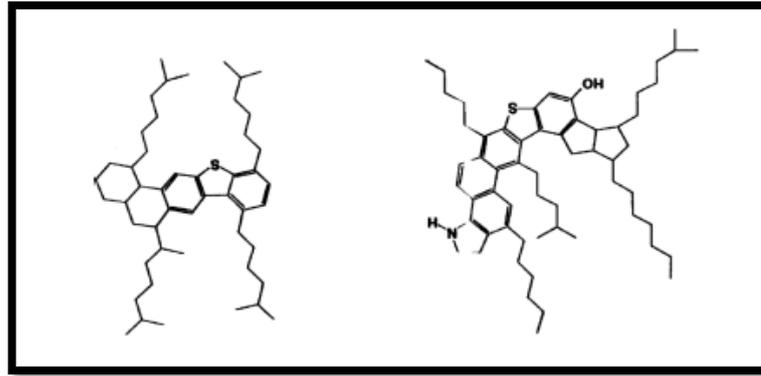


Figure I-22 : Structure moléculaire des résines. [33]

I.6.5. Les asphaltènes

I.6.5.1. Définition

Les asphaltènes représentent la fraction la plus lourde et polaire du pétrole ; Ils sont constitués par des poly-aromatiques condensées contenant des chaînes alkyles, des hétéroatomes (tels que S et N) et quelques métaux à l'état de traces comme l'exemple indiquer dans la figure (I-23) [27].

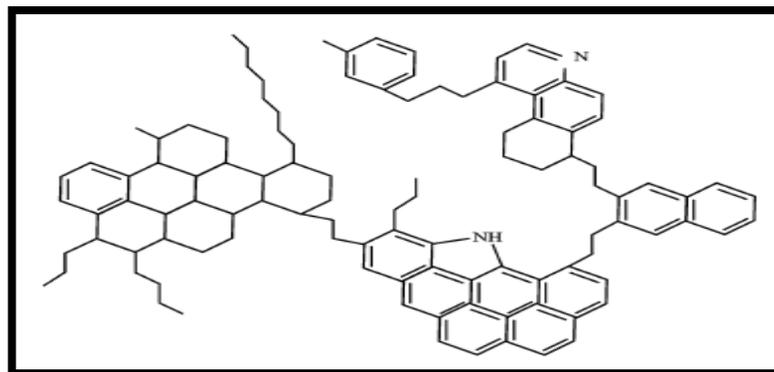


Figure I-23 : Exemples de structure moléculaire type d'asphaltènes [32]

Les asphaltènes sont définis à partir d'un critère de solubilité. On distingue au moins deux normes dans le tableau (I-3): [34]

Tableau I-3 : Normes de définition des asphaltènes. [34]

Les normes	
la norme française AFNOR T 60-150	la norme américaine ASTM D 893-69
<ul style="list-style-type: none"> comme la fraction insoluble du brut dilué dans le n-heptane à sa température d'ébullition (98 °C à pression atmosphérique) mais soluble dans le toluène chaud. 	<ul style="list-style-type: none"> comme la partie insoluble du brut dilué dans le n-pentane mais soluble dans le benzène.

I.6.5.2. Composition et poids moléculaire des asphaltènes

I.6.5.2.1. Compositions

La composition atomique des asphaltènes comprend une large majorité d'hydrogène et de carbone ; également d'hétéro-éléments : azote, soufre et oxygène^{18,19,20,21,22}. Par ailleurs, il est admis aussi des métaux sont le vanadium et le nickel, et des traces de fer et de sodium^{18,19} le tableau (I-4) donne plus de détails [34].

Tableau I-4 : Analyse élémentaire des asphaltènes du brut algérien de Hassi Messaoud [34]

Fractions	Teneur %
C	83,82
H	7,4
S	0,49
N	0,44
O	7,85
Rapport H/C	1,05

I.6.5.2.2. Poids moléculaire

La masse molaire des a donné lieu à de nombreuses controverses au cours des cinquante dernières années. Les asphaltènes ont une moyenne comprise entre 350 et 5000 g/mol « d'après la méthode ébulliométrique » [34].

L'analyse élémentaire des asphaltènes bruts de Hassi Messaoud est donnée dans le tableau (I-5) suivant :

Tableau I-5 : Composition élémentaire et rapport atomique moyens des asphaltènes en fonction du solvant d'extraction employé (d'après le récapitulatif de Pina et col).

Fractions	Masse (%)	
	Extraction au n-heptane	Extraction au n-pentane
C	83 ± 3	83 ± 2
H	7,3 ± 0,2	7,9 ± 0,2
N	1,1 ± 0,4	1,4 ± 0,6
O	2 ± 1	2 ± 1
S	7 ± 2	6 ± 2
Rapport H/C	1,06 ± 0,05	1,15 ± 0,05

I.6.5.3. Structure des asphaltènes

La structure des asphaltène est défini par les deux modèles de Pfeiffer et Yan (Voir figure I-24) :

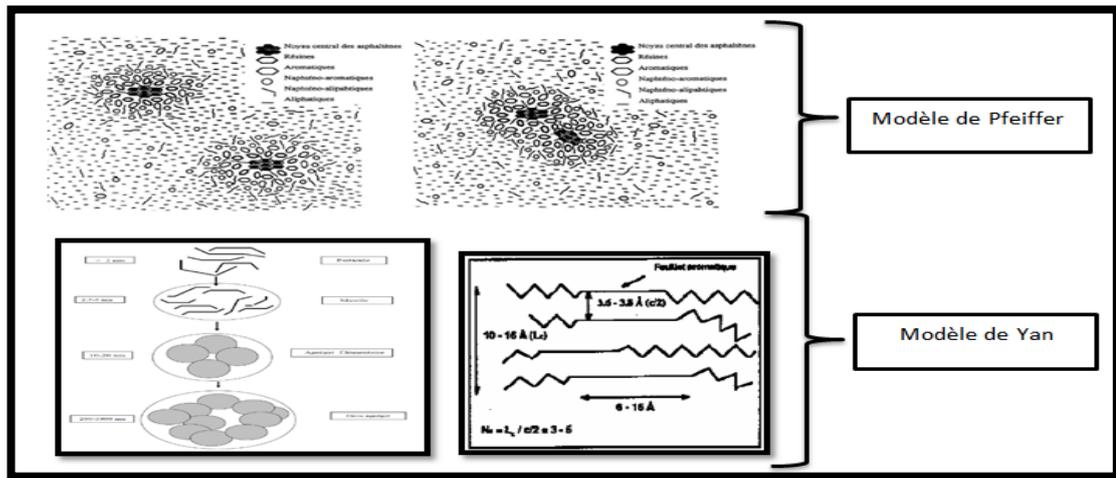


Figure I-24 : Structure des asphaltènes selon les modèles de Pfeiffer et Yan. [35]

I.6.5.4. Les propriétés des asphaltènes

I.6.5.4.1. Les propriétés acido-basiques

Les asphaltènes sont des composés aromatiques comportant des hétéroatomes en périphérie. Par une chromatographie, on peut séparer les groupements fonctionnels en trois fractions (Voir tableau I-6): [34]

Tableau I-6 : Groupements fonctionnels d'asphaltènes. [34]

La fraction	Le %
✓ Acide (formée par les fonctions carboxyliques et phénoliques)	30%
✓ Neutre	près de 45%
✓ Basique (en particulier les fonctions azotées et soufrées)	20%

I.6.5.4.2. Les propriétés électrocinétiques

Lorsqu'une solution d'asphaltènes est soumise à un champ électrique, les particules sont mobiles. Plus que la charge est assez faible, elle modifie le seuil de floculation, si elle est assez élevée la suspension sera plus stable.

Aussi que le transfert des charges contribue à la formation des agrégats. Les asphaltènes ont une constante diélectrique comprise entre 5 et 7 liée au pourcentage d'hétéroatomes ce qui mit en évidence l'importance des interactions dipôles – dipôles [34].

I.6.5.4.3. Les propriétés de surface

Les asphaltènes ont une valeur d'énergie de surface élevée. Les charges électriques à la surface d'agrégats d'asphaltènes induisent des transferts des charges entre les particules organiques et le solvant [34].

I.6.5.4.4. Propriétés colloïdales des d'asphaltènes

L'agrégation des asphaltènes a un seuil analogue à la concentration micellaire critique (CMC), celle-ci qui est définie pour les solutions aqueuses dans le pétrole. Dans la majorité des solvants, le seuil d'agrégation (CMC) est très bas (inférieur à 1%) ce qui signifie que les asphaltènes sont en état agrégé même dans les solutions fortement diluées [34].

I.6.5.5. La stabilité des asphaltène

La stabilisation des asphaltènes dans le brut est été affiliées par les résines (Voir figure I-25) par un mécanisme de peptisation au cours duquel les molécules de résines s'adsorbent à la périphérie des asphaltènes.

Ces résines représentent un transition entre les entités très polaires (asphaltènes) et apolaires du pétrole puisque elles ayant une polarité intermédiaire entre les asphaltènes et le reste du milieu, ainsi ils jouant le rôle de dispersant stérique qui empêchent l'agglomération des asphaltènes, donc les résines asphalténiques auraient un rôle de stabilisant, en limitant la taille des agrégats d'asphaltènes [34].

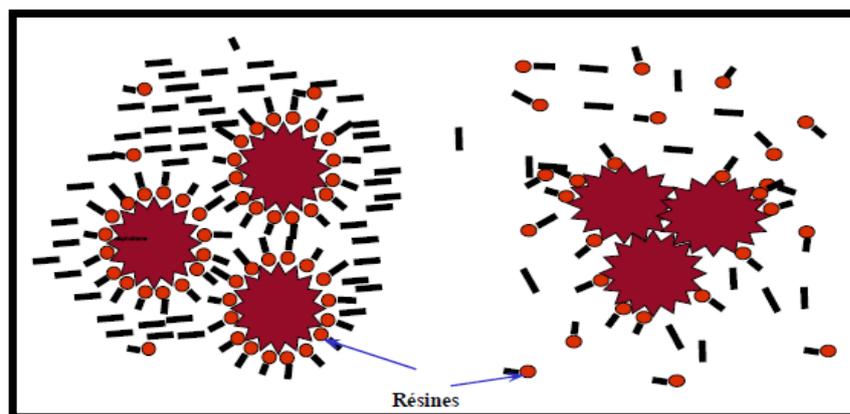


Figure I-25 : Stabilité stérique et déstabilisation des asphaltènes. [34]

I.6.5.6. La précipitation des asphaltènes

I.6.5.6.1. Micellisation

Dans certaines conditions physico-chimiques, les micelles s'assemblent et forment des particules. L'ajout d'agent précipitant (heptane ou pentane) augmente la quantité de résines solubilisées mais pas celle d'asphaltènes. Les résines solubilisées sont alors moins

nombreuses à la périphérie des asphaltènes, ce qui provoque leur précipitation (Voir figure I-26) [34].

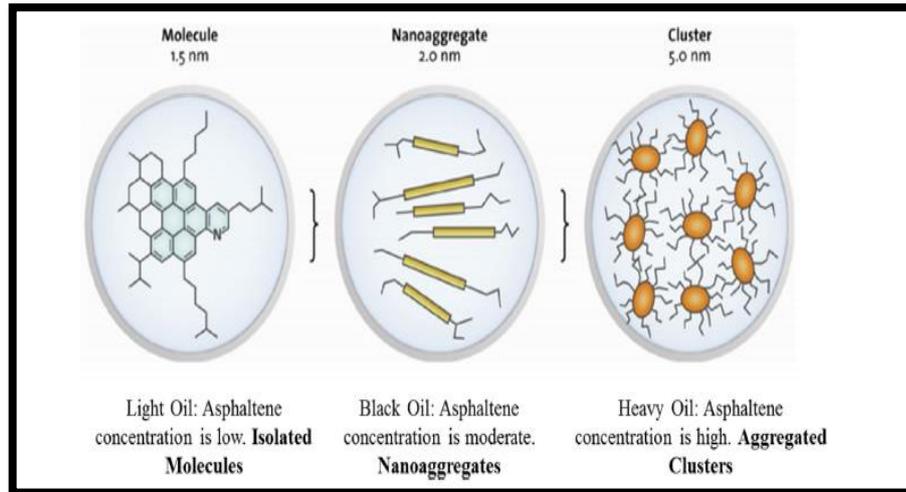


Figure I-26: Yen–Mullins asphaltene model (Mullins 2011). [32]

I.6.5.6.2. Flocculation

Les particules ou les micelles asphalténiques s’associent en formant des flocons de plus grandes tailles qui sont les entités primaires qui amorcent le processus de précipitation ultime et sont à l’origine d’une augmentation importante de la viscosité. (Voir figure I-27) [38].

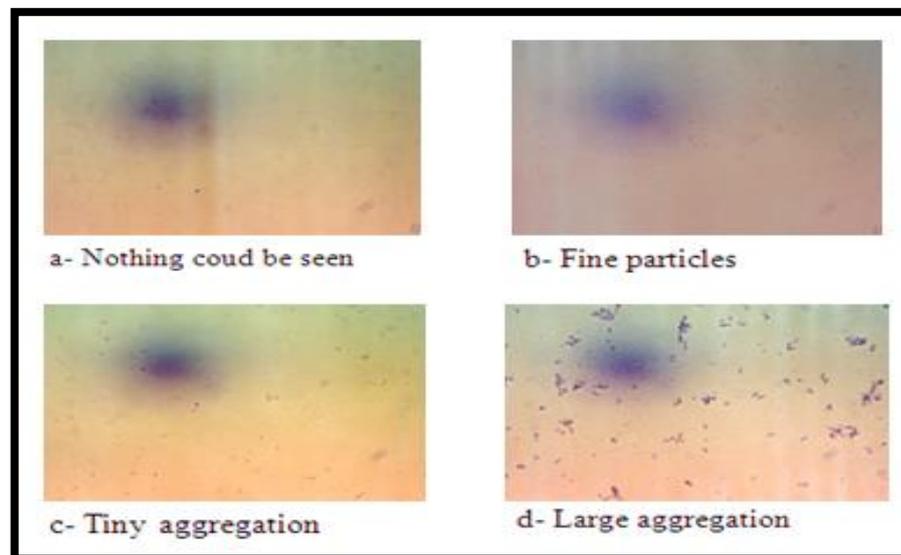


Figure I-27 : Agrégation microscopiques des asphaltènes. [38]

I.6.5.7. Les facteurs influençant sur la déposition des asphaltènes

La stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut peut être affectée par de nombreux facteurs. Ces facteurs peuvent être regroupés en facteurs opérationnels, qui sont des facteurs appliqués pendant la production à partir du réservoir et facteurs de réservoir, qui

sont des facteurs originale du réservoir mais sont affectés par la commence de production ou l'injection de fluide. Le graphique présenté à la Figure I-28 montre les principaux facteurs qui relèvent des facteurs opérationnels et de réservoir [32].

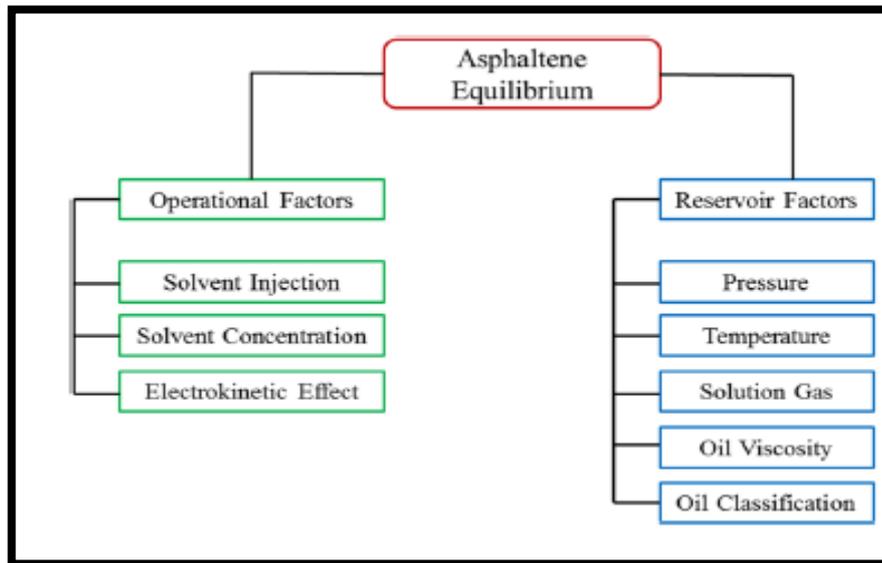
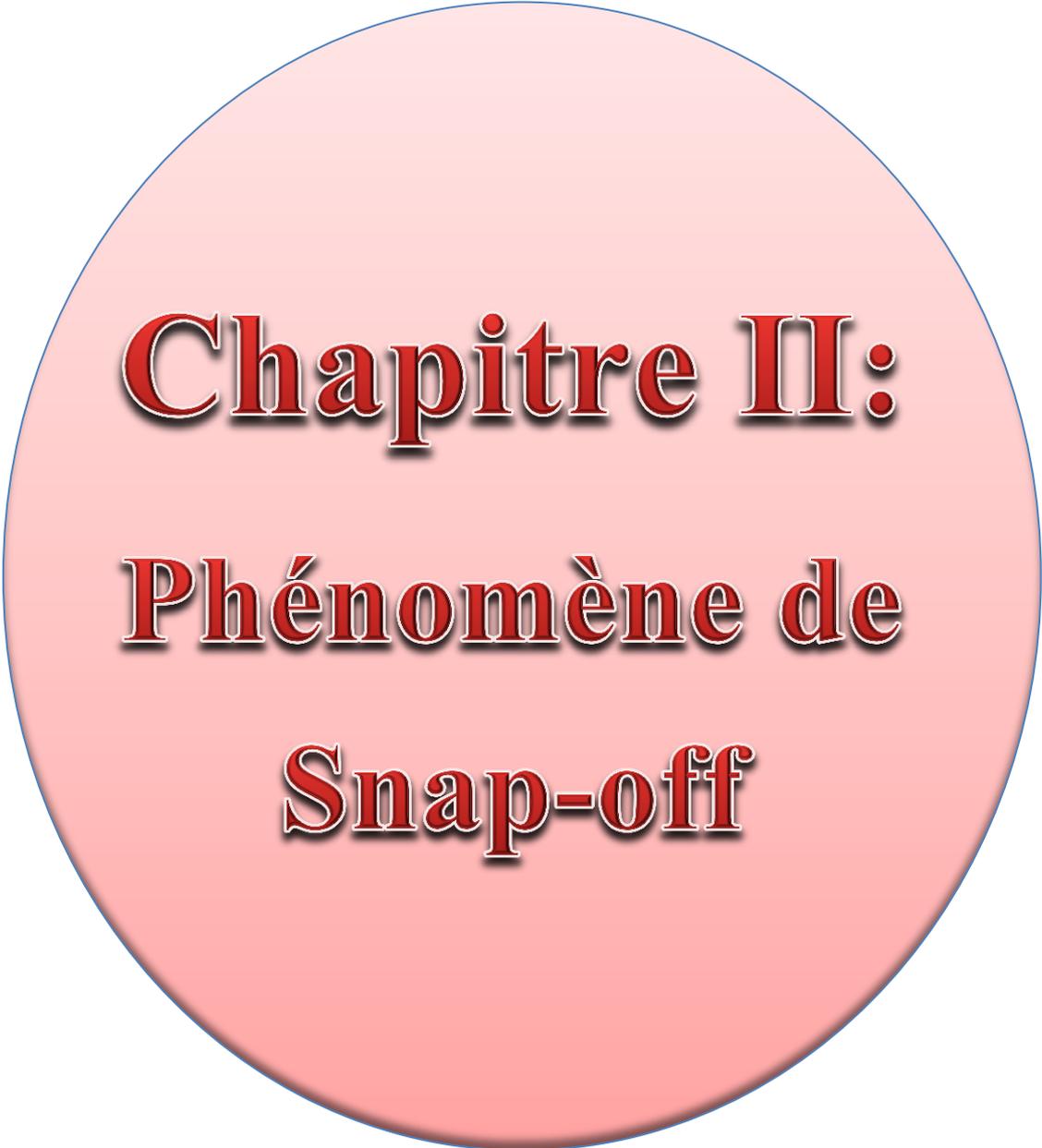


Figure I-28 : Facteurs affectant l'équilibre des asphaltènes dans le pétrole brut. [32]



**Chapitre II:
Phénomène de
Snap-off**

II.1. Le phénomène de piégeage

En général, lors de l'exploitation d'un réservoir, l'huile initialement en place qui se retrouve dans les gros pores est déplacée vers le puits de production par un autre fluide mais il se peut que sur leur chemin elles rencontrent des pores trop étroits pour elles. Donc il existe toujours une partie de l'huile qui reste piégée quasi-immobile sous l'action de forces capillaires. L'huile restera piégée sous deux formes (Voir la figure II-1) :

- Comme des gouttes dans les centres des grands pores.
- Comme de larges extensions d'huile sur différents pores complètement entourées par l'eau [37].

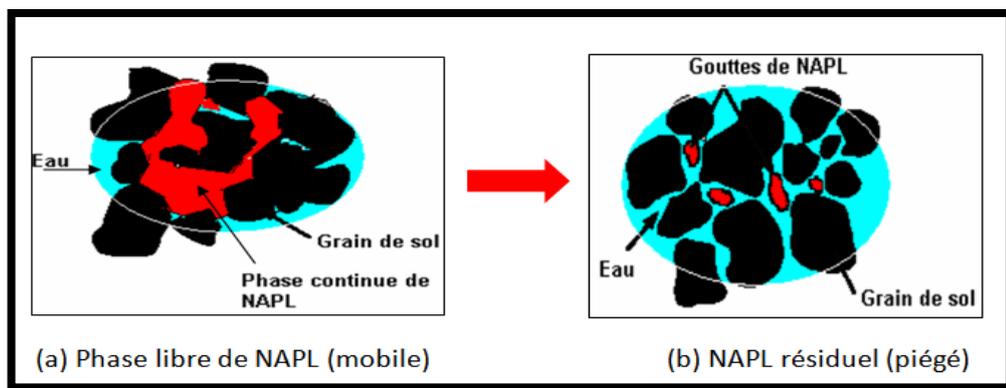


Figure II-1: Huile mobile et huile résiduel. [38]

La plupart des piégeages dans les milieux poreux sont produits par (Voir la figure II-2) :

- L'instabilité capillaire (Snap-off).
- Le contournement (By passing).
- Combinaison des deux.

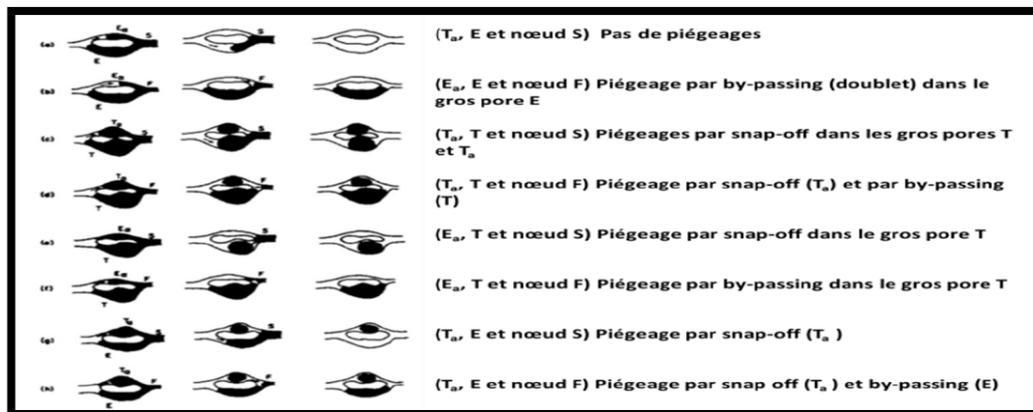


Figure II-2 : Illustration des différentes combinaisons de piégeages par Chatzis et al. (1983). [27]

II.2. Le mécanisme de piégeage

Si le fluide injecté est de faible viscosité, il « fracture » le fluide résident (plus visqueux) en provoquant des phénomènes de piégeage (Voir la figure II.3).

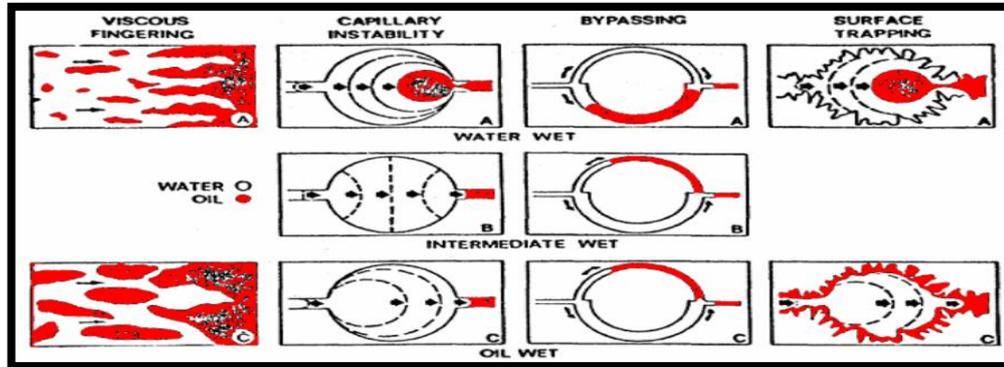


Figure II-3 : Mécanismes de piégeage des saturations résiduelles (Wardlaw, 1982).

[39]

Moore et Slobod (1956) analysent le comportement de doublet simple qui consiste à montrer qualitativement comment les multiples chemins interconnectés de tailles différentes dans un système poreux provoquent le piégeage de l'huile [8].

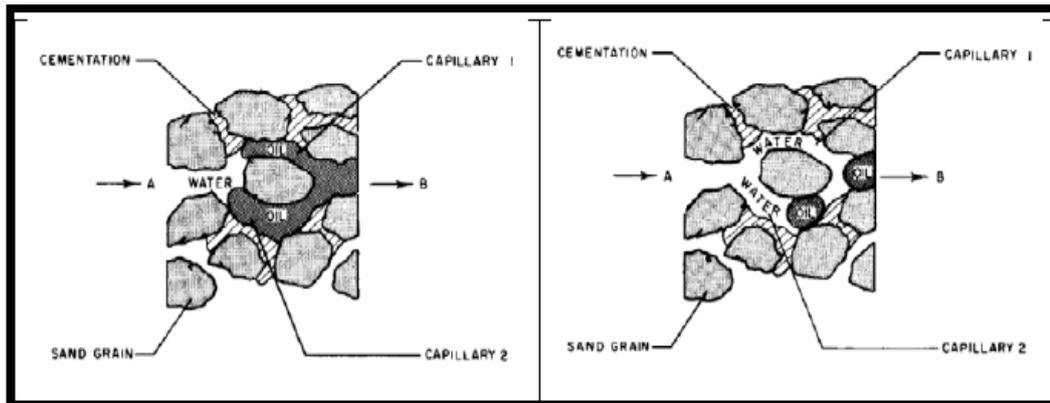


Figure II-4 : Mécanisme du doublet dans le milieu poreux [Abrams 1975]. [8]

Les interfaces dans les deux bras du doublet se déplacent généralement avec des vitesses différentes car les fluides répondent aux effets combinés des forces visqueuses et capillaires. Le gradient de pression capillaire créé par la variation de géométrie des pores génère une augmentation de la vitesse de circulation de la phase mouillante à la constriction. Ainsi, l'une des deux interfaces arrive au point B d'abord et piège l'huile dans l'autre bras du doublet par un procédé de Snap-off (Voir Figure II-4) [8].

II.3. Effet de doublet capillaire « le Snap-off »

Il existe plusieurs modèles de piégeage tels que le modèle du doublet de pore ou le Snap-off :

II.2.1. La définition de Snap-off

Le Snap-off est un processus par lequel un liquide à proximité d'un pore gorge se réorganise et comble la gorge, bloquant le flux et créant une lentille liquide qui peut plus tard s'amincir en lamelle. Son paradoxe est que l'effluent se remplit initialement la gorge, la pression capillaire doit être au moins égale à la pression capillaire d'entrée de la gorge (Voir figure II.5) [40].

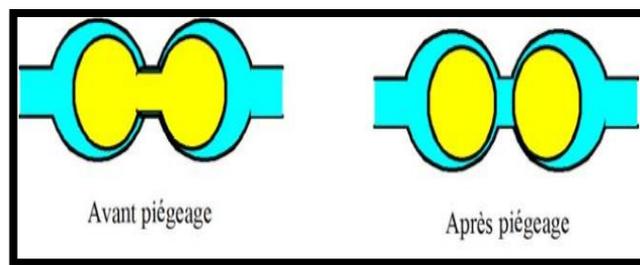


Figure II-5 : Modèle du Snap-off. [41]

Une lentille est une région remplie de liquide où les deux interfaces liquide-gaz ne font pas toucher, comme dans la gorge amont.

Une lamelle est un film de fluide stabilisé par un tensioactif entre deux bulles, généralement de l'ordre de 30 à 100 nm d'épaisseur (Voir figure II-6) [40].

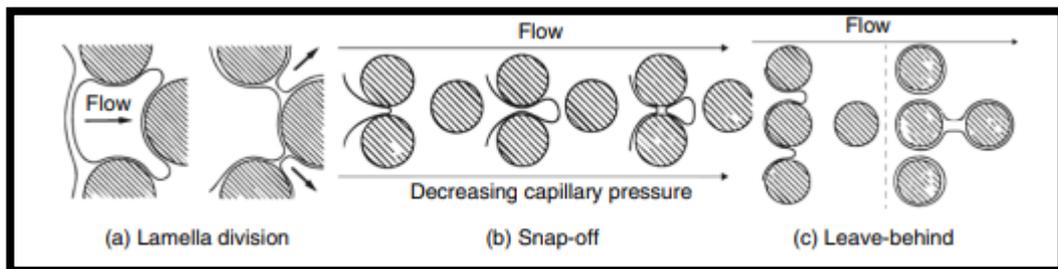


Figure II-6 : Mechanisms of lamella creation in porous media (Kovscek and Radke 1994). Wolf [42]

II.2.2. Le mécanisme de Snap-off

Pour que ce phénomène se produise, la pression capillaire doit baisser d'environ un facteur de 2, à une valeur inférieure le facteur est inférieur à 2 « pour les gorges avec une géométrie en forme de fente et peut être supérieur à 2 et pour les gorges fortement courbées dans la direction d'écoulement ou qui ne sont pas fortement mouillées par l'eau ; mais 2 est une estimation raisonnable pour les supports poreux 3D (Voir figure II-7) [40].

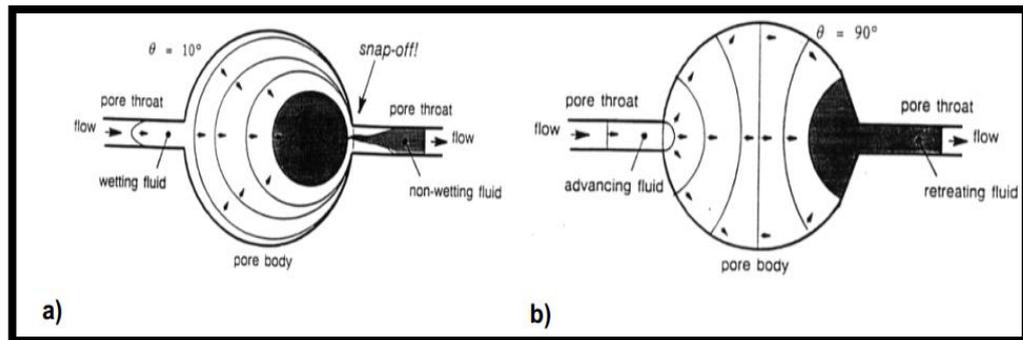


Figure II-7 : Exemple d'instabilité capillaire Snap-off où le fluide non mouillant déplace la phase mouillante a) forte mouillabilité de la phase mouillante b) faible mouillabilité de la phase mouillante [Lalain 1997]. [8]

II.2.3. Roof Snap-off

Il y a au moins huit façons dont la pression capillaire peut être aussi haut comme P_c^e puis tomber aussi bas que P_c^{sn} . L'un d'eux était d'abord révélé par Roof « la géométrie du pore », qui a étudié la pénétration de pore gorges étroites par phase non mouillante. Dans ce cas, ce phénomène se produit si le diamètre du corps des pores en aval de la gorge est d'au moins deux fois le diamètre de la gorge. Ce mécanisme cesse lorsque le corps poreux en aval se remplit avec une phase non mouillante (Voir figure II-8).

Dans l'original de Roof formulation, la gorge étroite doit se trouver en amont d'un large corps à pores, le corps à pores larges pourrait être en amont ou en aval de la gorge, tant qu'une lamelle en mouvement a passé à travers le corps poreux et déposé le liquide selon leur supposition [40].

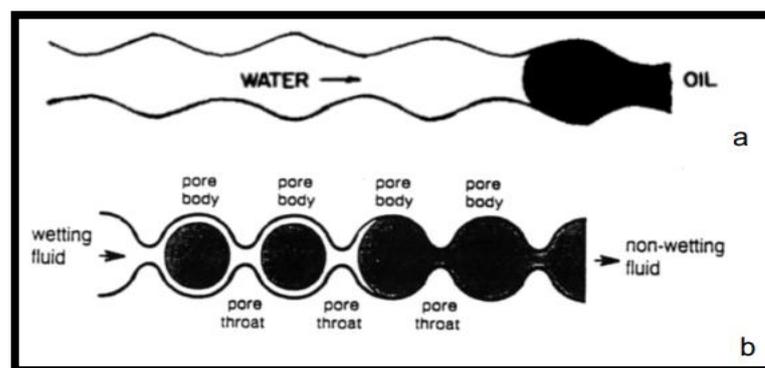


Figure II-8 : Influence de la forme des pores dans le phénomène « Snap-off » [Chatzis et al, 1983]. [8]

II.2.4. Le Snap-off de gaz

En «Snap-off», les lamelles sont créées dans des pores remplis de gaz gorges (Voir Figure II-9), si la pression capillaire locale tombe à environ la moitié de la pression

d'entrée capillaire de la gorge « 3D » un paradoxe est également associé avec cette hypothèse: si le gaz occupe la gorge, alors vraisemblablement la pression capillaire est (ou était) à la pression d'entrée capillaire après elle tombe puisque :

- La pression capillaire fluctue au fur et à mesure que les lamelles se déplacent leurs positions et leurs courbures, modifiant la perte de charge entre les bulles.
- Puisque le gaz est presque non visqueux, la pression est presque uniforme dans les bulles de gaz. Par conséquent, la pression capillaire est inférieure à l'arrière des bulles longues qu'au bord d'attaque.
- Lorsque le gaz envahit un large corps de pores rempli de liquide à travers une gorge à pores étroits, le liquide s'écoulant du pore peut balayer dans la gorge et provoquer une rupture ceci est appelé «Déclenchement du toit» (Voir la Figure II-10) [43].

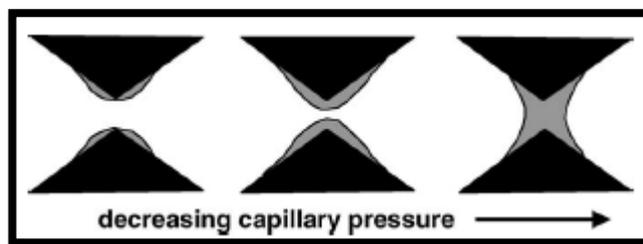


Figure II-9 : Schéma de rupture dans une gorge de pore (Le noir indique les pores de la gorge mur, grise l'eau et blanchit le gaz). [43]

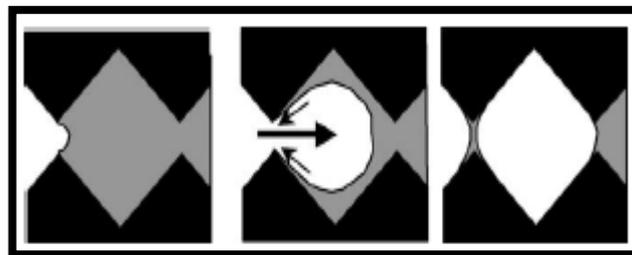


Figure II-10 : Schéma de la rupture du toit lorsque le gaz envahit un corps poreux (Le noir est pore mur, le gris est l'eau et le blanc est le gaz). [43]

II.2.5. L'influence de l'arrangement des pore sur la distribution de l'huile résiduelle au cours de Snap-off

Chatzis et al, (1983) indiquent que la distribution de la taille de l'huile résiduelle est aussi affectée par la façon dont les pores sont répartis les uns par rapport aux autres. Les micro-modèles sont composés d'une distribution aléatoire de pores de différentes tailles. Il existe deux distributions de l'huile résiduelle (en forme de points et de ganglions) (Voir figure II-11 et figure II-12) [8].

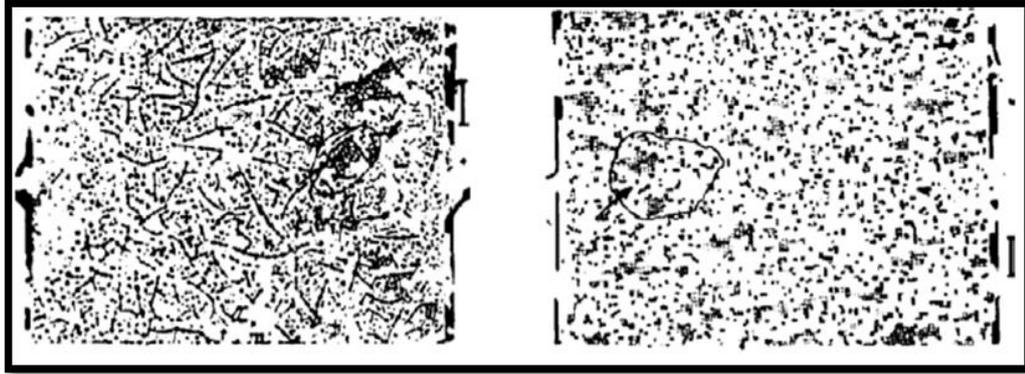


Figure II-11 : Distribution de l'huile résiduelle dans des micromodèles avec des distributions aléatoires. [Chatzis et al, 1983]. [8]

Cela met en évidence l'importance de la distribution en tailles des pores sur les phénomènes de piégeage de l'huile résiduelle. Chatzis et al attribue la diminution de la récupération du pétrole à une diminution de la porosité qui provoque une augmentation des phénomènes de piégeage par Snap-off [8].

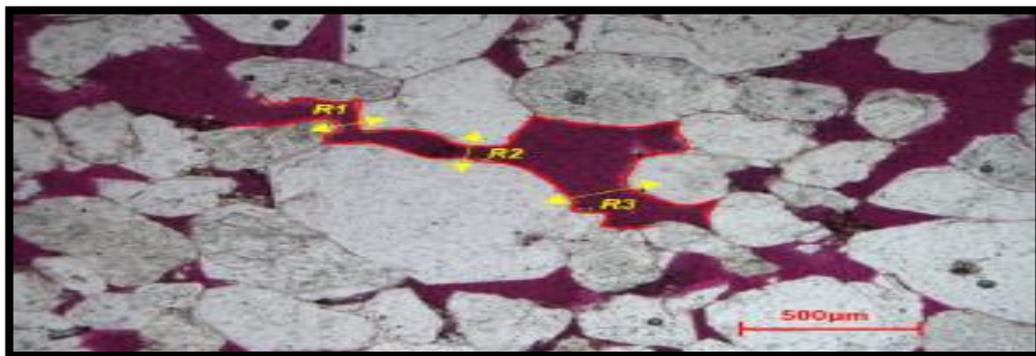


Figure II-12 : Section mince d'un échantillon de roche de grès serré typique [44]

II.2.6. La relation entre la saturation résiduelle et le nombre capillaire et le piégeage

Le piégeage à l'échelle du pore est donc dépendant du rapport entre les effets capillaires et les effets visqueux représenté par le nombre capillaire. Des relations entre les saturations résiduelles et le nombre capillaire ont été établies (Voir la figure II-13) [45].

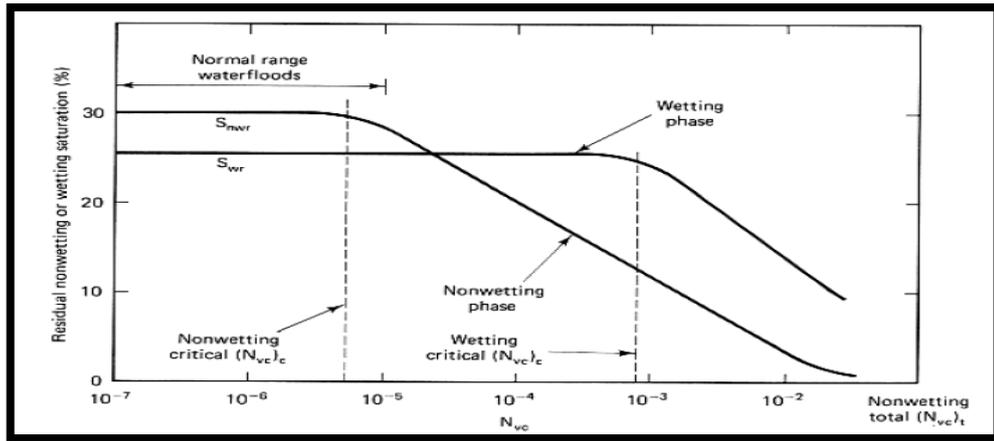


Figure II-13 : Courbes de saturation résiduelle en fonction du nombre capillaire N_{ca} (Lake, 1989). [45]

La saturation résiduelle diminue quand le nombre capillaire augmente. Pour atteindre des bons niveaux de dépollution, des nombres capillaires plus grands que 10^{-3} sont nécessaires. Pour rendre le nombre capillaire plus grand, plusieurs stratégies peuvent être utilisées, la diminution de la tension interfaciale, aussi l'utilisation d'agents tensioactifs permet d'obtenir des nombres capillaires plus grands et des processus de dépollution plus efficaces [45].

II.2.7. Effet de Snap-off sur la pression capillaire

Au point C, un ganglion d'huile déconnecté se forme donc un Snap-off se produise. Lorsque cela se produit, il y a un changement rapide de la pression capillaire et saturation avec un changement de topologie de la phase huileuse. La pression capillaire augmente à mesure que le ganglion se réorganise dans l'espace poreux pour minimiser son énergie de surface à volume fixe (Voir la figure II-14) [46].

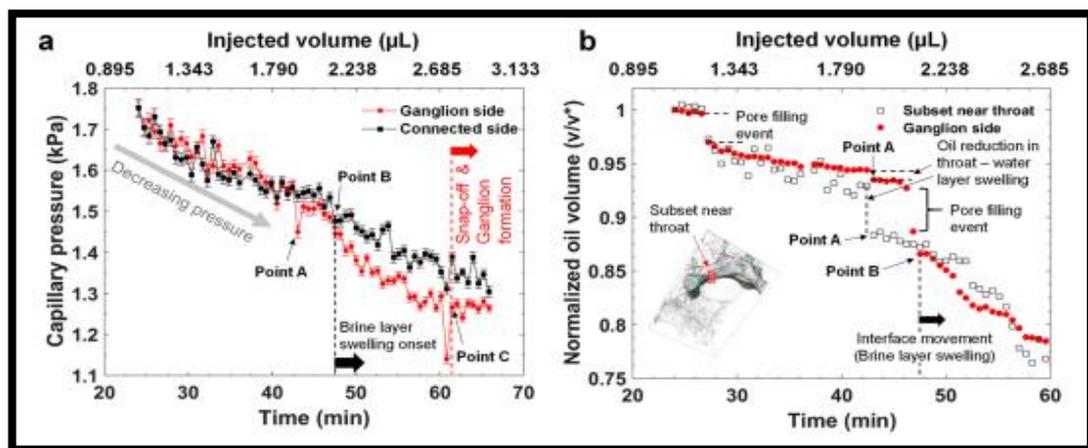


Figure II-14 : Analyse de la pression capillaire locale pendant les processus de drainage et de Snap-off. [46]

II.2.8. L'impact de mouillabilité

Les déplacements de Snap-off favorisé par des faibles angles de contact, déconnectés et significativement piégé la phase non mouillante mais la phase mouillante n'était présente que sous forme de film dans les pores et la gorge. Un petit changement dans la perméabilité relative de la phase mouillante en raison ce phénomène créé des régions de pores déconnectés et de gorges n'est pas remplies de phase mouillante (Voir tableau II-1) [47].

Tableau II-1 : Décompte de l'événement de Snap-off, non mouillant résiduel saturations de phase, perméabilités relatives sous la variation de l'angle de contact.

[47]

Angle de contact	Snap-off	S_{or} « % »	K_{rco} « % »
0°	89216	100	0.15
10°	89216	100	-
20°	89214	100	0.515
30°	89066	99.86	0.8
40°	18202	43.56	7

II.2.9. Effet de la tension interfaciale

Le processus de Snap-off est aussi entraîné par la tension interfaciale entre les deux phases. Cependant, la valeur réelle de γ n'affecte pas la production de gouttelettes dans la limite de débit faible mais à des débits élevés, la tension interfaciale est importante car elle influence le débit non dimensionnel. Le réglage de tension interfaciale est possible par l'ajout au la réduction de concentration de tension actif dans le système.

Pour la même pipette, le rayon des gouttelettes de Snap-off augmente quand la tension interfaciale croit pour le même débit. Comme ce phénomène est entraîné par la tension interfaciale, les gouttelettes se détachent plus tôt à une tension interfaciale accrue pour un débit donné. De plus petites gouttelettes sont produites en conséquence, où les courbes de tension interfaciale plus élevée tombent en dessous de celles de tension interfaciale inférieure (Voir figure II-15) [48].

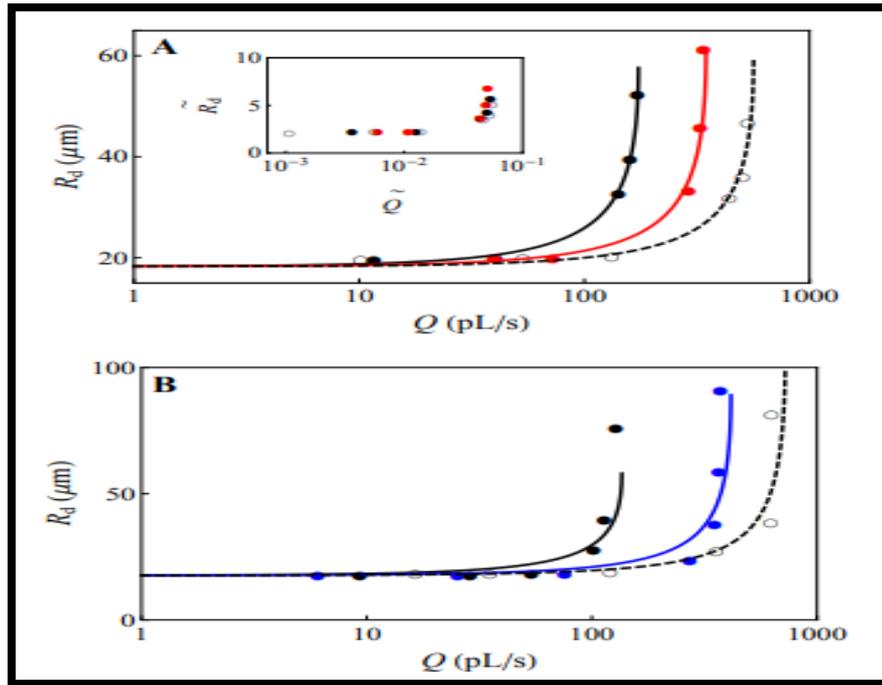


Figure II-15 : Tailles de gouttelettes produites à partir d'une seule pipette à des débits croissants avec des ajustements de tension interfaciale. [48]

II.2.10. Effet de Snap-off sur la perméabilité relative et la saturation

Le Snap-off a un impact important sur les perméabilités relatives et les saturations résiduelles. Dans de fortes conditions de mouillage, ce phénomène réduisait considérablement les perméabilités relatives et augmenté la saturation résiduelle de la phase non mouillant et aussi déplace le point de croisement de perméabilité relative vers un mouillage plus faible de saturations de phase (Voir figure II-16) [47].

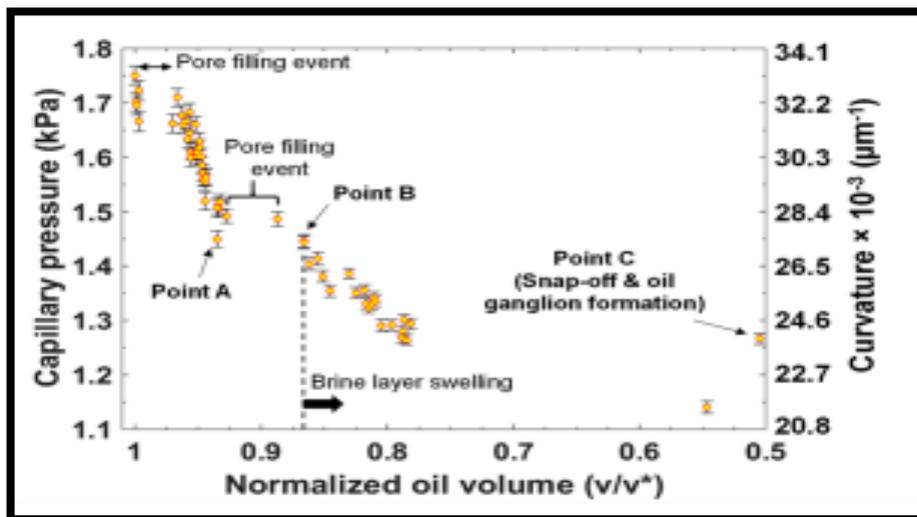


Figure II-16 : Analyse de la saturation d'huile pendant les processus de drainage et de Snap-off. [46]

II.2.11. Effet des paramètres dynamique sur le Snap-off

II.2.11.1. Effet de nombre capillaire

II.2.11.1.1. Effet de N_{CA} sur l'occurrence de Snap-off

Les résultats de « Wen Deng, Matthew Balhoff et M. Bayani Cardenas » montrent que N_{CA} affecte l'occurrence du snap-off. Le Snap-off devrait se produire dans ce pore dans (a et b), on voit que le l'interface atteint le 0 et bien que le temps de le Snap-off change avec N_{CA} . Cependant, comme le N_{CA} a augmenté à une valeur (c) donc le Snap-off ne se produit pas (Voir la figure II-17).

Il existe des limites supérieures pour les capillaires locaux nombre pour que le Snap-off se produise même lorsque le critère de rupture statique (ou quasi-statique) a été dépassé [49].

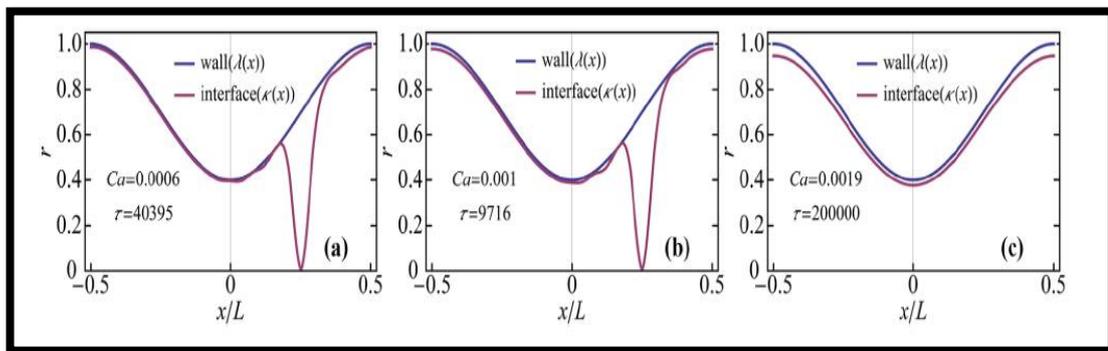


Figure II-17 : Illustration de l'inhibition d'un grand nombre de capillaires locaux lors de l'occurrence de Snap-off. [49]

II.2.11.1.2. Effet de N_{CA} sur le temps de Snap-off « τ_s »

Les courbes du temps de Snap-off en fonction de N_{CA} (à différents L) sont des composite des segments des courbes en forme de « J » inversé, lorsque le N_{CA} continue d'augmenter, le τ_s tombe dans le deuxième ou troisième segment de l'inverse (Voir figure II-18).

Chaque nouvelle migration de la position de Snap-off entraîne une augmentation considérable du temps de ce phénomène et l'apparition d'un nouveau segment d'une courbe en forme de J inversé [49].

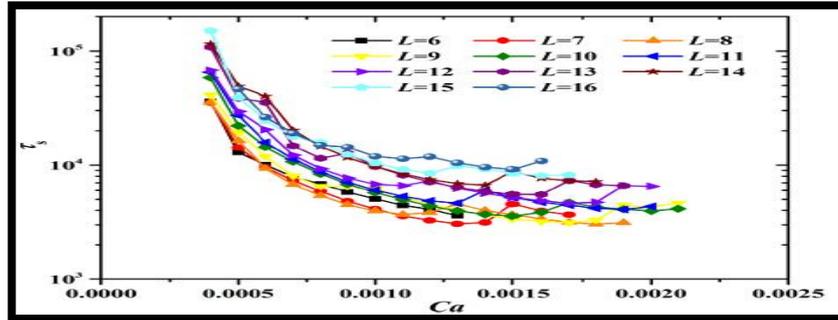


Figure II-18 : Changement du temps de Snap-off par rapport au nombre local de capillaire N_{CA} avec différentes distances corporelles des pores L . [49]

II.2.11.2. Effet du rapport de viscosité sur le mécanisme de Snap-off

La région du paramètre l'espace dans lequel se produit le Snap-off est délimité par un nombre capillaire au-dessus duquel la goutte s'écoule à travers le cou sans se casser. Ce nombre critique de valeurs capillaires semble être une fonction décroissante de la viscosité huile-eau rapport. Les résultats de « T. J. Penã et M. S. Carvalho » indiquent que la viscosité de l'huile est pertinente pour analyser les forces concurrentes dans le processus de Snap-off. Et aussi ils montrent que si la viscosité du dispersé phase est suffisamment élevée, le mécanisme est supprimé [50].

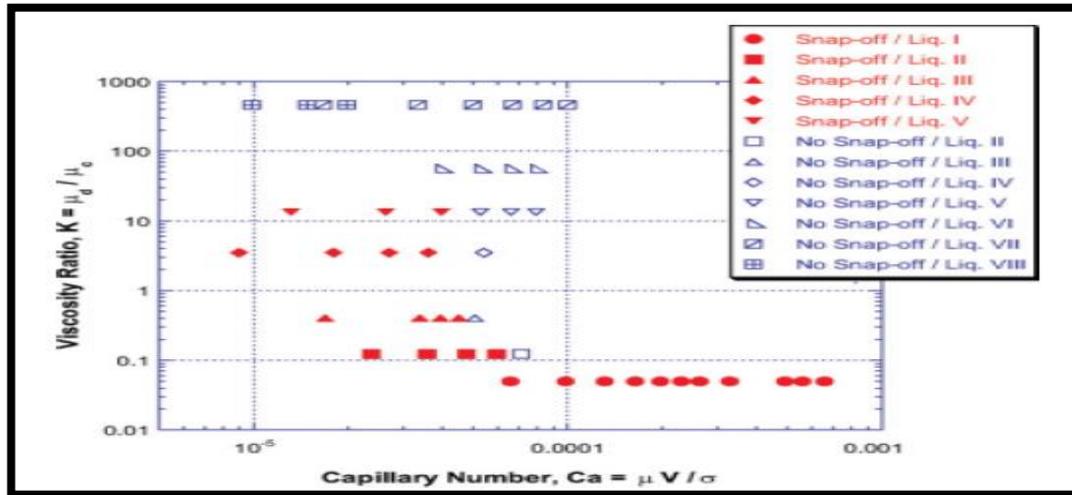


Figure II-19 : Carte des conditions de fonctionnement auxquelles une Snap-off a été observée. [50]

La région de l'espace des paramètres, définie par le nombre capillaire et rapport de viscosité, auxquels le Snap-off s'est produite (Voir figure II-19). À rapport de viscosité plus élevé, le phénomène n'a pas été observé pour toute la gamme du nombre de capillaires explorée dans cette étude [50].

**Chapitre III:
Visualisation et
simulation
expérimentale du
Snap-off**



**Conclusion et
Recommandation**

Conclusion

Les écoulements en milieu poreux sont soumis à des phénomènes capillaires qui affectent les saturations résiduelles, la structure de la roche réservoir et les chemins préférentiels suivis par les effluents.

À la fin de la récupération primaire, l'extraction des hydrocarbures piégés nécessite la diminution de leur saturation résiduelle, augmenter les perméabilités relatives. Donc il est indispensable d'utiliser des procédés pour lutter contre ces effets ou les diminuer. Le piégeage d'huile est principalement dû aux forces capillaires et visqueuses caractérisées par le nombre capillaire qui définit par les deux paramètres clés : la tension interfaciale et la viscosité des fluides déplacés.

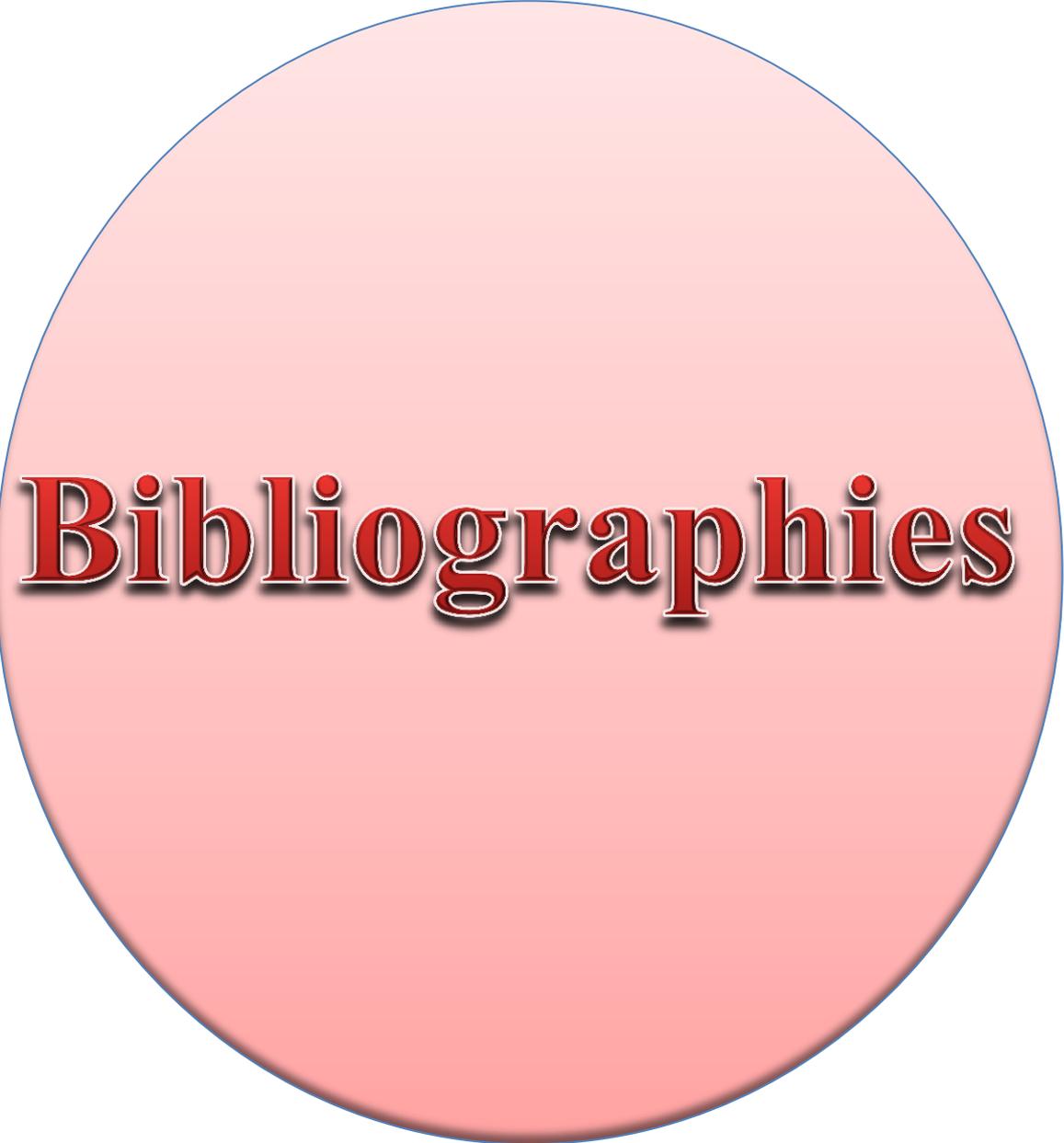
Les différences des comportements hystérétiques entre les perméabilités relatives qui définissent les chemins préférentiels, sont attribués principalement au changement de la mouillabilité, de la rhéologie et de Snap-off.

Les phénomènes étudiés dans ce thème sont des phénomènes microscopiques qui peuvent être observés juste à l'échelle de darcy mais leurs impact est vue aux grandes échelles, cela qui impose l'obligation des traitements de ces problèmes par les méthodes de récupération secondaire et/ou tertiaire.

Recommandation

D'après notre étude nous pouvons recommander les points suivant :

- Les problèmes posés par les phénomènes étudiés peuvent être éliminés ou diminués par la récupération secondaire et/ou tertiaire on distingue:
 - L'injection des tensionactifs : Pour réduire la tension interfacial.
 - L'injection des polymères : Pour améliorer l'efficacité du balayage de deux façons (l'incrément de la viscosité donc améliore le rapport de mobilités, ou en réduisant l'effet de digitations).
 - L'injection des gaz miscibles.
- La mouillabilité est affectée par la précipitation des asphaltènes donc on peut agir sur la tension interfaciel pour diminuer l'énergie libre et donc changer la mouillabilité altérée de réservoir.
- Pour éviter la précipitation des asphaltènes, Il est nécessaire de garder la pression de réservoir supérieur à l'AOP (Asphalten onset pressure).
- Le paramètre qui l'on peut agir sur lui pour mis l'action sur la rhéologie est la viscosité. Cette action est faite par l'injection des gaz miscible et aussi nous peut jouent sur la température « l'injection des gaz chaud ».
- Il existe des gammes ou des plages de viscosité ou l'effet de ce dernier est éliminé [$k < 1$].
- le nombre capillaire, le temps de Snap-off, le temps de break-up, et l'épaisseur de film de fluide mouillant sont les paramètres principale affectant l'occurrence de phénomène de Snap-off et l'apparition des bulles qui bloquants l'écoulement dans les milieux poreux.
- La mouillabilité et la rhéologie peuvent influent sur le Snap-off.
- Pour multiplier les chemins préférentielles des écoulements il est nécessaire d'éliminer ses problèmes et jouent sur les paramètres qui induisant le piégeage d'huile et l'augmentation des saturations résiduelle.



Bibliographies

Bibliographies

- [1] H. Bertin et m. Quintard, Ph. V. Corpel , S. Whitaker « écoulement poly-phasique Dans un milieu poreux Stratifié Résultats expérimentaux Et interprétation par la méthode de Prise de moyenne a grande echelle » , article , Ecole nationale supérieure d'arts et métiers .
- [2] Fabrice GOLFIER « Transport multi-échelle en milieu poreux : vers un couplage de l'hydrodynamique aux processus biophysico-chimiques » , Mémoire pour l'obtention de l'Habilitation à Diriger des Recherches, Nancy Université , 1er Décembre 2011.
- [3] BENKAFADA FAOUZIA « Contribution à l'étude de transfert de masse » , Thèse Doctorat , Université MENTOURI-CONSTANTINE.
- [4] Cyprien Soulaïne « Modélisation des écoulements dans les garnissages structurés : de l'échelle du pore à l'échelle de la colonne », Thèse doctorat, UNIVERSITÉ DE TOULOUSE.
- [5] STEPHEN WHITAKER «Flow in Porous Media I: A Theoretical Derivation of Darcy's Law», Article, niversité de California, Davis, CA 95616, U.S.A. revised: 17 December 1985.
- [6] Raphael di CHIARA ROUPERT « Développement d'un code de calcul multiphasique multi constituants ». Thèse DOCTORAT ; L'UNIVERSITÉ DE Strasbourg
- [7] René cossé « le gisement » livre, publication de l'institut français du pétrole,1988 édition technique 27 Rue ginoux 75737 PARIS cedex 1,France.
- [8]. Jose Luis Juarez Morejon « Récupération assistée du pétrole par injection de polymères hydrosolubles : nouvelle approche », thèse doctorat, UNIVERSITÉ DE BORDEAUX, 12 juin 2017.
- [9] Yves Géraud « Perméabilité des roches et loi de Darcy », article, Univ. Louis Pasteur – Strasbourg, 23/03/2000.
- [10] Site Web: <https://www.ifptraining.fr/formation/productivite-puits-liaison-couche-trou.html>, 28/05/2021, 13:38.
- [11] ADJOU Zakaria, TIBOUCHE Hiba « Etude de water bypass causé par le dépôt des asphaltènes – nanoparticules flooding dans les micro – modèles capillaires de poreux » MEMOIRE de fin d'étude, Université Kasdi Merbah Ouargla, Le 22/06 /2019.
- [12] Nada Achi « caractérisation d'un réservoir gréseux par simulation de carottes artificielles » Mémoire de magister en géologie, l'université des frères Mentouri-Constantine, Le 16/11/2015.

- [13] Mr Benosman Fayçal « contribution à l'étude des phénomènes de transferts dans les milieux poreux » Memoire de magister, Université Abou bekr Belkaïd – Tlemcen 2011-2012.
- [14] RANAIVOARIMANANA Zo Hariniaina « PERFORMANCE DE LA PRODUCTION PAR STIMULATION CYCLIQUE DE LA VAPEUR DANS LE GISEMENT DE TSIMIRORO », Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention de diplôme d'ingénieur Pétrole , UNIVERSITE D'ANTANANARIVO .
- [15]. François McKEE « Étude et mise à l'échelle des écoulements diphasiques en milieux poreux hétérogènes par une approche d'optimisation », these Doctorat, Université de Nantes, le 13 décembre 2013.
- [16] .Anthony Hutin Pontificia « Les milieux poreux en ingénierie de réservoir », Université de Católica do Rio de Janeiro, May 2020.
- [17]. HADJI Ahmed BELFRAH. Chaimaa Zoulikha . ZATOOUT Sofiane « Altération de la mouillabilité des roches réservoirs par les émulsifiants des boues de forage application sur dispositif AMOTT et dans un puits témoin HBNS-35b », mémoire master professionnel, Université de kadi Merbah Ouargla, le 29/06/2019.
- [18]. Site web: <https://plantes-et-eau.fr> ,15/04/2021 ,10 :26.
- [19] Site web: <https://slideplayer.fr/slide/1142443/> , 09/05/2021,05:36.
- [20] Malick Cissokho « Etude expérimentale des interactions huile brute (saumure) roche sur la récupération d'hydrocarbures par injection d'eau de faible salinité » thèse de doctorat Ecole doctorale n° 432, 28 mai 2010.
- [21] M. Olivier ATTEIA « Comportement de la mousse en milieu poreux pour confiner une source de pollution : potentialités, contraintes et démonstration en site réel » thèse Doctorat, l'Université Bordeaux Montaigne, 11 janvier 2018.
- [22]Dr Djivede. Elvire T.Ognisso « Ecoulement de fluids complexes en milieu poreux » these Université de Bordeaux, n° d'ordre 4347.
- [23] Jean Pascale Dejean « Reservoir Engineering-petrophysics- CCA/SCAL » Boumesrdes 26-30 Avril 2015.
- [24]. Longox; Nghiem, « phase behavior modeling and compositionnel simulation of asphaltene deposition in reservoirs» Thesis sabmetted to the faculty of graduate stuoies and research.
- [25] Franck NONO « Caractérisation polyphasique de la zone de transition dans un réservoir pétrolier carbonaté » , École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers , Le 30 Avril 2014.

- [26] Site Web: <https://www.ifptraining.com/course/drive-mechanisms-enhanced-oil-recovery.html> , 06/05/2021, 11:41.
- [27] J.G. Speight¹, Petroleum Asphaltenes Part 1 Asphaltenes, Resins and the Structure of Petroleum, article Vol. 59 (2004).
- [28] Lionel FLESINSKI « ÉTUDE DE LA STABILITÉ DES ÉMULSIONS ET DE LA RHÉOLOGIE INTERFACIALE DES SYSTÈMES PÉTROLE BRUT/EAU : INFLUENCE DES ASPHALTÈNES ET DES ACIDES NAPHTÉNIQUES » Thèse Doctorat, 14 Décembre 2011, L'UNIVERSITÉ DE PAU ET DES PAYS DE L'ADOUR.
- [29].https://www.memoireonline.com/06/15/9140/m_Argile-et-mineraux-argileux-proprietes-physico-chimiques-et-proprietes-et-proprietes-collo9.html ,29/05/2021. 11:29.
- [30] Hans-Jürgen Butt and Michael Kappl, « Surface and Intarfacial Fores» Wiley-VCH Verlag & Co KGaA, Boschstr. 12, 69469 Weinheim, Germany.
- [31] John R. Fanchi « GENERAL ENGINEERING », the Petroleum Engineering Handbook vol .1.
- [32] Sherif Fakher .Mohamed Ahdaya .Mukhtar Elturki . Abdulmohsin Imqam « Critical Review of Asphaltene Properties and Factors Impacting its Stability in Crude Oil » article, Missouri University of Science and Technology, 01 Dec 2019.
- [33] Joëlle Eyssautier « Caractérisation et Modélisation des Asphaltènes en Conditions Réactionnelles d'Hydrotraitement», Thèse pour obtenir le grade de Docteur de l'École Polytechnique, 20 janvier 2012.
- [34].Malika Boukherissa « Etude de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut : choix de dispersants et le mécanisme d'action », Docteur de l'Université Paul Verlaine – Metz
- [35] FARAOUN ABBASSIA « Inhibition de la précipitation des asphaltènes du pétrole en Algérie : Mise en évidence par spectrophotométrie UV-visible », Université d'Oran, 28/06/2012.
- [36]. Rice.U and P.Zhang « Asphaltenes and Removal » Article, 03/11/2009.
- [37] Djivedé Elvire TOGNISSO « Ecoulements de uides complexes en milieu poreux : Utilisation de Micelles Géantes pour la Récupération Améliorée du Pétrole », thèse doctorat, UNIVERSITÉ BORDEAUX 1, 09 Novembre 2011.
- [38]https://www.researchgate.net/figure/Migration-du-NAPL-dans-le-milieu-poreux-a-NAPL-libre-b-NAPL-residuel-piege_fig7_318673211, 12/05/2021, 16 :08.
- [39] Adrienne YRA « Dispersion active en milieux poreux hétérogènes contaminés par des produits hydrocarbonés». THÈSE DOCTEUR, UNIVERSITE BORDEAUX I, le 19 juin 2006.

- [40] William R. Rossen « Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects », article, University of Technology ,6 /03/ 2008.
- [41] Site web: <https://docplayer.fr/51788136-Master-etude-de-la-retention-de-surfactant-par-la-roche-reservoir-lors-du-micellar-polymer-flooding.html>, 24/05/2021, 2:01.
- [42] Swej Y. Shah and Karl-Heinz, Rashidah M. Pilus, William R. Rossen «Foam Generation by Capillary Snap-Off in Flow Across a Sharp Permeability Transition » , article, SPE Journal , février 2019.
- [43] M. Chena, Y.C. Yortsos a, W.R. Rossen «Insights on foam generation in porous media from pore-network studies » , article, Université de Southern California , 24/01/2005.
- [44] Jian Tiana,b, Yili Kanga, Zhiyu Xib, Na Jiab, Lijun Youa, Pingya Luo «Real-time visualization and investigation of dynamic gas snap-off mechanisms in 2-D micro channels» , article, journal, 26 Mai 2020.
- [45] Estefania del Campo Estrada « Ecoulements de mousse pour la dépollution d'aquifères », thèse doctorat, L'UNIVERSITÉ DE BORDEAUX, 11 Juillet 2014.
- [46] Kamaljit Singh , Hannah Menke, Matthew Andrew, Qingyang Lin , Christoph Rau, Martin J. Blunt et Branko Bijeljic «Dynamics of snap-off and pore filling events during two-phase fluid flow in permeable media » , article , Scientific Reports , 12/07/2017.
- [47] WALID MOHAMED MAHMUD. VIET HOAI NGUYEN « Effects of Snap-Off in Imbibition in Porous Media with Different Spatial Correlations » , article, University of New South Wales, 22 /09/ 2005.
- [48] Solomon Barkleya , Samantha J. Scarfea , Eric R. Weeksb , and Kari Dalnoki-Veress «Predicting the size of droplets produced through Laplace pressure induced snap-off » , Article , PCT Lab, 16/04/2016.
- [49] Deng, W., M. Balhoff, and M. B. Cardenas (2015) « Influence of dynamic factors on nonwetting fluid snap-off in pores », Article, Université du Texas à Austin, 3/11/ 2015.
- [50] T. J. Penã et M. S. Carvalho , V. Alvarado « Snap-Off of a Liquid Drop Immersed in Another Liquid Flowing Through a Constricted Capillary» , article , AIChE Journal, 23/06/ 2009).

Résumé

الملخص

عند استغلال المكنن البترولي ، تتبع الموائع البترولية أثناء سريانها مسارا معيناً في الوسط المسامي ، يتحدد هذا الأخير بعدة عوامل منها : التركيبة الكيميائية لهذه الموائع ، قابلية البلل وكذا ظاهرة انسداد المسارات الشعاعية بفقاعات المائع الغير المبلى للوسط المسامي أو ما يدعى بـ « Snap-off ». هذا الأخير يتطلب تحديد شروط و خصائص المسار المتبع للموائع و نتائجها على كمية و مؤشر الانتاج . الهدف من هذا العمل هو دراسة تأثير ريولوجيا المائع، قابلية البلل و ظاهرة انسداد المسارات الشعاعية بفقاعات المائع الغير المبلى للصخرة كما يسمح بتحديد البات التدفق الثنائي للموائع في الوسط المسامي و تحديد العوامل اللازمة لمضاعفة مسارات التدفق و توسيع جبهة الدفع في المكنن البترولي و يتطلب هذا الأخير قيامنا بإجراء تجارب متسلسلة و نموذج تجريبي لمحاكاة ظاهرة Snap-off التي تتميز بأصليتها من الفكرة الى الإنجاز و التنفيذ و التي تمت على مستوى مخبر جامعة قاصدي مرباح في كلية المحروقات و ذلك من خلال دراسة تأثير هذه الظواهر الثلاثة على سماحية الصخرة و التي تُعرف المسارات الاختيارية للمائع ، ثم دراسة تأثير تغير قابلية البلل و كذا الريولوجيا على التدفق الثنائي في الوسط المسامي و أخيراً تنفيذ نموذج تجريبي لملاحظة و تفسير ظاهرة الانسداد بالمائع الغير مبلى للصخرة . و عليه فإن النتائج المتحصل عليها تظهر مدى تأثير هذه الظواهر الشعاعية على المسارات التي يختارها المائع و كذا على كمية و مؤشر الانتاج ، كما تظهر امكانية ملاحظة ظاهرة Snap-off و تفسيرها و وصفها بواسطة t_b, τ_s, P_c, N_{CA} .

الكلمات المفتاحية: SNAP-OFF, الريولوجيا ، قابلية البلل ، التدفق الثنائي ، المسارات الاختيارية ، مؤشر الانتاج .

Abstract

During the reservoir exploitation, the effluent follows a determined flow path in the porous medium. This path depends on the rheology of the effluents, the wettability of the reservoir rock and the influence of the SNAP-OFF phenomenon. The research aims to study the impact of these parameters on the path followed and its consequences both on the oil recovery rates and the productivity index. This work allows identifying the tow-phase flow mechanisms in the porous medium also allows the determination of the necessary conditions to improve and favorite the flow paths and broadens the draining front in petroleum reservoirs. This required carrying out many experiments and accomplishing an experimental model to simulate the Snap-off phenomenon; this study is characterized by its originality from the idea to the implementation witch conducted in the laboratory of the University of Kasdi Merbah at faculty of Hydrocarbons. The target will be achieved by studying the effect of these three phenomena on the permeability of the rock which defines the preferential paths, studying the effect of wettability and rheology changing on the tow-phases flow in the porous media and finally make an experimental model to observe and explain the Snap-off phenomenon. The results obtained show the influence of these

phenomena on the productivity index, also show the possibility of the observation and the explanation of the Snap-off by the N_{CA} , P_C , τ_s , t_b .

Key words: SNAP-OFF, rheology, wettability, two-phase flow, preferential path, productivity index.

Résumé

Lors de l'exploitation d'un réservoir, les fluides empruntent un chemin d'écoulement déterminé dans le milieu poreux. Ce chemin dépend de la rhéologie des effluents, de la mouillabilité des roches réservoirs et l'influence de phénomène du SNAP-OFF. Il s'agira d'étudier l'incidence de ces paramètres sur le chemin préférentiel suivi par les fluides et ses conséquences sur les taux de récupération et les indices de productivité. Ce travail permettra de cerner les mécanismes d'écoulement diphasique dans le milieu poreux et identifier les conditions nécessaires pour améliorer et favoriser les chemins d'écoulement et élargir le front de drainage dans les réservoirs pétroliers. Cela requiert de réaliser des expériences et un modèle pour simuler le phénomène de Snap-off, cette étude est caractérisée par son originalité depuis l'idée jusqu'à la mise en œuvre au niveau de laboratoire de l'Université de Kasdi Merbah à la faculté des Hydrocarbures. Ceci est fait en étudiant l'effet de ces trois phénomènes sur la perméabilité de la roche qui définit les chemins préférentiel ainsi que d'étudier l'effet du changement de mouillabilité et de rhéologie sur l'écoulement biphasique dans le milieu poreux et enfin la mise en place d'un modèle expérimental pour observer et expliquer le phénomène de Snap-off. Les résultats obtenus montrent l'influence de ces phénomènes sur les indices de productivité et aussi les chemins choisis par les fluides, également montrent la possibilité d'observer, d'expliquer et de décrire le phénomène de Snap-off par le N_{CA} , P_C , τ_s , t_b .

Mots clés : SNAP OFF, rhéologie, mouillabilité, écoulement diphasiques, chemin préférentiel, indice de productivité.