

N° Série: /2019

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production des Hydrocarbures

Présenté Par :

ADJOU Zakaria, TIBOUCHE Hiba

-THEME-

**Étude du Water Bypass causé par le dépôt des
asphaltènes - Nanoparticles Flooding dans les
micro-modèles capillaires et poreux**

Soutenue publiquement le : 22/06 /2019

Devant le Jury :

Président	DOBBI Abd El Madjid	MCA	Univ. Kasdi Merbah ouargla
Examinatrice	BOUFADES Djamilia	MAA	Univ. Kasdi Merbah ouargla
Encadreur	LEBTAHI Hamid	MCB	Univ. Kasdi Merbah ouargla
Co-encadreur	BETTAHAR Soumia		Ingénieur de Sonatrach

Année Universitaire 2018/2019



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 pour la confiance qu'il nous a témoignée en acceptant de suivre ce thème, ses conseils, son sérieux et sa disponibilité.

Nous remercions les membres du jury D'examen, M^r DOBBI ABD EL MADJID et M^{me} BOUFADES DJAMILA d'avoir accepter d'examiner ce travail, pour leurs soutiens et leurs observations constrictives.

Nous tenons aussi à dire un grand merci pour M^r JOULAH IMAD EDDINE M^{elle} BETTAHAR SOUMIA et M^{elle} Leila Bekka pour tous leurs efforts et leurs encouragements fournis durant la réalisation de ce travail. Nous remercions aussi 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 universitaire.

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



Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

*A mon cher père *HASSAN* pour ses sacrifices afin de réaliser mes souhaits.*

*A ma chère mère *MALIKA* pour toutes ses prières qui m'ont donné l'appui qui m'a encouragé.*

A mes frères AYMEN et SOUHEIB mes chères sœurs, HANANE, SABRINA et AMINA ainsi que toute ma famille et mes proches.

A tous mes ami(e)s avec qui j'ai passé mes meilleurs moments.

A toute personne qui a prié pour mon succès et mon bonheur.

-ZAKARIA ADJOU-



Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

Nul plaisir ne peut égaler celui de partager son bonheur avec les gens que l'on aime. Arrivée au terme de mes études, j'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :

A ma chère mère à qui je dois ce que je suis, elle qui a été toujours là pour moi et qui n'a jamais cessé de prier pour mon bonheur.

A mon cher père, pour tous les conseils qu'il m'a donnés, le soutien qui m'a montré et les sacrifices qu'il a consentis pour qu'il me voie réussir.

A mon cher frère Moundir.

A mes chères sœurs Hana, Manar et Khadidja.

A toute ma grande famille.

A tous mes chers amis surtout :

Selma, Ishak, Yasser et à tous mes camarades de la promotion 2014 avec lesquels nous avons partagés des moments inoubliables.

A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.

-TIBOUCHE HIBA-

Résumé

Résumé

Le dépôt des asphaltènes observé dans les réservoirs de pétrole léger à la proche de l'AOP (Asphalten Onset Pressure) est à l'origine de l'élévation de water cut conséquence du water bypass. On se propose de mettre au point un système capillaire à mouillabilité mixte pour observer visuellement les écoulements diphasiques dans les milieux capillaires. L'injection de nanoparticules sous forme de solution micellaire de tensioactifs correspondant au Winsor III, draine l'huile en même temps sous la même pression dans tous les capillaires. Ce phénomène est observé dans les milieux poreux et fracturés (vierges et altérés) où on constate un water cut élevé dans les milieux altérés par le PVC.

Mots clés : Capillaire, micro-modèle poreux, micro-modèle fracturé, nanoparticules, mouillabilité, water cut, water bypass, altération, micelle.

Abstract

The deposit of asphaltens observed in the light oil reservoirs close to the AOP (Asphalten Onset Pressure) is at the origin of the rise in water cut consequence of water bypass. It is proposed to develop a capillary system with mixed wettability to visually observe two-phase flows in capillary media. The injection of nanoparticles in the form of micellar solution of surfactants corresponding to Winsor III drains the oil at the same time under the same pressure in all the capillaries. This phenomenon is observed in porous and fractured environments (virgin and altered). A high water cut is observed in the environments altered by PVC.

Key words : Capillary, porous micro-model, fractured micro-model, nanoparticles, wettability, water cut, water bypass, alteration, micelle.

ملخص

إن ترسبات الأسفلت التي لوحظت في خزانات الزيت الخفيف القريبة من الضغط الأدنى للأسفلت هي أصل ارتفاع المقطع المائي الناتج عن تجاوز المياه. إذ يقترح تطوير نظام شعيري ذو قابلية مختلطة للتبلل بغرض المراقبة البصرية للتدفقات المزوجة في الأوساط الشاعرية. إن حقن الجسيمات النونية في شكل محلول مذيل يوافق الوينسر الثلاثي يستنزف النفط في نفس الوقت و تحت نفس الضغط في جميع الشعيرات. لقد لوحظت هذه الظاهرة في الخزانات المسامية و المتصدعة (العادية و المنعكسة). و لوحظ وجود مقطع مائي مرتفع في الخزانات المنعكسة بالبلاستيك.

الكلمات المفتاحية : الشعيرة، نموذج مسامي مصغر، نموذج مسامي متصدع، الجسيمات النونية، الخاصية الشاعرية، المقطع المائي، تجاوز المياه، انعكاس، مذيل

Tableau des Matières

Remerciements	I
Dédicaces	II
Résumé	IV
Tableau des Matières	V
Liste des figures	VIII
Liste des tableaux	X
Liste des abréviations	XI
Introduction	1

Chapitre I : Revue de la littérature

I-1 Composition de pétrole brut	3
I-2 Définition de milieu dispersé	4
I-2-1 Les paraffines	4
I-2-2 Les résines	4
I-2-3 Les asphaltènes	5
I-3 Stabilité de milieu dispersé	7
I-3-1 Potentiel Zêta	8
I-3-2 Adsorption	8
I-3-3 Pression de disjonction	8
I-4 Stabilité des asphaltènes	9
I-5 Propriétés des asphaltènes	10
I-5-1 Propriétés acido-basiques	10
I-5-2 Propriétés électrocinétiques	10
I-5-3 Propriétés colloïdales	10
I-5-4 Propriétés de surface	10
I-6 Précipitation des asphaltènes	10
I-6-1 Micellisation	10
I-6-2 Floculation	11
I-7 Facteurs influençant sur la déposition des asphaltènes	12
I-7-1 Paramètres thermodynamiques	12
I-7-2 Vitesse de filtration d'huile	13
I-7-3 Acidification matricielle	14

I-7-5 Eau de formation	14
I-8 Localisation et problèmes liés aux asphaltènes	14
I-9 Phénomènes capillaires	15
I-9-1 Tension interfaciale	15
I-9-2 Mouillabilité	15
I-9-3 Phénomène de Water bypass	16
I-9-4 Pression capillaire	17
I-9-5 Nombre capillaire	18
I-10 Paramètres pétrophysiques	18
I-10-1 Porosité	18
I-10-2 Perméabilité	19
I-10-3 Saturation	20
I-11 Ecoulements polyphasiques dans le milieu poreux	20
I-12 Modes de récupération de brut	21
I-12-1 Récupération primaire	21
I-12-2 Récupération secondaire	22
I-12-3 Récupération tertiaire (Enhanced Oil Recovery)	22
I-12-4 Mécanismes de drainage	22
I-13 Généralités sur les surfactants	23
I-13-1 Définition des tensioactifs	23
I-13-2 Classification	23
I-13-3 Formation de la micelle	24
I-13-4 Point de Krafft	24
I-13-5 Point de trouble	24
I-13-6 Aperçu sur les nanoparticules	24
I-14 Généralités sur les réservoirs naturellement fracturés	25
I-14-1 Définition	25
I-14-2 Classification des fractures	25
I-14-3 Caractéristique principale des réservoirs naturellement fracturés	26

Chapitre II : Analyse et modélisation de dépôts d'asphaltènes

II-1 Présentation du champ de Hassi Messaoud	27
II-1-1 Description du réservoir	27

II-1-2	Caractéristiques des huiles	28
II-1-3	Caractéristiques de gaz associé	28
II-2	Méthodes d'analyse d'un dépôt organique	28
II-2-1	Analyse qualitative	28
II-2-2	Analyse quantitative	28
II-3	Etude de cas : Puits MD628	30
II-3-1	Critères de choix du puits MD628	30
II-3-2	Analyse de performance du puits par le logiciel PROSPER	31
II-3-3	Création d'un outil de contrôle ADE	33
II-3-4	Evaluation de l'effet de water bypass	36
Chapitre III : Simulation expérimentale dans les micro-modèles poreux et capillaires		
III-1	Plan de recherche	38
III-2	Caractérisation des échantillons	39
III-2-1	Produits utilisé	39
III-3	Mise au point et développement d'un nouveau dispositif d'Amott	40
III-4	Mise au point d'un modèle capillaire à mouillabilité mixte	41
III-4-1	Mode opératoire	42
III-4-2	Résultats et discussions	43
III-5	Mise au point des micro-modèles poreux et fracturé	44
III-5-1	Paramètres pétrophysiques des échantillons	44
III-5-2	Déplacement de l'huile	45
III-6	Evaluation économique	47
	Conclusion	48
	Recommandations	49
	Bibliographies	50
	Annexes	53

Liste des figures

Figure I.1 : Procédure de l'analyse SARA	04
Figure I.2 : Structure d'une molécule de paraffine	04
Figure I.3 : Structure d'une molécule de résine	05
Figure I.4 : Procédure de séparation de la fraction asphalténique	05
Figure I.5 : Structure d'une molécule d'asphaltènes	06
Figure I.6 : Schéma de comportement d'agrégation	07
Figure I.7 : Evolution du potentiel électrostatique à partir d'une surface chargée et position du plan de cisaillement associée au potentiel zêta	08
Figure I.8 : Schéma d'une goutte d'huile déposée sur une surface minérale en présence d'une phase aqueuse mouillante	09
Figure I.9 : Stabilité stérique et déstabilisation des asphaltènes	09
Figure I.10 : Mécanisme de précipitation des asphaltènes	11
Figure I.11 : Photos microscopiques montrant l'agrégation des asphaltènes	11
Figure I.12 : (a) Schéma de la précipitation, l'agrégation et la déposition des asphaltènes dans le tubing. (b) Diagramme typique (pression-température)	12
Figure I.13 : Précipitation des asphaltènes dans le milieu poreux	13
Figure I.14 : Effet de la température sur la solubilité des asphaltènes	13
Figure I.15 : Localisation des dépôts d'asphaltènes	14
Figure I.16 : Tensions interfaciales et forces capillaires	15
Figure I.17 : Système mouillable à l'eau et système mouillable à l'huile	15
Figure I.18 : Adsorption des asphaltènes sur la surface des grains de la roche réservoir	16
Figure I.19 : Schéma montrant le phénomène de Water bypass	16
Figure I.20 : Changement de la perméabilité relative de la roche réservoir sous l'effet de Water bypass	17
Figure I.21 : Courbes de pression capillaire	18
Figure I.22 : Milieu poreux	19
Figure I.23 : Modèle de doublet de pore	20
Figure I.24 : Variation des perméabilités relatives pour un système huile/eau	21
Figure I.25 : Profil de récupération d'un réservoir conventionnel	22
Figure I.26 : Représentation schématique d'un tensioactif	23
Figure I.27 : Différentes formes des micelles	24

Figure I.28 : Différents types de microémulsions selon l'efficacité et la nature du système amphiphile	25
Figure II.1 : Echantillon broyé d'un dépôt organique	29
Figure II.2 : Résultats de traitement par solvants aromatiques	29
Figure II.3 : Résultats de test par calcination	29
Figure II.4 : Pertes de charge possible dans un système de production et position des nœuds	31
Figure II.5 : Analyse nodale de puits MD628	33
Figure II.6 : Profil de température en fonction de la profondeur	33
Figure II.7 : Diagramme pression / température de l'enveloppe de dépôt d'asphaltènes	34
Figure II.8 : Enveloppe de dépôts d'asphaltènes (ADE)	36
Figure II.9 : Evolution de la production de puits MD628	36
Figure III.1 : Granulométrie de sable utilisé	39
Figure III.2 : Représentation schématique des étapes d'imbibition spontanée (a), d'immersion dans l'huile (b) lors du test de mouillabilité et le dispositif d'Amott (c)	41
Figure III.3 : Modèle capillaire, et micro-modèles poreux et fracturés	42
Figure III.4 : Mouillabilité dans les capillaires hydrophiles et hydrophobes	43
Figure III.5 : Analyse minéralogique de sable utilisé	44
Figure III.6 : Représentation schématique de dispositif de drainage	45
Figure III.7 : Variation des perméabilités des micro-modèles poreux	45

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Analyse élémentaire des asphaltènes selon Speight	06
Tableau I.2 : Analyse élémentaire des asphaltènes de Hassi Messaoud	06
Tableau I.3 : Types des microémulsions et leurs caractéristiques	25
Tableau II.1 : Caractéristiques pétrophysiques moyennes du réservoir cambro-ordovicien (Data bank. DP Sonatrach 2019)	28
Tableau II.2 : Plate-forme de puits MD628	30
Tableau II.3 : Intervalles de perforation (Voir annexe C)	30
Tableau II.4 : Résultats des tests de jaugéag (Data Bank. DP Sonatrach 2019)	32
Tableau II.5 : Résultats des tests de Build up (Data Bank. DP Sonatrach 2019)	32
Tableau II.6 : Résultats de l'analyse moyenne de l'eau récupérée	37
Tableau III.1 : Résultats de test d'Amott	41
Tableau III.2 : Taux de récupération	43
Tableau III.3 : Porosité des micro-modèles	44
Tableau III.4 : Résultats de test de déplacement par la saumure (P = 1 Psi)	46
Tableau III.5 : Résultats de test de déplacement par la saumure (P = 2 Psi)	46
Tableau III.6 : Résultats de test de déplacement par la saumure (P = 3 Psi)	46
Tableau III.7 : Résultats de test de déplacement par la microémulsion (P = 1 Psi)	46
Tableau III.8 : Résultats de test de déplacement par la microémulsion (P = 2 Psi)	46
Tableau III.9 : Résultats de test de déplacement par la microémulsion (P = 3 Psi)	47

Liste des abréviations

SARA	Saturé, Aromatique, Résine, Asphaltène
pmm	Particule par million
Π	Pression de disjonction
P_f	Pression apparente
P_γ	Pression dans la phase aqueuse
CMC	Concentration micellaire critique
AOP	Asphalten Onset pressure
γ_{1S}	Tension interfaciale entre le fluide 1 et le solide en mN/m
γ_{2S}	Tension interfaciale entre le fluide 2 et le solide en mN/m
γ_{12}	Tension interfaciale entre les deux fluides 1 et 2 en mN/m
θ	Angle de contact en degré
$\Delta P_{oil/water}$	Différence de pression au niveau de la goutte d'huile piégée et de la phase aqueuse environnante en Pa
R_1, R_2	Rayons de part et d'autre de la goutte d'huile en m
$\gamma_{oil/water}$	Tension interfaciale entre l'eau et l'huile en mN/m
P_C	pression capillaire.
r	rayon de capillaire
ρ	Masse volumique en kg/ m ³
h	Hauteur de la colonne de fluide en m
g	Accélération de la pesanteur en m/s ²
Q	Débit m ³ /h
k	Perméabilité (m ²)
A	Section de passage de fluide (m ²)
dp	Différence (Pascal)
μ	Viscosité dynamique (Pascal.S)
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 (%)
V_W	Volume d'eau (m ³)
V_O	Volume d'huile (m ³)
V_G	Volume de gaz (m ³)
V_p	Volume des pores (m ³)
EOR	Enhanced Oil Recovery
ϕ_f	Porosité de la fracture (%)
ϕ_t	Porosité totale (%)
ϕ_l	Porosité intergranulaire (%)
S_{wi}	Saturation d'eau irréductible (%)
$V_{sh_{moy}}$	Volume d'argile moyen (%)
GOR	Gas oil ratio
API	American Petroleum institut (densité API)
ADE	Enveloppe de dépôts d'asphaltènes
IPR	Inflow performance Relation Ship
Q_H	Débit d'huile (m ³ /h)
Q_w	Débit d'eau (l/h)
K_H	Perméabilité horizontale (md.m)
BHP	Bottom hole pressure (kg/cm ³)
TPC	Tubing Performance Curve
WHT	Well Head Temperature °C
T_R	Température de formation °C
PVC	Chlorure de polyvinyle
DDBS	Dodecyl benzène sulfonate
V_{wd}	Volume d'eau de drainage (ml)
V_{wimb}	Volume d'eau d'imbibition (ml)
V_{od}	Volume d'huile de drainage (ml)
V_{oimb}	Volume d'huile d'imbibition (ml)
I_o	Indice de mouillabilité à l'huile
I_w	Indice de mouillabilité à l'eau
I_{wo}	Indice de mouillabilité global
W	Poids de la goutte (kg)



Introduction

Introduction

La précipitation des asphaltènes et la baisse de la production de pétrole qui en résulte sont depuis longtemps considérées comme un problème grave pour les réservoirs de pétrole. On sait que le dépôt de ces fractions d'huile de haut poids moléculaire dans les espaces de pores contribue de manière significative à la formation d'un film oléophile (oil wet) sur les parois des capillaires causant l'altération de la mouillabilité et à l'augmentation de la portion d'eau produite (un Water cut élevé). Bien que le phénomène ait déjà été étudié et documenté dans plusieurs expériences de laboratoire, de nombreux résultats sont masqués par la limitation de la précipitation non uniforme d'asphaltènes dans tout l'échantillon. Cela entraîne des hétérogénéités rendant beaucoup de mesures macroscopiques très difficiles à analyser. En conséquence, le phénomène de Water Bypass causé par le dépôt dans la roche réservoir et son impact sur les caractéristiques de la roche et la dynamique des fluides n'est pas encore bien compris, et c'est l'objet de notre étude.

Dans ce présent travail, notre équipe a mis en point et développer des techniques pour une reconstitution approchée des réservoirs pétroliers des phénomènes capillaires en trois systèmes :

- Un milieu capillaire à mouillabilité mixte.
- Un milieu poreux altéré et non endommagé
- Un milieu fracturé et un autre fracturé altéré

A cet effet le système capillaire à mouillabilité mixte a été développé sur la base des tubes capillaires en verre et des tubes en matière plastique (pvc) à l'intérieur des tubes en verre.

Le système poreux a été conçu sur la base de sable et le milieu altéré constitué sable et de matière hydrophobe (PVC).

Le système poreux fracturé a été préparé à base de sable et des fractures créés à l'aide de tube en verre et altéré par des capillaires en PVC.

Dans le même axe de recherche la mouillabilité de la matrice a été déterminée par un nouveau dispositif d'Amott.

Ce nouveau dispositif a été mis en point et développer dans le laboratoire de pétrophysique du département de production, faculté des hydrocarbures, énergies renouvelables et sciences de la terre et l'univers de Ouargla.

Cette méthode se repose sur l'utilisation de granulats, grains et poudres à la place des carottes utilisées dans le dispositif classique d'Amott.

L'objectif de notre projet de recherche consiste à la mise en évidence de Water Bypass causé par le dépôt d'asphaltènes (il s'agit donc en premier lieu de concevoir des installations simples et originales pour simuler le Water Bypass et le phénomène de l'altération de la mouillabilité par le dépôt et ses conséquences.

Et enfin on a proposé un traitement pour la récupération assistée tertiaire par l'injection de système de nanomatériaux constitué de micelles.

L'étude présentée dans ce document comporte deux parties (partie théorique et partie pratique) et trois chapitres:

Dans le premier chapitre intitulé « Revue de la littérature » contient des généralités sur la composition de pétrole brut, la précipitation des asphaltènes et leur impact sur le changement des caractéristiques pétrophysiques de la roche réservoir.

Le chapitre II constitue une partie essentielle de notre étude. L'accent a été mis sur les méthodes d'analyse des dépôts organiques, la modélisation de dépôts d'asphaltènes et leur évaluation.

Le dernier chapitre III renferme les caractérisations des échantillons, le nouveau dispositif d'étude de la mouillabilité Amott et les trois systèmes capillaire, poreux et fracturé avec les résultats des essais et leurs interprétations.



Chapitre I :

Revue de la littérature

I- Revue de la littérature

Dans la théorie, chaque roche peut se comporter comme roche réservoir pouvant emmagasiner des fluides : eau, pétrole et gaz.

Les propriétés de transfert des fluides dans le milieu poreux sont liées à la complexité géométrique de la structure du réseau. Cette structure complexe est caractérisée par des propriétés géométriques liées à la forme (morphologiques) et à la connexion (topologiques) entre les pores. [2]

En outre, la composition de pétrole brut a un effet remarquable sur le taux de récupération. Les différentes propriétés des divers constituants de brut ont l'impact sur le changement des caractéristiques pétrophysiques de la roche réservoir ceci qui se manifeste lors de changements des conditions thermodynamiques. [2]

Ce chapitre va aborder la composition et les propriétés des fractions lourdes de brut, ainsi que l'écoulement de pétrole au sein de milieu poreux et les propriétés pétrophysiques de celui-ci.

I-1 Composition de pétrole brut

Le pétrole brut est une dispersion colloïdale, où la taille des objets colloïdaux est comprise entre 1 nm et 1 μm pour que le mélange demeure homogène de telle sorte que les particules sont soumises au mouvement brownien.

Pratiquement, l'huile est considérée comme un mélange complexe constitué principalement d'hydrocarbures environ 90% de sa composition et d'autres dérivées inorganiques comme : le soufre, l'oxygène, l'azote et des composés organométalliques.

Les hydrocarbures présents dans l'huile peuvent être classés en quatre catégories selon la procédure de l'analyse SARA (fig I.1) :

- Les saturés : alcanes et cycloparaffines.
- Les aromatiques : hydrocarbures mono et diatomiques ; comme le benzène, le naphthalène...etc.
- Les résines : des fractions constituées par des molécules polaires contenant des hétéroatomes.
- Les asphaltènes : sont des fractions lourdes et polaires de pétrole avec un noyau polyaromatique. [3]

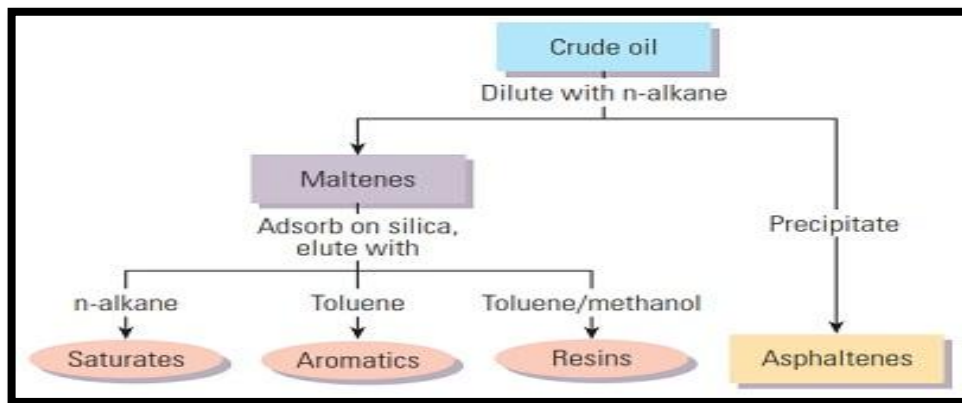


Figure I.1 : Procédure de l'analyse SARA [3]

I-2 Définition de milieu dispersé

I-2-1 Les paraffines

Sont des alcanes linéaires saturés souvent à chaîne non cyclique (fig I.2) dont la masse moléculaire se situe entre 275 et 600 g/mol, on trouve aussi des paraffines constituées d'alcanes ramifiés (iso-alcanes) dont :

- Les paraffines liquides : dont la formule est C_nH_{2n+2} avec n est inférieur à 18, ont une viscosité de 25 à 80 mPa.s.
- Les paraffines huileuses : appelées aussi paraffines pâteuses dont la viscosité est de 110 à 230 mPa.s. [4]

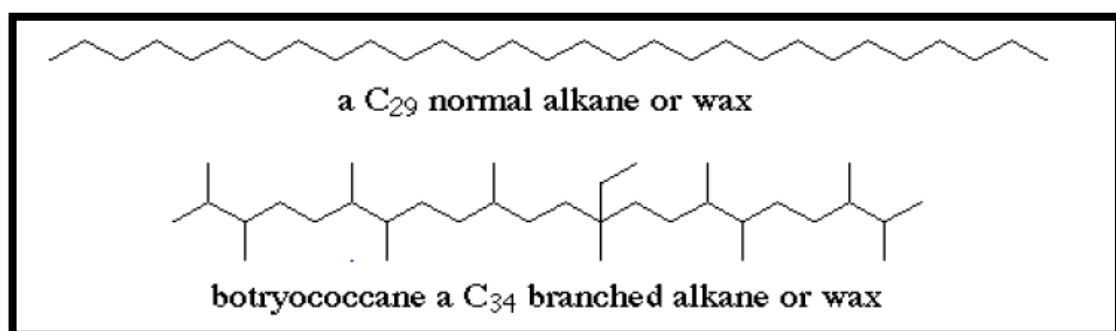


Figure I.2 : Structure d'une molécule de paraffine [4]

I-2-2 Les résines

Les résines sont considérées comme homologues des asphaltènes, avec un poids moléculaire inférieur et une structure moins condensée (fig I.3). Sont des substances solubles dans des solvants tels que : le pentane et l'heptane. L'analyse élémentaire des résines montre que le rapport H/C est plus élevé que celui des asphaltènes. On recense un

rapport H/C moyen de $1,5 \pm 0,1$, les résines sont donc plus hydrogénées que les asphaltènes. [5]

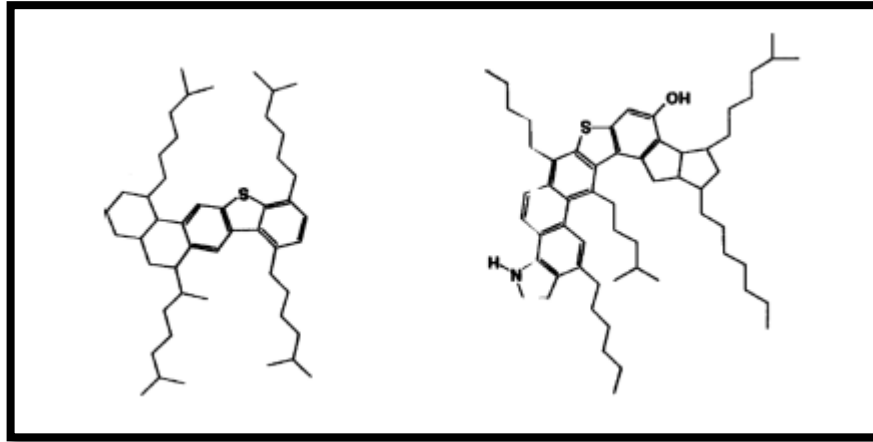


Figure I.3 : Structure d'une molécule de résine [5]

I-2-3 Les asphaltènes

I-2-3-1 Définition

Les asphaltènes sont un mélange polydispersé de la fraction la plus lourde et la plus polarisable de l'huile brut. Dans les opérations modernes, les asphaltènes sont définis en terme de solubilité, sont complètement solubles dans les solvants aromatiques, tels que : le benzène, le toluène ou le xylène mais insolubles dans les solvants paraffiniques légers tels que : n-pentane (figI.4) ou n-heptane. [6]

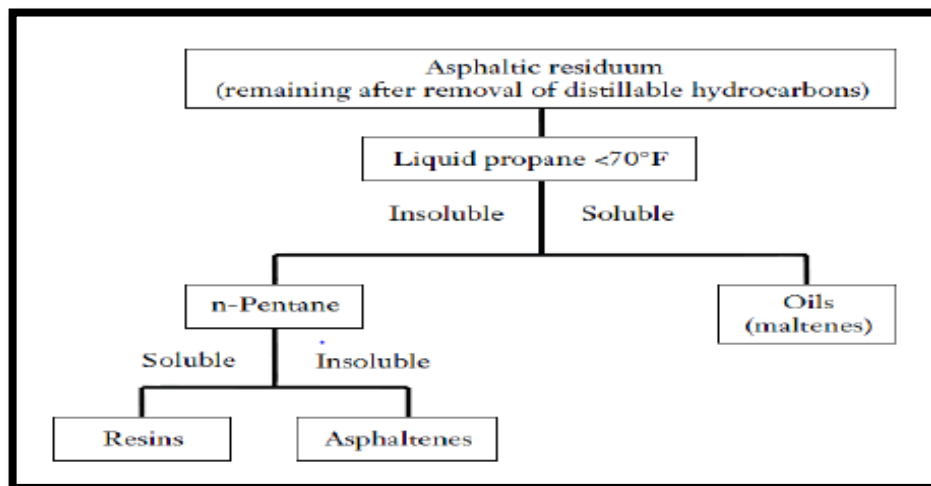


Figure I.4 : Procédure de séparation de la fraction asphalténique [6]

I-2-3-2 Composition et poids moléculaire des asphaltènes

Comme décrit avant, les asphaltènes sont constituées principalement de carbone, d'hydrogène, d'azote et d'oxygène et contiennent des traces de vanadium et de nickel (fig II.5). [7]

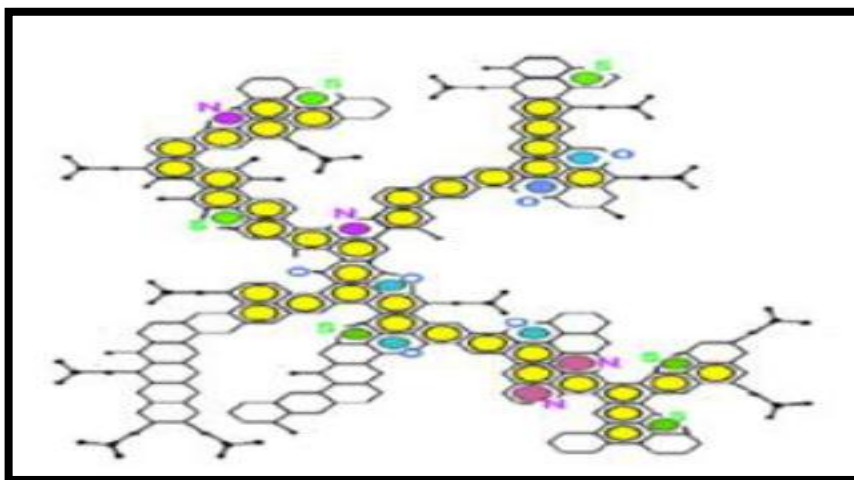


Figure I.5 : Structure d'une molécule d'asphaltènes [8]

Speight et Moschopedis (1981) indiquent la composition élémentaire du carbone et d'hydrogène des asphaltènes montrée dans le tableau (I.1). [9]

Tableau I.1 : Analyse élémentaire des asphaltènes selon Speight [9]

Composition élémentaire	Poids (%)
Carbone	80,43 – 88,65
Hydrogène	7,44 – 11,10
Azote	0,6 – 3,3
Soufre	0,3 – 10,3
Oxygène	0,3 – 4,9

Le vanadium : 1 – 1200 mg/l.

Le nickel : 1 – 150 mg/l.

L'analyse élémentaire des asphaltènes bruts de Hassi Messaoud est donnée dans le tableau (I.2) suivant :

Tableau I.2 : Analyse élémentaire des asphaltènes de Hassi Messaoud [10]

Composition élémentaire	Teneurs (%)
Carbone	83,82
Hydrogène	7,4
Azote	0,44
Soufre	0,49
Oxygène	7,85
Rapport H/C	1,05

Remarque :

Le rapport entre les atomes d'hydrogène de carbone détermine le degré d'aromaticité d'huile ou de sa fraction.

- Les asphaltènes ont un poids moléculaire très élevé : 840 à 4900 g/mol. [8]
- Leur formule chimique est : $C_{74}H_{87}NS_2O$ + des métaux. porphyrines

I-2-3-3 Structure moléculaire des asphaltènes

La structure détaillée des asphaltènes est encore mal connue jusqu'à présent. Les modèles proposés sont ceux de Pfeiffer et Saal et par Yen.

Modèle Pfeiffer

Selon Pfeiffer et Saal, les asphaltènes forment des entités micellaires entourés et stabilisés par les résines et autres constituants du brut. Ils ont suggéré qu'il existe une transition continue entre les entités les plus polaires et les entités les moins polaires. [11]

Lorsque la quantité des résines diminue, les forces attractives se créent, ce qui entraîne une association des micelles conférant au milieu une structure du type gel.

Modèle de Yen

En 1967, Yen a proposé un modèle décrivant la structure des asphaltènes. Cette dernière peut être envisagée à deux échelles : la microstructure (0,5 – 40 Å) correspondant à des entités dont la dimension est de l'ordre de quelques centaines à quelques milliers de nanomètre et la macrostructure (40 - 2000 Å) qui peut résulter d'une association de ces entités entre elles ou avec des hydrocarbures pour former des édifices plus importants. [11]

I-3 Stabilité de milieu dispersé

Cette stabilité de milieu est basée sur la théorie DLVO, Derjaguin, London, Vervy, et Overbeek ont développé une théorie de la stabilité colloïdale. Elle est basée sur les forces d'interaction entre les interfaces des particules et leur comportement d'agrégation (fig I.6), et interpréter aussi les dépôts particuliers dans les milieux poreux. [12]

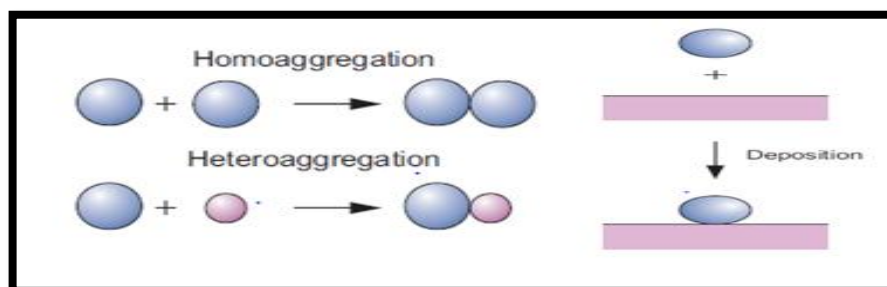


Figure I.6 : Schéma de comportement d'agrégation [12]

I-3-1 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 solidement sa couche de Stern et une partie de sa couche diffuse (fig I.7). [13]

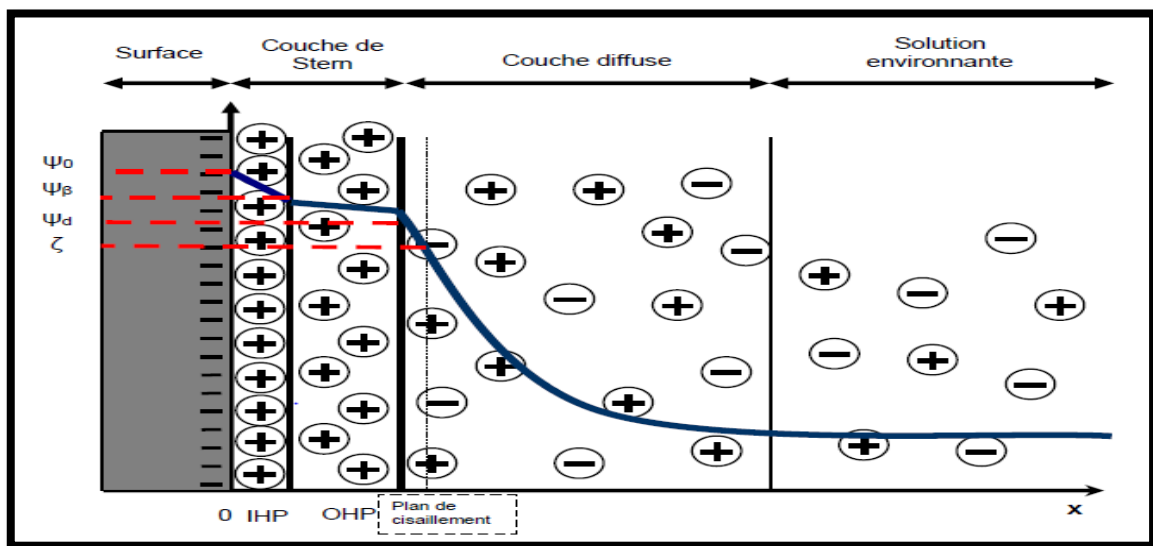


Figure I.7 : Evolution du potentiel électrostatique à partir d'une surface chargée et position du plan de cisaillement associée au potentiel zêta [13]

I-3-2 Adsorption

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.

L'aspect moléculaire de l'adsorption qui tient compte des mécanismes de complexation de surface ou d'interactions électrostatiques entre les particules et les surfaces. Cette approche qui propose une explication de la formation d'un film de particules autour des grains. [14]

I-3-3 Pression de disjonction

Selon la figure (I.8) 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. [15]

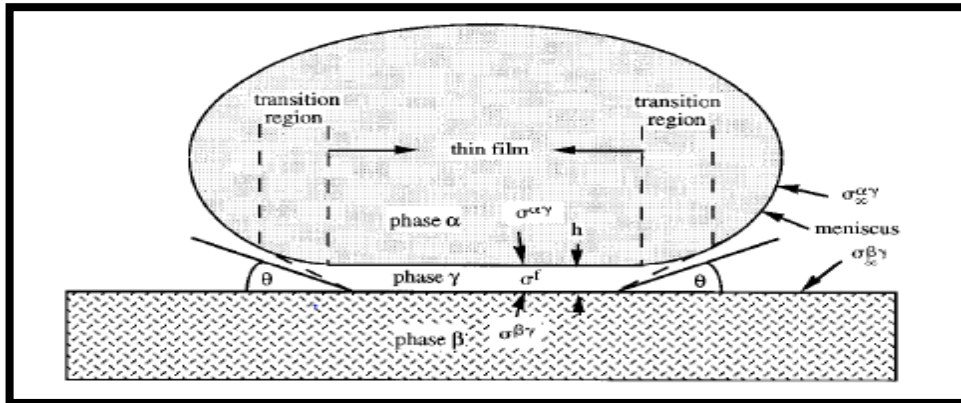


Figure I.8 : Schéma d'une goutte d'huile déposée sur une surface minérale en présence d'une phase aqueuse mouillante [15]

On définit donc dans le modèle de pression de disjonction, une pression Π vérifiant l'équation (I.1) :

$$\Pi = P_f - P_\gamma \quad (\text{I.1})$$

Où P_f : la pression apparente.

P_γ : la pression dans la phase aqueuse.

I-4 Stabilité des asphaltènes

Généralement, les résines agissent comme agents peptisants (fig I.9), dans ce sens les résines semblent offrir une transition entre les plus polaires (asphaltènes) et les fractions relativement non polaire (huile) dans le pétrole, ce qui a permis de maintenir les asphaltènes en solution. Murzakov et autres ont étudié la stabilité micellaire des asphaltènes dans des solutions de benzène au moyen d'analyse de sédimentation gravimétrique et ont constaté que l'ajout de 2 à 8 % en poids des résines à la solution diminue la quantité d'asphaltènes précipitée par le n-heptane. [16]

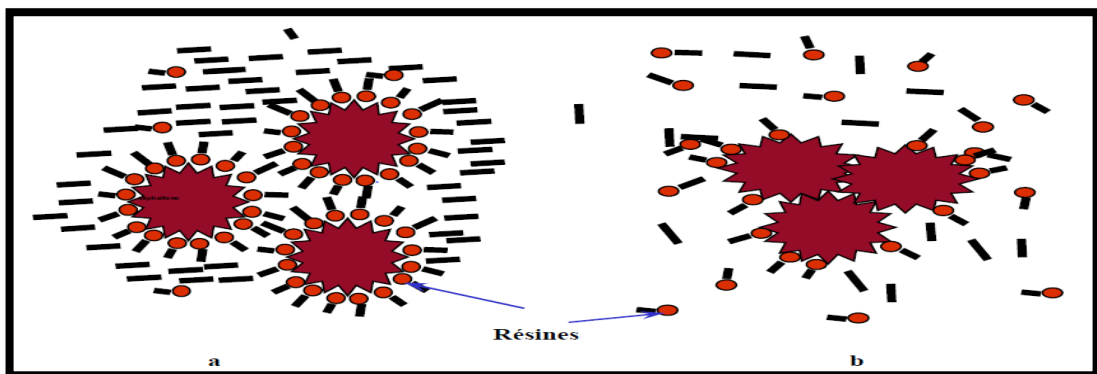


Figure I.9 : Stabilité stérique et déstabilisation des asphaltènes [16]

I-5 Propriétés des asphaltènes

I-5-1 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 :

- Fraction acide : formée par des fonctions carboxyliques et phénoliques représentant 30 % de l'ensemble des fractions.
- Fraction neutre : près de 45 %.
- Fraction basique : en particulier les fonctions azotées et soufrées 30 %. [16]

I-5-2 Propriétés électrocinétiques

Lorsqu'une solution d'asphaltène 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 met en évidence l'importance des interactions dipôles – dipôles. [16]

I-5-3 Propriétés colloïdales

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. [16]

I-5-4 Propriétés de surface

Les asphaltènes sont caractérisés par une énergie de surface très élevée de fait que sont les composés les plus polaires du pétrole brut. Les charges électriques à la surface des agrégats induisent un transfert de charges entre les particules organiques et le solvant. [16]

I-6 Précipitation des asphaltènes

I-6-1 Micellisation

Dans certaines conditions physico-chimiques, les micelles s'assemblent et forment des particules, puis des amas de particules d'asphaltènes (fig I.10), dont la masse molaire peut atteindre 100 000 g/mol. En particulier, un déficit de résines par rapport à la

concentration des asphaltènes entraîne l'agglomération de ces derniers. 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. [17]

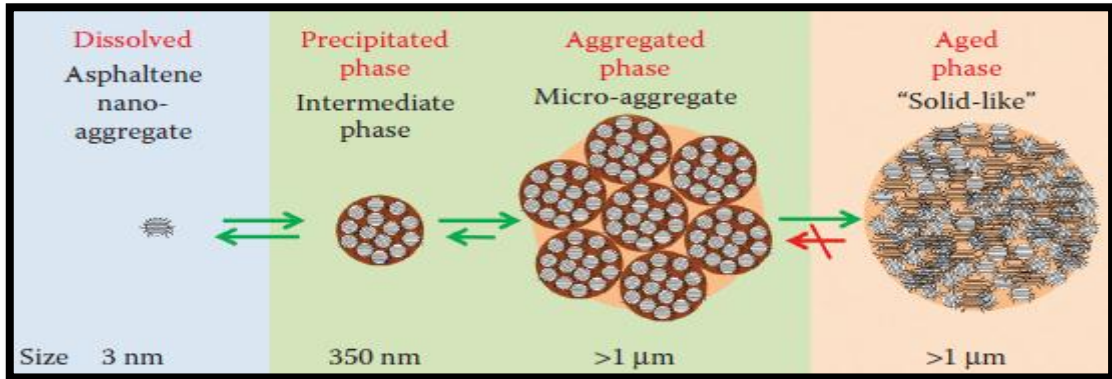


Figure I.10 : Mécanisme de précipitation des asphaltènes [17]

I-6-2 Flocculation

Le processus de floculation dépend de plusieurs facteurs. En général, la floculation a lieu lorsque 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 comme s'est montré dans la figure (I.11) ci-dessous : [18]

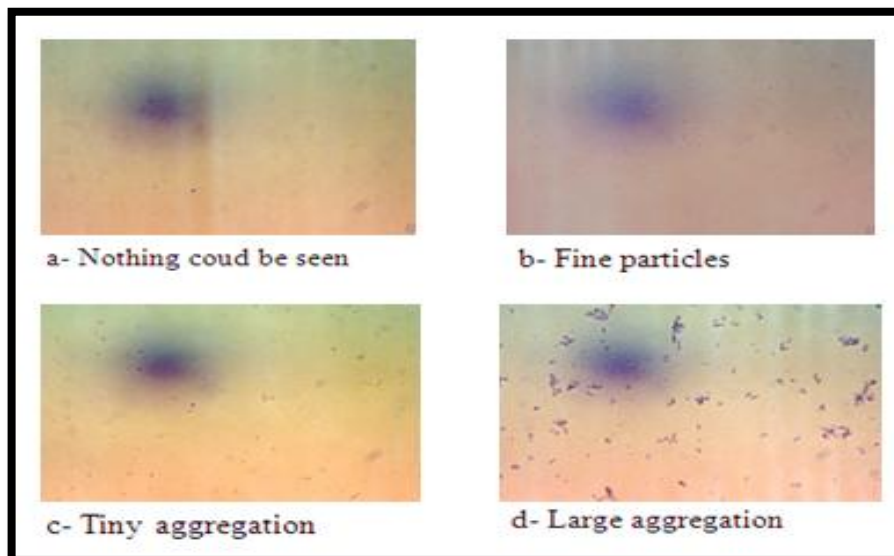


Figure I.11 : Photos microscopiques montrant l'agrégation des asphaltènes [18]

Une liste a été proposée par J.Kuczynski renfermant les paramètres favorisant le processus de floculation, il est plus fort si : [19]

- Les dérivées les plus riches en hétéroatomes.
- Le rapport acide-base est plus déséquilibré.
- Les molécules sont plus rigides donc plus aromatiques.
- La masse moléculaire est plus grande.
- Les substituants alkyle sont plus courts.
- L'énergie de surface est plus grande.
- Les liaisons hydrogènes intramoléculaires sont nombreuses.

I-7 Facteurs influençant sur la déposition des asphaltènes

I-7-1 Paramètres thermodynamiques

✚ La pression :

La figure (I.12) ci-dessous représente le diagramme pression-température pour un certain échantillon d'huile.

Lorsque la pression diminue, l'huile gonfle à cause de la libération des fractions d'hydrocarbures légers dans l'huile. Les asphaltènes quittent la phase huileuse précipitent et forment une phase séparée. Les asphaltènes apparaissent à une pression dite : Asphalten Onset Pressure, représentée par le point A. [17]

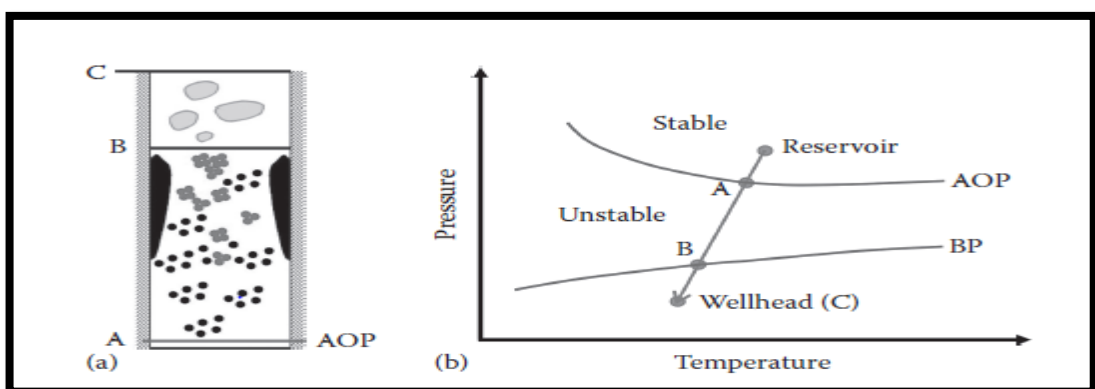


Figure I.12 : (a) Schéma de la précipitation, l'agrégation et la déposition des asphaltènes dans le tubing. (b) Diagramme typique (pression-température). [17]

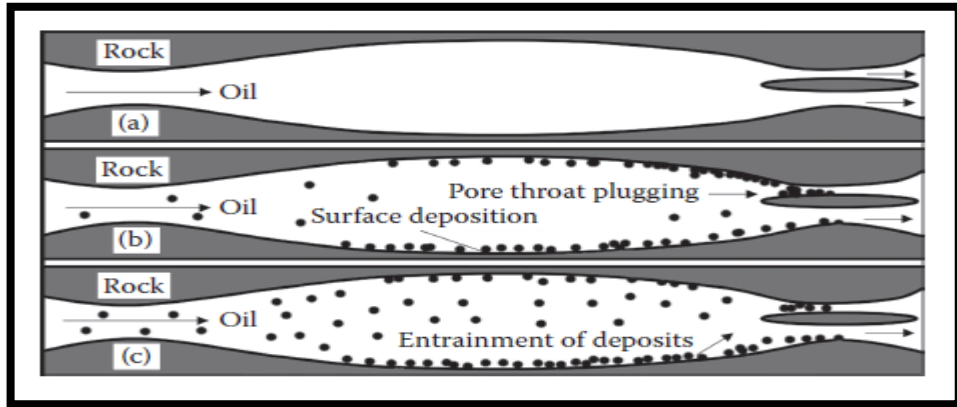


Figure I.13 : Précipitation des asphaltènes dans le milieu poreux [17]

✚ La température :

En 1992, Thomas a montré que la solubilité des asphaltènes augmente avec l'augmentation de la température (fig I.14). [20]

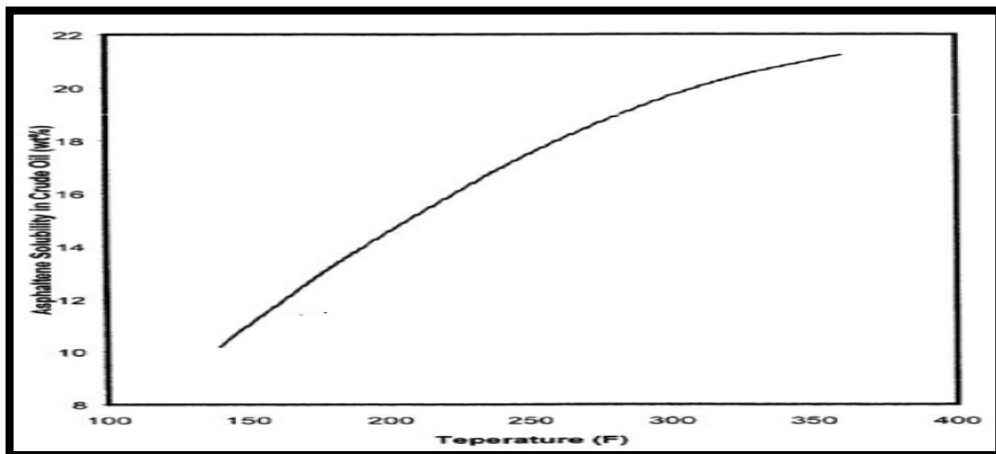


Figure I.14 : Effet de la température sur la solubilité des asphaltènes [20]

I-7-2 Vitesse de filtration d'huile

Ce facteur est bien observé avec l'application d'un champ électrique. Le brut au cours de son mouvement à travers la roche réservoir produit un potentiel. Ainsi, ce dernier peut être responsable de la déposition des asphaltènes, de telle sorte que, plus la vitesse d'écoulement est élevée plus que le potentiel généré est élevé. [21] Le phénomène est plus important lors d'une chute excessive de la pression surtout aux abords de puits, où le volume de filtration est plus réduit.

I-7-3 Acidification matricielle

Le traitement matriciel lors des opérations de stimulation cause la précipitation des asphaltènes (Sludje) et la formation d'émulsions de films rigides. [22]

I-7-4 Eau de formation

Une formation d'eau a pH acide peut déstabiliser les micelles d'asphaltènes, entraînant la formation et le dépôt de films rigides. Aussi, le contact huile/eau pourrait devenir une source majeure d'émulsions et de films rigides qui diminuent la productivité du puits. La floculation des asphaltènes a été aussi observée parfois avec la percée d'eau (aussi bien de l'aquifère naturel que de l'eau d'injection). Elle est due vraisemblablement à un apport de sels métalliques. [22]

I-8 Localisation et problèmes liés aux asphaltènes

La précipitation des asphaltènes peut se produire dans la roche réservoir cause l'altération de sa mouillabilité, elle se manifeste aussi au cours de la production pétrolière, le transport et le raffinage (fig I.15) conduisant à des majeurs problèmes résumés dans les points suivants :

- Altération de la mouillabilité de la roche réservoir
- Réduction de la perméabilité de la formation.
- Réduction de la productivité des puits.
- Bouchage des canalisations de transport. [23]



Figure I.15 : Localisation des dépôts d'asphaltènes [23]

I-9 Phénomènes capillaires

I-9-1 Tension interfaciale

C'est l'énergie de surface existant entre deux phases liquides non miscible dépend de la température, de la pression et de la composition initiale des fluides. Plus, la tension interfaciale est élevée, moins les deux fluides sont miscibles. [24]

Les interfaces fluides-solides sont à l'origine des forces d'adsorption et de répulsion. Les valeurs des forces capillaires par unités de surface représentent les tensions interfaciales γ_{1S} , γ_{2S} et γ_{12} où θ est l'angle de contact (pris dans la phase fluide 1). A l'équilibre, ces tensions satisfont l'équation de Young :

$$\gamma_{1S} + \gamma_{12} \cos\theta = \gamma_{2S} \quad (I.2)$$

Où γ_{1S} : tension interfaciale entre le fluide 1 et le solide.

γ_{2S} : tension interfaciale entre le fluide 2 et le solide.

γ_{12} : tension interfaciale entre les deux fluides 1 et 2. [25]

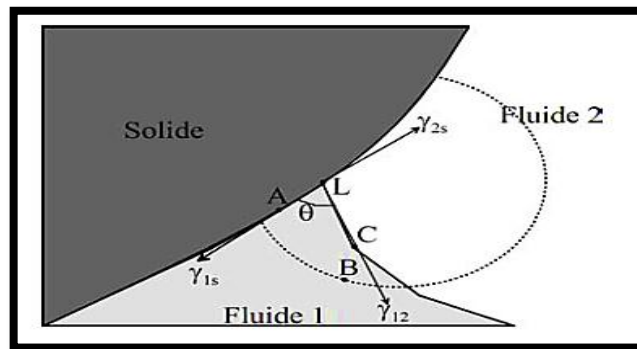


Figure I.16 : Tensions interfaciales et forces capillaires [25]

I-9-2 Mouillabilité

C'est l'aptitude d'une roche à être préférentiellement recouverte d'un film d'huile ou d'eau. La mouillabilité est une fonction de chimie de surface (interaction fluide-solide) liée aux forces de cohésion et les forces d'adhésion.

Dans un système roche/saumure/huile, la mouillabilité mesure la préférence de la roche pour l'huile ou l'eau, de telle sorte que le fluide mouillant : angle de contact $\theta < 90^\circ$ (fig I.17). [24]



Figure I.17 : Système mouillable à l'eau et système mouillable à l'huile [24]

La mouillabilité détermine la distribution des fluides dans le milieu poreux affectant les pressions capillaires, les saturations résiduelles et les perméabilités relatives. La mouillabilité est mesurée par plusieurs méthodes, celles les plus utilisées sont :

L'angle de contact et la méthode d'Amott. [24]

I-9-3 Phénomène de Water bypass :

La formation de film d'asphaltènes sur la surface des pores provoque le changement des propriétés de la roche réservoir. Ces changements sont principalement dus à l'adsorption des particules sur la surface des grains (fig I.18) constituant la matrice ce qui cause la modification de la mouillabilité. L'adsorption des asphaltènes conduit à la formation d'un film hydrophobe permettant au milieu de retenir de l'huile. [26]

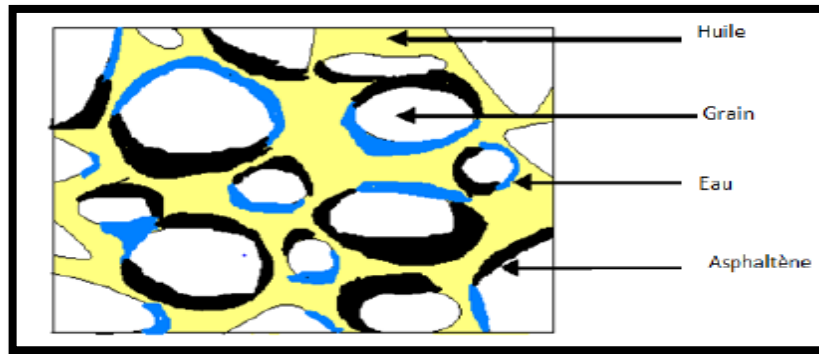


Figure I.18 : Adsorption des asphaltènes sur la surface des grains de la roche réservoir [26]

Dans tous les processus de récupération, la tension interfaciale entre la phase aqueuse et la phase huileuse est le paramètre principal. Un autre facteur important est que, lors d'un drainage à l'eau ; un grand volume de l'eau contourne le brut (fig I.19). [27]

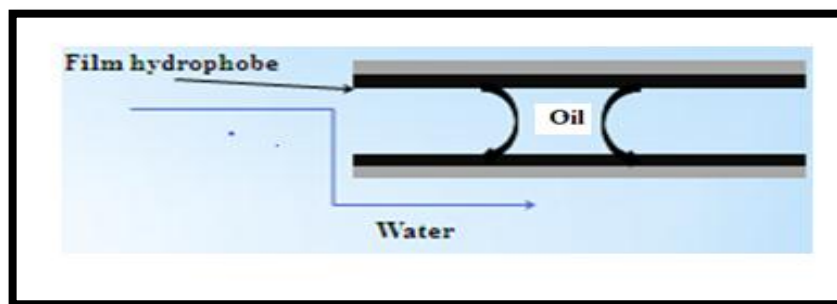


Figure I.19 : Schéma montrant le phénomène de Water by pass

La différence de pression au niveau de la goutte d'huile piégée et de la phase aqueuse environnante est donnée par l'équation (I.3) :

$$\Delta P_{\text{oil/water}} = 2 \cdot \gamma_{\text{oil/water}} \cdot \left(\frac{1}{R_1} - \frac{1}{R_2} \right) \quad (\text{I.3})$$

Ou : $\gamma_{oil/water}$: 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. [24]

Le Water bypass 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 effet important 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.20) montre l'effet de ce phénomène sur la perméabilité relative. [28]

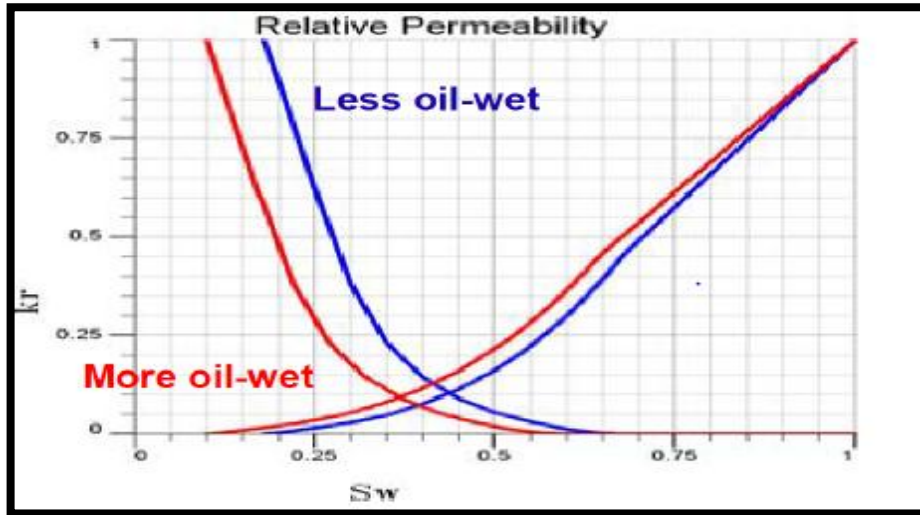


Figure I.20 : Changement de la perméabilité relative de la roche réservoir sous l'effet de Water bypass [28]

I-9-4 Pression capillaire

Différence de pression dans le milieu capillaire entre le fluide non mouillant et le fluide mouillant. Elle donnée par l'équation de Laplace (I.4) :

$$P_C = (2.\gamma.\cos\theta) / r \quad (I.4)$$

Ou P_C : pression capillaire.

γ : tension interfaciale entre les deux fluides.

θ : angle de contact.

r : rayon de capillaire.

Dans le cas expérimental, où le milieu poreux est simulé par une distribution des tubes capillaires, l'équation (I.5) devient :

$$P_C = (\rho_{\text{fluide mouillant}} - \rho_{\text{fluide non mouillant}}) g \cdot h \quad (I.5)$$

Ou ρ : masse volumique de fluide.

g : accélération de la pesanteur (m/s^2).

h : hauteur de la colonne de fluide dans le capillaire.

La répartition initiale des fluides dans un réservoir dépend de l'équilibre entre la pression capillaire et les forces de gravité. Les courbes de pression capillaire définissent la relation entre P_c et S_w d'après les essais en laboratoire sur carottes données par la figure (I.21) : [24]

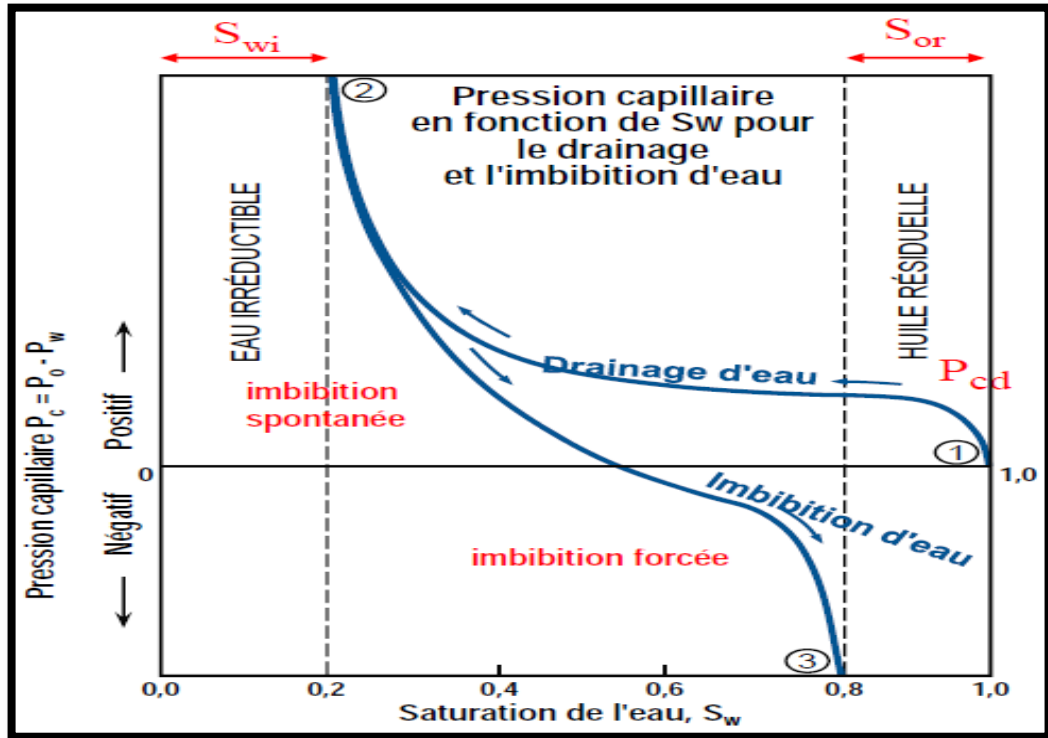


Figure I.21 : Courbes de pression capillaire [24]

I-9-5 Nombre capillaire

C'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 (I.6) suivante :

$$N_C = (\mu_w \cdot R_m \cdot v) / \gamma_{ow} \quad (I.6)$$

Ou : N_C : nombre capillaire.

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

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

v : vitesse de la phase aqueuse.

γ_{ow} : la tension interfaciale entre l'huile et l'eau. [29]

I-10 Paramètres pétrophysiques

I-10-1 Porosité

Elle correspond au pourcentage de vide, donnée par la formule (I.7) ci-dessous :

$$\phi = V_{\text{pores}} / V_{\text{total}} = (V_{\text{total}} - V_{\text{solide}}) / V_{\text{total}} \quad (\text{I.7})$$

On définit aussi la porosité totale ϕ_t , correspondant à tous les pores reliés ou non entre eux, et la porosité résiduelle ϕ_r qui ne tient compte que des pores isolés, comme montre la figure (I.22) : [30]

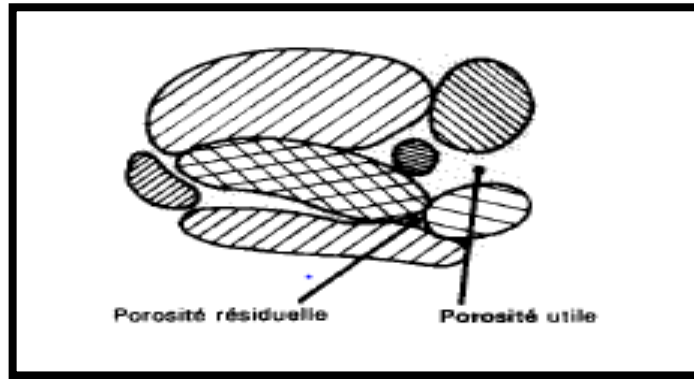


Figure I.22 : Milieu poreux [30]

I-10-2 Perméabilité

La perméabilité intrinsèque ou absolue d'une roche est l'aptitude de cette roche à laisser circuler à travers ses pores un fluide dont elle est saturée. Elle peut être chiffrée grâce à la loi de Darcy donnée par la formule (I.8) en système international S.I et la formule (I.9) en système pratique :

$$Q_{(m^3/S)} = k_{(m^2)} \cdot A_{(m^2)} \cdot dp_{(Pascal)} / \mu_{(Pascal.S)} \cdot dx_{(m)} \quad (\text{I.8})$$

$$Q_{(cm^3/S)} = k_{(Darcy)} \cdot A_{(cm^2)} \cdot dP_{(atm)} / \mu_{(cp)} \cdot dx_{(cm)} \quad (\text{I.9})$$

On distingue :

La perméabilité absolue : c'est la perméabilité de la roche entièrement saturée par un fluide. [30]

La perméabilité effective : perméabilité de la roche par rapport à un fluide ; quand la roche est seulement partiellement saturée par ce fluide, elle représente la mesure de la capacité des milieux poreux à laisser s'écouler un fluide en présence des autres.

La perméabilité relative : rapport de la perméabilité effective sur la perméabilité absolue, données par les formules (I.10), (I.11), (I.12) respectivement :

$$K_{ro} = K_o(S_w) / K(S_{wi}) \quad (\text{I.10})$$

$$K_{rw} = K_w(S_w) / K(S_{wi}) \quad (\text{I.11})$$

$$K_{rg} = K_g(S_w) / K(S_{wi}) \quad (\text{I.12})$$

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. [30]

I-10-3 Saturation

La saturation désigne le volume qu'occupe le fluide par rapport au volume des pores exprimée en pourcentage. La saturation en eau, huile et gaz est donnée par les lois (I.13), (I.14) et (I.15) respectivement : [30]

$$S_w = V_w / V_p \quad (\text{I.13})$$

$$S_o = V_o / V_p \quad (\text{I.14})$$

$$S_g = V_g / V_p \quad (\text{I.15})$$

Avec : $S_w + S_o + S_g = 100\%$ (I.16)

I-11 Ecoulements polyphasiques dans le milieu poreux

L'eau déplace l'huile contenue dans les pores plus facilement que ceux-ci sont plus fins car l'effet de capillarité vient s'ajouter aux forces extérieures. Le modèle du doublet de pore ou le snap-off de piégeage (fig I.23), permet d'illustrer des différences de sections transversales le long de l'écoulement possibles. Le doublet est constitué de deux pores parallèles l'un plus large que l'autre et dont les entrées et sorties sont connectées. Dans le cas où les forces capillaires sont négligeables, la vitesse d'avancée du front est supérieure dans le gros pore et le piégeage de l'huile dans le pore fin. Par contre, dans le cas où les forces capillaires sont dominantes, la vitesse d'avancée est plus grande dans le pore fin et le piégeage de la phase non mouillante à lieu dans le pore le plus large. [26]

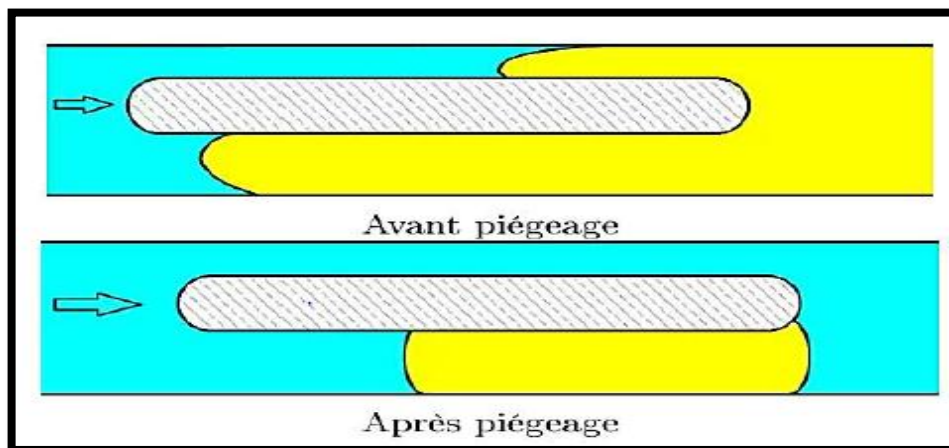


Figure I.23 : Modèle de doublet de pore [26]

L'écoulement de ces deux fluides (eau et huile) dans le milieu poreux a pour conséquences de réduire la perméabilité relative de chaque fluide. Les variations des perméabilités relatives sont représentées par la figure (I.24) :

- a. Lorsque la saturation en eau (S_w) diminue, la perméabilité relative de l'huile (K_{ro}) diminue et la perméabilité relative de l'eau (K_{rw}) augmente. Si la saturation en eau est inférieure à la saturation en eau connée (S_{wc}), seule l'huile coulera.
- b. Lorsque la saturation en eau (S_w) dans la roche est égale à la saturation en eau connée (S_{wc}), l'eau commence à couler.
- c. Le débit d'huile continue à diminuer car la saturation en eau augmente. Si la saturation en eau (S_w) est comprise entre la saturation en eau connée (S_{wc}) et 1 moins la saturation en l'huile irréductible (S_{or}), l'huile et l'eau coulent simultanément.
- d. Une fois que la saturation en eau (S_w) augmente jusqu'à 1 moins S_{or} , l'huile ne coule pas. [31]

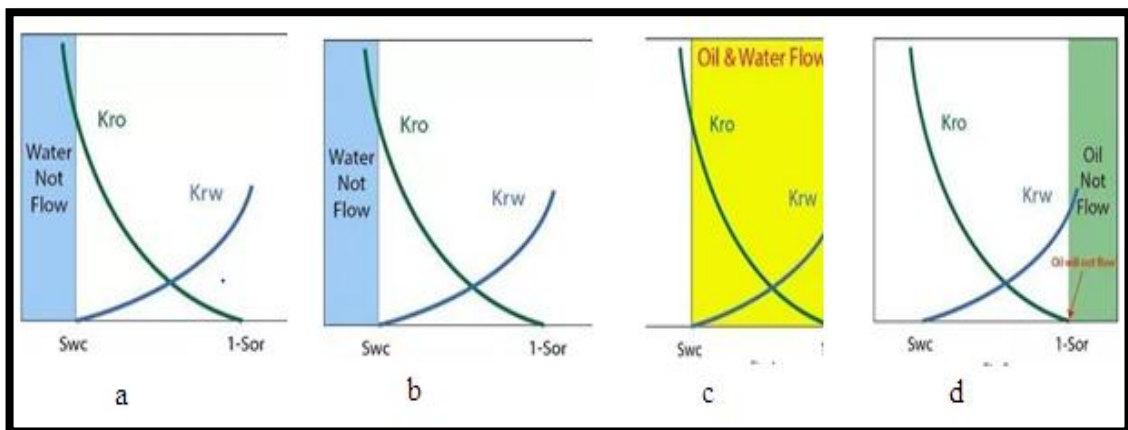


Figure I.24 : Variation des perméabilités relatives pour un système huile/eau [31]

I-12 Modes de récupération de brut

La récupération de pétrole peut être divisée en trois étapes (fig I.24) tels que : les récupérations primaire, secondaire et tertiaire. La pression du fluide présente dans le réservoir est le plus souvent supérieure à la pression hydrostatique .donc on distingue:

I-12-1 Récupération primaire

Le pétrole remonte spontanément à la surface, grâce à la différence de pression entre l'intérieur du réservoir pétrolier et la surface. Ce procédé permet, selon les réservoirs, de récupérer entre 5 et 30 % du pétrole en place. [32]

I-12-2 Récupération secondaire

Pour augmenter ce taux de récupération, les procédés secondaires consistent à injecter par un puits d'injection du gaz ou de l'eau afin de venir «pousser» le pétrole et de récupérer par le puits de production la fraction restée en place lors de la récupération primaire. Ces méthodes sont employées couramment sur les gisements suffisamment importants ; elles permettent d'atteindre un taux de récupération de l'ordre de 25% à 35% du pétrole en place. [32]

I-12-3 Récupération tertiaire (Enhanced Oil Recovery)

Permettent d'accroître d'avantage ces taux de récupération. Trois techniques distinctes peuvent être utilisées :

- L'EOR chimique : qui consiste à améliorer le balayage du pétrole par les microémulsions.
- L'EOR miscible : c'est l'injection de gaz tel que le CO₂ qui en se mélangeant au pétrole va favoriser sa production.
- l'EOR thermique qui en chauffant le pétrole augmente sa mobilité. Ces techniques permettraient un gain de 20% des taux de récupération dans la plupart des champs. [33]

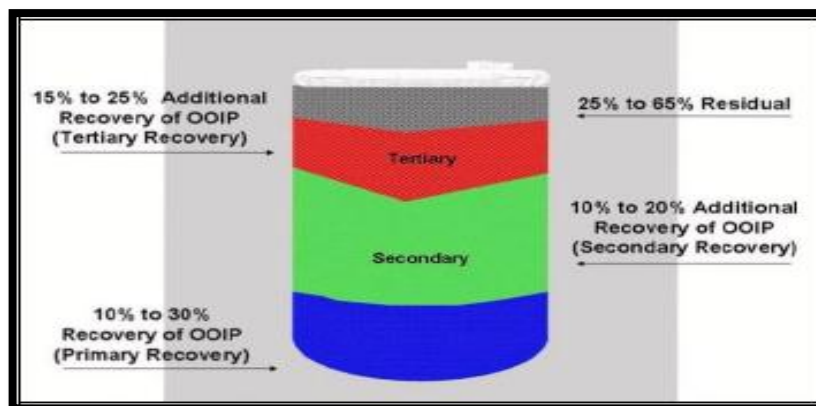


Figure I.25 : Profil de récupération d'un réservoir conventionnel [33]

I-12-4 Mécanismes de drainage

Le drainage est l'ensemble des mécanismes qui provoquent le déplacement des fluides de la roche réservoir vers le puits de forage.

On distingue :

- Le drainage naturel d'un puits.
- Le drainage assisté. [34]

I-13 Généralités sur les surfactants

I-13-1 Définition des tensioactifs

Sont généralement appelés agents de surface ou surfactants et sont en fait des molécules amphiphiles comme montre la figure (I.26). [35]

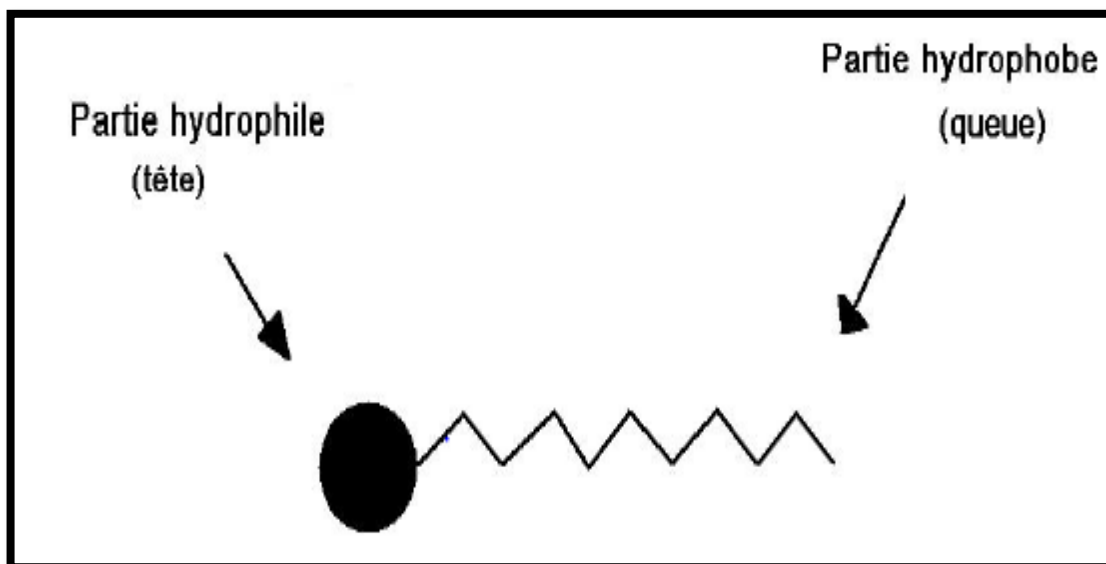


Figure I.26 : Représentation schématique d'un tensioactif [35]

I-13-2 Classification

a. Tensioactifs anioniques :

Se dissocient en milieu aqueux en donnant des ions chargés négativement, par exemple : sodium stearate, sodium oleate, sodium dodecyl sulphate et sodium dodecyl benzene sulphonate.

b. Tensioactifs cationiques :

Se dissocient en solution aqueuse en un cation organique et un contre-ion anionique, la majorité des tensioactifs cationiques sont des composés azotés de type sel d'amine grasse ou d'ammonium quaternaire comme : dodecyl lamine hydrochloride et hexadecyltrimethyl ammonium bromide.

c. Tensioactifs non-ioniques :

Ce type de tensioactifs possède le plus souvent une partie hydrophile constituée par une chaîne oxyéthylénée (-CH₂CH₂O-). La solubilité dans l'eau est liée aux dipôles localisés près des atomes d'oxygène, par exemple : polyethylene oxides, spans ou sorbitan esters et polyoxyethylene sorbitan esters ou tweens.

c. Tensioactifs zwitterioniques (amphotères) :

Dans la même molécule les deux caractères anionique et cationique produisent un tensioactif dit : zwitterionique ou amphotère. Dans la plupart des cas le pH qui détermine le caractère dominant : anionique à pH alcalin et cationique à pH acide. [36]

I-13-3 Formation de la micelle (Voir annexe A)

Une micelle est une association des molécules tensioactives sous forme de disque, sphère, cylindre, cylindre hexagonal et lamellaire (fig I.27). La micelle est caractérisée par son pouvoir solubilisant.

La micellisation est donc un mécanisme alternatif à l'adsorption observé au-dessus d'une concentration dite : la concentration micellaire critique (CMC) permettant de diminuer l'énergie interfaciale d'une solution de tensioactif. La micellisation permet une forte interaction eau-eau (liaison hydrogène) qui serait autrement empêchée si le tensioactif était en solution sous forme de molécules simples coincées entre les molécules d'eau de solvant. [37]

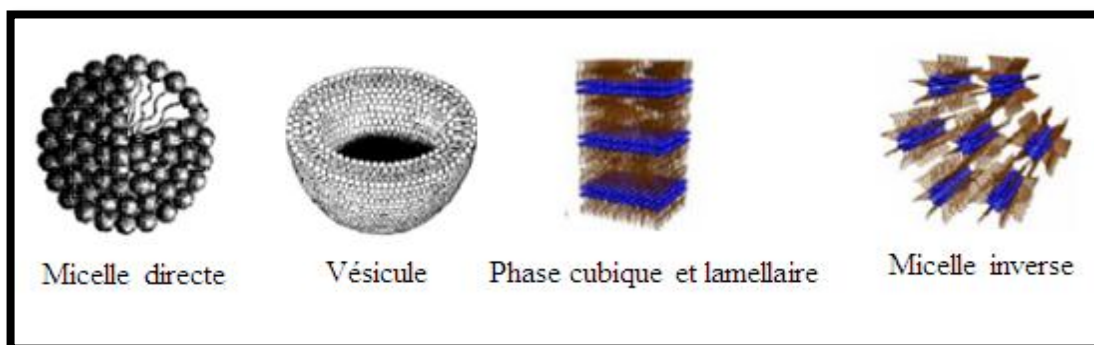


Figure I.27 : Différentes formes des micelles [16]

I-13-4 Point de Krafft

La solubilité des micelles montre une augmentation rapide au-dessus d'une certaine température connue sous le nom de point de Krafft. [37]

I-13-5 Point de trouble

C'est la température au-dessus de laquelle les tensioactifs non-ioniques ne dissocient pas en solution. [37]

I-13-6 Aperçu sur les nanoparticules

Les microémulsions sont des dispersions dont la taille des molécules est comprise entre 5 à 10 nm (Voir annexe B), constituées de deux liquides non miscibles stabilisées par

un film interfacial souple de molécules de tensioactifs, le plus souvent associés à un co-tensioactif. Elles se forment spontanément (fig II.28), et se caractérisent par une tension interfaciale γ_{int} entre l'huile et l'eau très basse (de l'ordre de 10^{-2} à 10^{-4} mN/m). [38]

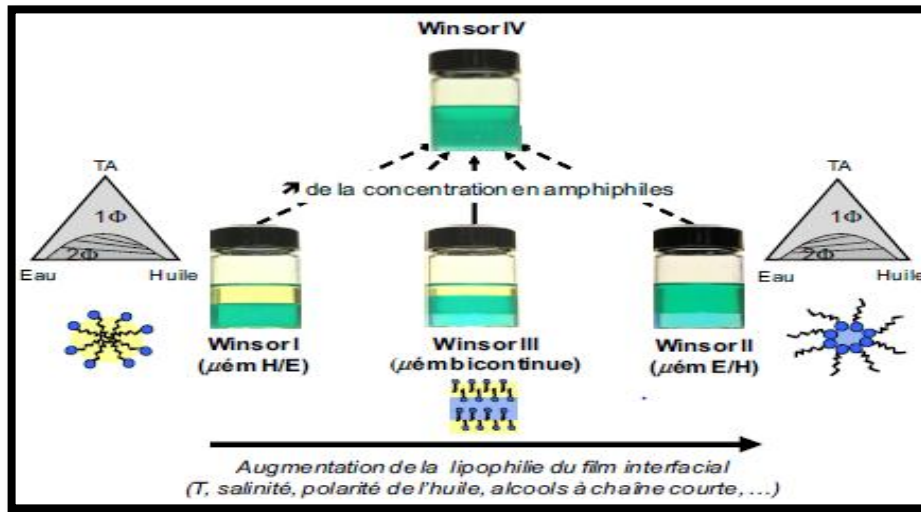


Figure I.28 : Différents types de microémulsions selon l'efficacité et la nature du système amphiphile [38]

Le tableau (I.3) ci-dessous montre les caractéristiques de ces types :

Tableau I.3 : Types des microémulsions et leurs caractéristiques [38]

Microémulsion	Caractéristique
Winsor I	Il subsistera une phase huileuse en excès
Winsor II	Il subsistera une phase d'eau en excès
Winsor III	Il subsistera trois phases dont l'intermédiaire est constituée par des micelles directes et inverses.
Winsor IV	Monophasique isotrope

I-14 Généralités sur les réservoirs naturellement fracturés

I-14-1 Définition

Une fracture naturelle est une discontinuité plane macroscopique résultant de contraintes dépassant la résistance de la roche à la rupture. [39]

I-14-2 Classification des fractures

De point de vue géologique, les fractures naturelles sont classées dans l'ordre suivant :

- Les fractures tectoniques
- Les fractures régionales

- Les fractures contractées
- Les fractures liées à la surface. [40]

I-14-3 Caractéristique principale des réservoirs naturellement fracturés

Les réservoirs naturellement fracturés sont appelés les doubles milieux (milieu matriciel et milieu fracturé). Dans le cas de double porosité, la présence de deux types distincts de milieux poreux où les couches sont constituées par deux porosités, la porosité intergranulaire (ϕ_1) formée par les espaces des vides entre les grains de la matrice rocheuse, et la porosité secondaire créée par les espaces des vides formés par les fractures.

La mesure de cette porosité en laboratoire n'est pas une opération systématique comme la mesure de la porosité totale (ϕ_t). Afin de calculer la porosité des fractures (ϕ_f), on utilise la formule (I.17) :

$$\phi_f = \phi_t - \phi_1 \quad (\text{I.17})$$

Dans le cas de double perméabilité, le réservoir est subdivisé en deux blocs. Un bloc matriciel peu ou pas perméable et un bloc des fractures fortement perméable. C'est pourquoi les fluides circulent à travers les fractures. [41]



Chapitre II

Analyse et modélisation de
dépôts d'asphaltènes

II- Analyse et modélisation de dépôts d'asphaltènes

La floculation des asphaltènes dépend de la composition des hydrocarbures, de la température et de la pression. En termes de composition, La possibilité de maintenir les asphaltènes en suspension stable dépend des quantités relatives de paraffines, aromatiques, et des résines dans l'huile.

Au cours de la floculation, les micelles d'asphaltènes forment des particules de plus grande taille, causant l'endommagement de la formation, et la réduction de la perméabilité effective. Lorsque la précipitation des asphaltènes aura lieu dans la matrice rocheuse, en formant un milieu hydrophobe le fait que l'huile restant piégée dans le réservoir accompagné avec une augmentation remarquable de la portion d'eau produite.

Le chapitre vise à mettre en évidence les points suivants :

- Méthodes d'analyse des dépôts organiques.
- Modélisation de dépôts d'asphaltènes.
- Evaluation de la formation des dépôts d'asphaltènes par la création d'un outil de contrôle ADE (enveloppe de dépôts d'asphaltènes).

II-1 Présentation du champ de Hassi Messaoud

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus grands et plus complexes gisements du monde. Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-est du Sahara Algérien. Le champ est divisé d'Est en Ouest en deux parties distinctes :

Le champ Sud et le champ Nord, chacun a sa propre numérotation.

- Le Champ Nord : C'est une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple : Omo38, Onm14, Ompz12*

O : Majuscule, permis d'Ouargla. m: superficie de la zone à huile: 1600 km².

o: Minuscule, superficie de la zone à huile de 100 km², 3 : Abscisse et 8 : Ordonnée.

- Champ Sud: La numérotation des zones est chronologique. Ex: MD1, MD2, MDZ509.

II-1-1 Description du réservoir

Le gisement de HMD est caractérisé par son réservoir Cambro-Ordovicien dont les caractéristiques pétrophysiques moyennes du réservoir sont indiquées dans le tableau (II.1) suivant :

Tableau II.1 : Caractéristiques pétrophysiques moyennes du réservoir cambro-ordovicien (Data bank. DP Sonatrach 2019)

Réservoir	K_{\min} (md)	K_{moy} (md)	K_{\max} (md)	Φ_{\min} (%)	Φ_{moy} (%)	Φ_{\max} (%)	S_{wi} (%)	$V_{sh_{\text{moy}}}$ (%)
Ri	0,3	1	2	6	7	8	17	15
Ra	2	15	100	6	8	10	10	7
R2	1	2,5	7	-	10	-	17	20
R3	-	< 1	-	-	0,11	-	0,17	30

II-1-2 Caractéristiques des huiles

- L'huile est légère de densité 0,8 (API = 45,4).
- La pression de gisement est de : 400 kg/cm^2 .
- La température est de l'ordre de 118°C .
- Le GOR est de $219 \text{ m}^3/\text{m}^3$ sauf pour les puits en percée où le GOR peut atteindre $800 \text{ m}^3/\text{m}^3$ et plus (cas d'Oml 63 et Oml 633).
- La porosité en moyenne est faible : 5 à 10%.
- La perméabilité est assez faible.
- La viscosité est de 0,2 cp.
- Le facteur de volume est de 1,7.

II-1-3 Caractéristiques de gaz associé

- Un point de bulle de 160 kg/cm^2 .
- Viscosité de gaz est 0,02 cp.
- La compressibilité est de $0,8 \text{ bar}^{-1}$.

II-2 Méthodes d'analyse d'un dépôt organique

II-2-1 Analyse qualitative

On commence par une analyse qualitative (aspect physique et chimique) afin d'avoir une idée générale sur la nature de ce dépôt : la couleur, l'odeur, la rigidité, présence du fer et le dégagement de gaz.

II-2-2 Analyse quantitative

Après la détermination que le dépôt est de type organique, on procède à l'une des méthodes suivantes afin de savoir le pourcentage des asphaltènes et des paraffines :

- Méthode de dissolution par solvants aromatiques (toluène) et par le n-pentane.
- Méthodes de calcination (par élévation de température).

On prend 1g d'un dépôt d'asphaltènes séché et broyé à l'aide d'une balance électronique (fig II.1) :



Figure II.1 : Echantillon broyé d'un dépôt organique

Les résultats de la première méthode sont représentés dans la figure (II.2) suivante :

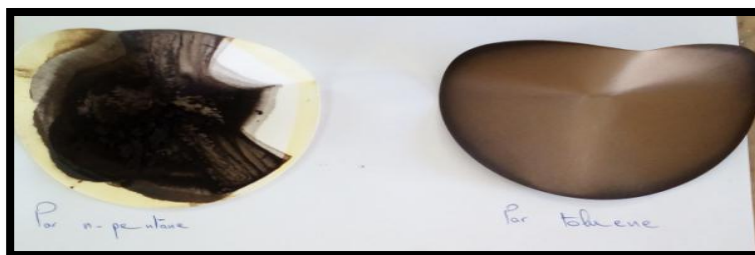


Figure II.2 : Traitement par le toluène et par le n-pentane

La deuxième méthode est effectuée à deux températures différentes :

A 400 °C

On met l'échantillon dans le four électrique à une température de 400 °C pendant une demi-heure. On repese à nouveau l'échantillon, on remarque que le poids diminue. Cette diminution représente le pourcentage des paraffines vaporisé à cette température.

A 600 c

On remet la quantité restante dans le four électrique à une température de 600 °C pendant une demi-heure et on repese une autre fois. La différence de poids représente le pourcentage des asphaltènes. Les restes sont des grès de formation (fig II.3).



Figure II.3 : Test de calcination

II-3 Etude de cas : Puits MD628

Le puits MD628 est un puits producteur d'huile situé au niveau de l'hors-zone sud du gisement de Hassi Messaoud. Le puits est foré le 11 Avril 2010, il est en état ouvert actuellement. La plate-forme de puits est donnée par le tableau (II.2) suivant :

Tableau II.2 : Plate-forme de puits MD628

X	828211,19
Y	109375,09
Z _{table}	170 m
Z _{sol}	158,935 m

Le puits a été perforé dont les intervalles de perforation sont donnés dans le tableau (II.3) ci-dessous :

Tableau II.3 : Intervalles de perforation (Voir annexe C)

Date	Intervalle de perforation (m)	Formation	Densité de tir	Extensions des perforations (m)
01/08/2010	3502 à 3508,5	D-5	6	6,5
26/07/2010	3510 à 3513	D-5	6	3,0
	3514 à 3524			10,0
25/07/2010	3526,5 à 3533,5	D-5	6	2,20

II-3-1 Critères de choix du puits MD628

- L'indice de productivité donné par le well test ($0,01 < IP_{FAIBLE} < 0,1 \text{ m}^3/\text{kg}/\text{cm}^3$).
- La pression de gisement.
- Le paramètre d'endommagement (Skin).
- La disponibilité des données de well test.
- La disponibilité des données géologiques.
- La disponibilité des données PVT et celles de l'analyse SARA.
- La situation géographique de puits.

L'étude de puits ci-dessus est effectuée selon l'ordre suivant :

- Analyse de performance du puits par le logiciel PROSPER.
- Création d'un outil de contrôle ADE (Enveloppe de dépôts d'asphaltènes).
- Evaluation de l'effet de water bypass.

II-3-2 Analyse de performance du puits par le logiciel PROSPER

II-3-2-1 Aperçu sur le logiciel PROSPER

Le PROSPER (**PRO**duction and **S**ystems **PER**formances) est un logiciel d'analyse utilisé pour modéliser le système de production du puits en aidant la vérification de model par une adaptation des performances. Le PROSPER permet de modéliser le puits dans différents scénarios et faire des prévisions de la pression du réservoir sur la base de données de production en surface. [Petroleum Experts. Jun 15, 2009]

II-3-2-2 Objectif et procédure de l'analyse nodale

Le but de l'application de l'analyse nodale dans cette étude est de déterminer le point optimal (pression et débit) afin de choisir la bonne sélection de traitement.

La procédure de l'application de cette analyse par le PROSPER est la suivante :

- Choisir les composants à optimiser.
- Sélectionner l'endroit du nœud (fig II.4) qui ressentira l'effet du changement dans le composant choisi.
- Développer les expressions pour l'inflow et outflow.
- Obtenir les données nécessaires pour la construction de l'IPR.
- Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants choisis en traçant l'inflow ou l'outflow.

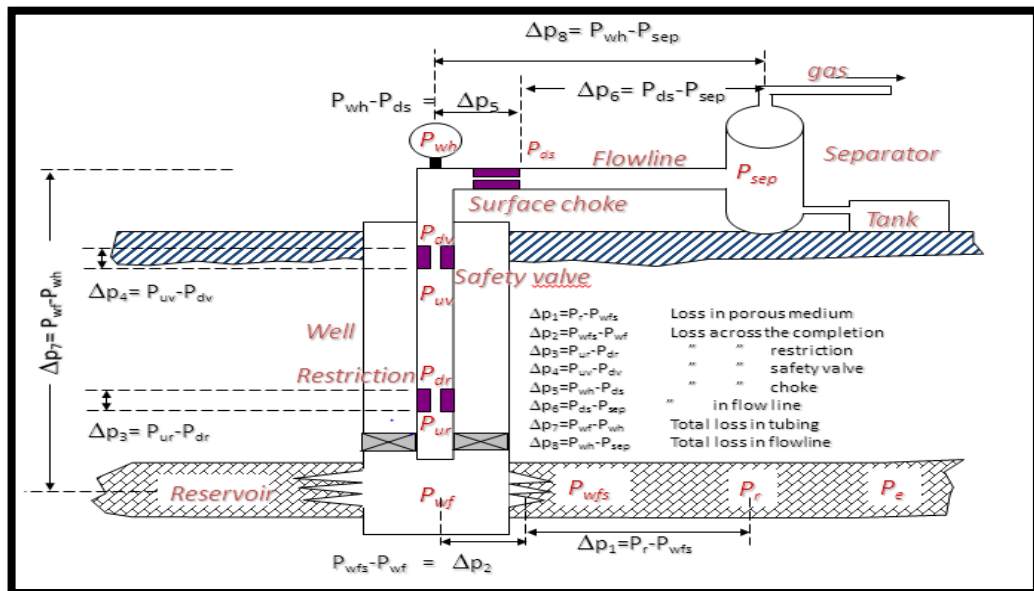


Figure II.4 : Pertes de charge possibles dans un système de production et position des nœuds [44]

Après avoir réalisé toutes les étapes en entrant les données de puits provenant des derniers tests :

Jaugeage (tableau II.4) : on a constaté que le débit d'huile a chuté avec une augmentation de water cut.

Build up (tableau II.5) : le dernier Build up nous montre qu'il s'agit d'un endommagement (Skin positif). L'analyse nodale du puits, et le profil de température en fonction de la profondeur sont représentés dans la figure (II.5), (II.6) respectivement :

Tableau II.4 : Résultats des tests de jaugeage (Data Bank. DP Sonatrach 2019)

Date de mesure	D _{Duse} (mm)	Q _H (m ³ /h)	GOR (Sm ³ / Sm ³)	Pression (kg/cm ²)			Temp huile (°C)	Q _w (l/h)
				Tête	Pipe	Sépar		
19/11/2017	14	1,39	105	23	21	2,45	20	1000
25/12/2017	14	4,53	104	26,7	22,9	-	13	1629
08/03/2018	14	4,56	176	25	21	4,28	25	860
04/06/2018	14	2,36	233	23,5	21,7 6	-	31	1660
10/07/2018	14	2,57	144	21	18	3,87	29	2000
11/11/2019	14	6,35	26	27,3	22,8	22,54	28	1350
07/03/2019	14	3,74	208	24,9	23	4,38	31	2200
12/03/2019	14	9,66	122	73,8	10	8,72	22,7	0

Tableau II.5 : Résultats des tests de Build up (Data Bank. DP Sonatrach 2019)

Date de mesure	Pression (kg/cm ²)			Q _H (m ³ /h)	Index Prod	KH (md.m)	Skin
	Gisement	Fond Dyn	Tête				
29/09/2011	443,14	163,9	28	1,52	0,005	34,2	23,1
19/11/2017	481,46	202	23	1,39	0,005	31	10,7

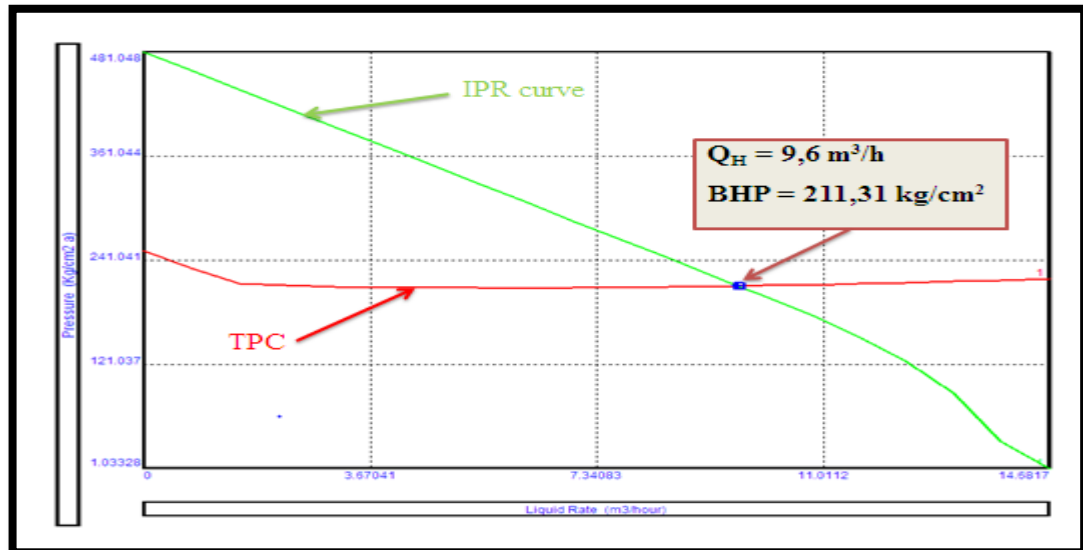


Figure II.5 : Analyse nodale de puits MD628

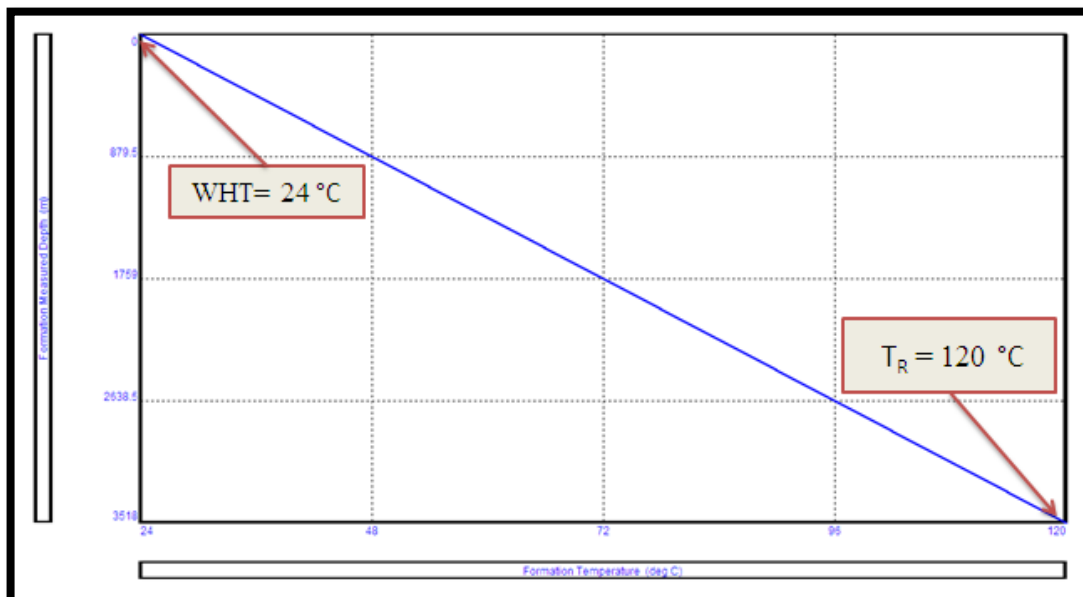


Figure II.6 : Profil de température en fonction de la profondeur

II-3-3 Création d'un outil de contrôle ADE

II-3-3-1 Aperçu sur le logiciel PIPESIM

Le PIPESIM (**P**ipeline **S**imulator) est un simulateur d'écoulement en régime permanent, à phases multiples, dont les tâches sont les suivantes :

- L'optimisation de l'équipement de puits.
- L'analyse des performances des puits.
- L'analyse des réseaux de puits.
- L'optimisation de la production.

- L'analyse des puits multilatéraux

II-3-3-2 Prédiction de la formation des asphaltènes

Selon la figure (II.7) le fluide de gisement est initialement monophasique (liquide ou gaz) va subir des changements lorsque la pression diminue de façon isotherme due au soutirage, donc il est important de savoir l'évolution des deux phases (gaz et liquide).

Les deux phases, gaz et liquide, sont marquées par des points particuliers dans le diagramme Pression-Température :

- La pression de rosée.
- La pression de bulle.
- La courbe de saturation.
- La courbe de rosée.
- La courbe de bulle.
- Le point critique.
- L'enveloppe des phases.
- Le point cricondenbar.
- Le point cricondentherm.

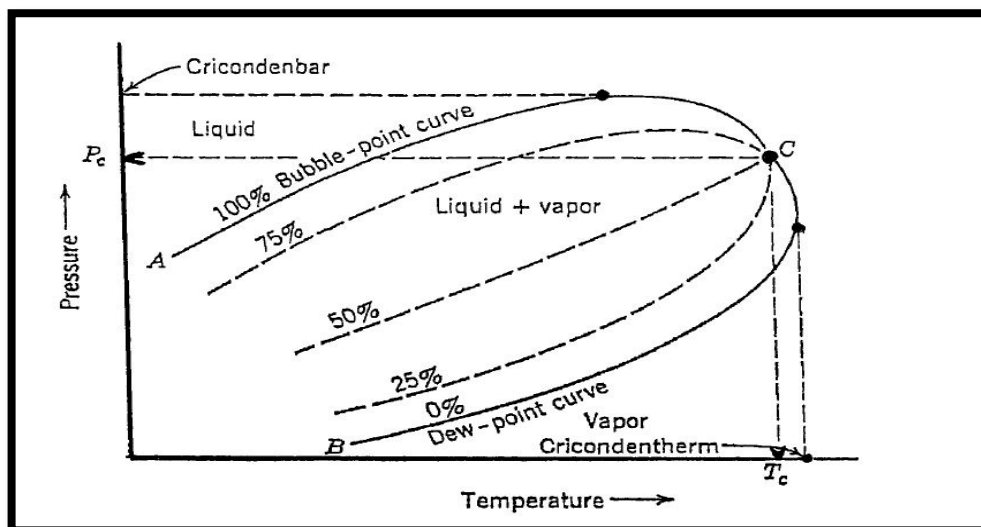


Figure II.7 : Diagramme pression / température de l'enveloppe de dépôt d'asphaltènes [22]

II-3-3-3 Enveloppe de dépôts d'asphaltènes

Pour la création de l'ADE par le logiciel PIPESIM on utilise l'option **Multiflash**, cette option est intégrée pour le but principal de déterminer l'équilibre des phases des systèmes contenant des phases solides comme les cires, les hydrates et les asphaltènes.

Le modèle d'asphaltènes dans l'option **Multiflash** est basé sur l'équation cubique d'état **RKSA**, mais cette dernière ayant un terme supplémentaire pour décrire l'association des molécules d'asphaltènes et leur stabilisation par les résines.

Le modèle est complexe et pour garantir des résultats fiables, il est recommandé de suivre une procédure bien définie et qui permette de familiariser le modèle et le comportement particulier de fluide pétrolier.

Les données d'entrée nécessaires pour le modèle sont les suivantes:

- Une analyse compositionnelle de l'huile (Annexe D).
- La quantité d'asphaltènes dans l'huile et le rapport résine/ asphaltènes, souvent déterminés à partir l'analyse SARA.
- La pression de bulle (P_b).
- Les conditions thermodynamiques : la pression et la température de réservoir.

La modélisation est effectuée selon les étapes suivantes :

Données d'entrée

- Composition (Annexe)
- Les propriétés des fluides (MW, GOR, P_{sat} , SG)
- Analyse des données SARA (Annexe)
- Asphaltènes Onset Pressure (AOP)
- Conditions Réservoir (pression et température)

Pseudo composant

- Séparer les composants selon leur masse molaire (plus de 15 Pseudo Comp)

PVT Matching

- Equation d'état: RKSA (Redlich-Kwong-Soave-Advanced)
- Paramètres de matching (P_{sat} , densité d'oil & viscosité)

Asphaltènes Modélisation

- Modèle thermodynamique colloïdal modifié.
- Solubilité estimée basée sur les données de référence
- Etat initial du réservoir (P_i & T_i)
- Pression de saturation
- AOP (2 points à différentes températures sont préférable)

APE Prédiction

Les résultats de simulation sont représentés dans la figure (II.8) ci-dessous :

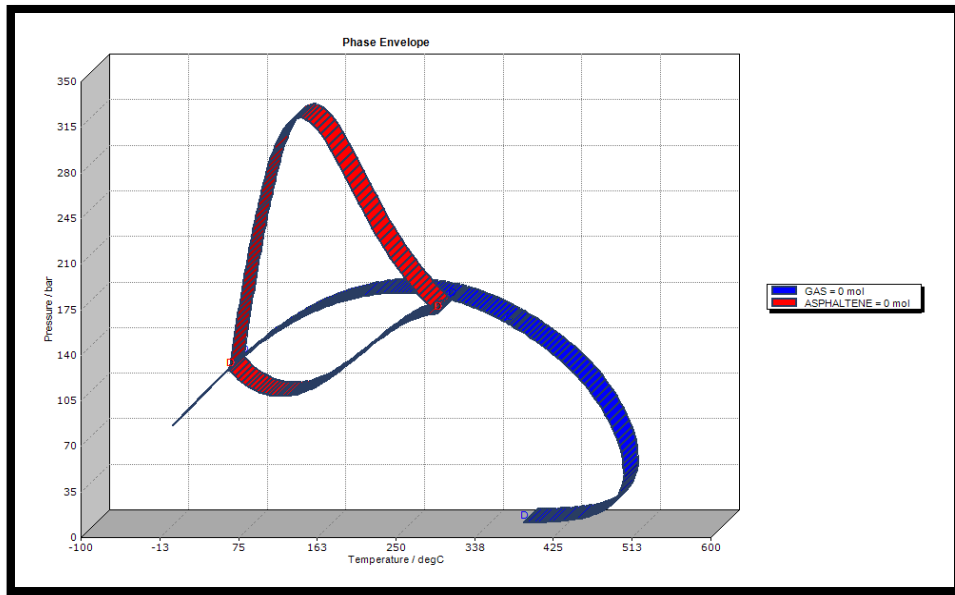


Figure II.8 : Enveloppe de dépôts d'asphaltènes (ADE)

II-3-4 Evaluation de l'effet de water bypass

Le puits MD628 a montré une forte augmentation de water cut avec une diminution de la portion d'huile produite simultanément avec la précipitation des asphaltènes comme la figure (II.9) le montre :

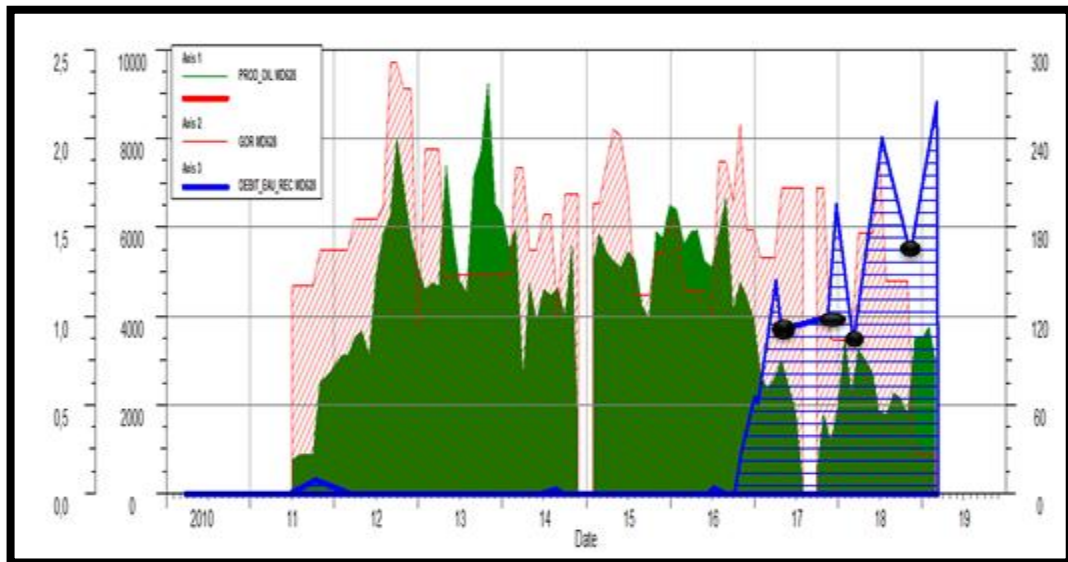


Figure II.9 : Evolution de la production de puits MD628

Commentaires :

L'eau produite est une eau de gisement, c'est le résultat de l'altération de la mouillabilité de la roche réservoir après la précipitation des asphaltènes. Le milieu poreux

devient hydrophobe dont il retient de l'huile, ce qui explique l'augmentation de la saturation d'huile dans le réservoir. La confirmation de cette interprétation est la suivante :

- 1/ Le développement des fractures n'atteint pas le plan d'eau (Rapport de BJSP).
- 2/ Le puits est situé dans une région dépourvue de l'injection d'eau.
- 3/ L'aquifère est non actif, c'est bien que l'étude géologique des failles présents dans la structure de gisement a montré qu'une source alimentée d'eau n'est plus existée.
- 4/ L'analyse moyenne au niveau de laboratoire de HMD d'un échantillon d'eau récupéré de puits montre une composition similaire de celle d'une eau de gisement (tableau II.6).
- 5/ Le water cut diminue après chaque traitement par de reformat et le xylène ou sa portion est nulle selon le dernier jaugeage après le traitement.

Tableau II.6 : Résultats de l'analyse moyenne de l'eau récupérée

Ions	Eau d'albien (mg/l)	Eau de cambrien (mg/l)	Echantillon d'eau de puits (mg/l)
(HCO ₃) ⁻	170	0	-
Cl ⁻	420	210000	210022
(SO ₄) ⁻⁻	600	-	-
Ca ⁺⁺	210	36000	34000,2
Mg ⁺⁺	70	170	165,9
Ba ⁺⁺	0	800	801
Na ⁺	250	80000	75687
K ⁺	40	6000	5800
Fer	0	3200	2713
H ₂ S	0	0	0
CO ₂	-	-	-
O ₂	0	0	-
pH	7,1	3,6	4,1

On a prouvé les mêmes résultats pour les puits MD226 (état ouvert), MD678 et MD601 (état fermé), l'étude des deux derniers est effectuée selon les scénarios de leur production et les différents traitements qui ont subi.

Chapitre III :

Simulation

expérimentale dans les

micro-modèles poreux

et capillaires

III-1 Plan de recherche

1. Caractérisation des échantillons.
2. Mise au point et développement d'un nouveau dispositif d'Amott.
3. Mise au point d'un modèle capillaire à mouillabilité mixte.
4. Simulation de déplacement dans le modèle capillaire.
5. Mise au point des micro-modèles poreux et fracturés.
6. Simulation de déplacement dans les micro-modèles.

Le projet de recherche dont le plan est mentionné au-dessus présente des expériences menées par trois types de systèmes :

- Un nouveau dispositif de développement d'Amott.
- Un modèle capillaire à mouillabilité mixte.
- Des micro-modèles poreux et fracturés.

Les expériences ont été réalisées sur ces systèmes à savoir le besoin où le déplacement d'un fluide par un autre fluide est observé et analysé et déterminer les indices de mouillabilité des différents milieux reconstitués.

III-2 Caractérisation des échantillons

III-2-1 Produits utilisés

- Eau potable de la ville d'Ouargla.
- Sable (région de Sidi Khouiled –Nord de Ouargla) : poids total tamisé 4,688 kg dont le temps de tamisage environ 2 min. La composition en poids de différentes mèches est donnée par la figure (III.1) ci-dessous :

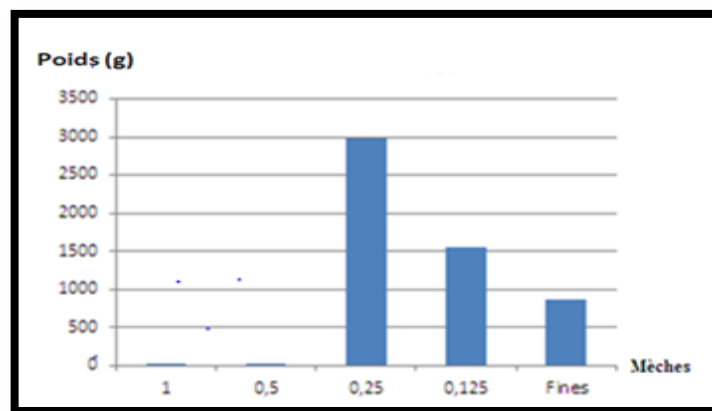


Figure III.1 : Granulométrie de sable utilisé

- Gasoil : c'est un carburant commercial de société NAFTAL de :
 - Viscosité : 0,30 cp.
 - Densité : 0,85.
- Asphaltènes : matière plastique (PVC –oil wet-)
- Saumure : eau sursaturée avec le sel de cuisine (fabriqué par la société ENASAL).
- Tensioactifs : deux types de surfactants (fabriqués par HENKEL)
 - TA anionique : Dodecyl benzène sulfonate (DDBS, $C_{18}H_{29}NaO_3S$).
 - TA non ionique : Nony phynol éthoxylé.

- Co-solvant : propanol (commercialisé par prolabo)
- Capillaires en verre et d'autres à l'intérieur desquels ont été introduit ceux en PVC dont la dimension est la même :
 - Longueur : 25 cm.
 - Diamètre intérieur : 2 mm.
- Cellules de dispositif d'Amott : deux portes échantillons calibrés dont le débit est de 0,6 ml/s. Les dimensions sont : 6,3 cm de longueur et 2,5 cm de diamètre.
- Fractures : capillaires en verre et en PVC dont la dimension est :
 - Longueur : 6,5 cm.
 - Diamètre intérieur : 2 mm

III-3 Mise au point et développement d'un nouveau dispositif d'Amott

C'est la méthode que nous avons retenu pour nos expériences. Les étapes expérimentales préconisées par cette méthode pour déterminer la mouillabilité d'un échantillon de sable (normal et altéré par les asphaltènes) cylindrique sont les suivantes :

- Déplacement forcé de l'eau par l'huile. Enregistrement du volume d'eau récupérée (V_{wd}).
- Immersion de l'échantillon dans l'huile; on enregistre le volume d'eau récupérée (V_{wimb}) (fig III.2.b).
- Déplacement forcé de l'huile par la saumure. On enregistre la quantité d'huile récupérée (V_{od}).
- Imbibition spontanée de l'échantillon dans la saumure. On enregistre la quantité d'huile récupérée (V_{oimb}) (fig III.2.a).

Les échantillons sont d'abord saturés par de l'huile et par la saumure pendant 48 heures.

Cette procédure permet de calculer l'indice de mouillabilité I_{wo} à partir des équations ci-dessous :

$$I_o = \frac{V(Wimb)}{V(wimb) + V(wd)} \quad (III.1)$$

$$I_w = \frac{V(Oimb)}{V(Oimb) + V(od)} \quad (III.2)$$

$$I_{wo} = I_w - I_o \quad (III.3)$$

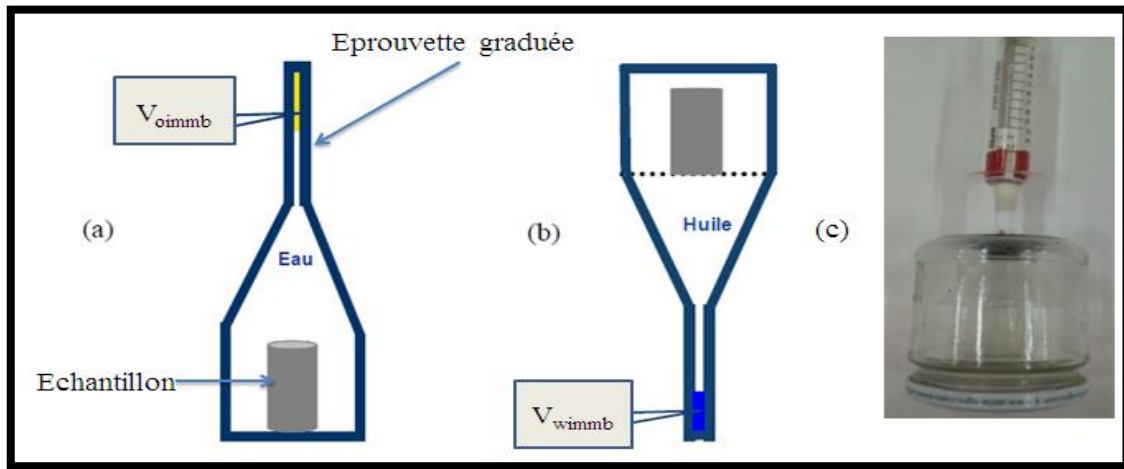


Figure III.2 : Représentation schématique des étapes d'imbibition spontanée (a), d'immersion dans l'huile (b) lors du test de mouillabilité et le dispositif d'Amott (c)

Les résultats de test sont représentés dans le tableau (III.1) ci-dessous. On constate que l'indice de mouillabilité global est négatif à cause de la précipitation des asphaltènes conduisant à l'altération de la mouillabilité initiale de la roche réservoir :

Tableau III.1 : Résultats de test d'Amott

Type d'échantillon	V_{wd} (ml)	V_{wimmb} (ml)	V_{od} (ml)	V_{oimb} (ml)	I_w	I_o	I_{wo}
Echantillon constitué de sable	9,000	0,800	12,000	10,000	0,454	0,081	0,372
Echantillon constitué de sable et asphaltène (PVC)	8,500	6,000	4,000	0,600	0,130	0,413	-0,283

III-4 Mise au point d'un modèle capillaire à mouillabilité mixte

Un nouveau modèle capillaire à mouillabilité mixte a été mis au point en vue d'étudier les écoulements diphasiques. L'installation est constituée de :

- Trois tubes capillaires en verre de longueur 25 cm et de diamètre intérieur 2 mm et de trois autres tubes en verre contenant trois capillaires en PVC de longueur 25 cm et de diamètre 2 mm.
- Le volume total de modèle est de : $4,710 \text{ cm}^3$

III-4-1 Mode opératoire

- Remplissage de modèle par l'huile (gasoil).
- Préparation de la solution de drainage : saumure.
- Déplacement par la saumure : effectué sous une pression constante (1,01465 atm) et une température ambiante (25 °C).
- Le drainage est arrêté lorsque la première goutte d'eau est récupérée à la sortie de modèle capillaire. Le volume d'huile est mesuré.
- Déplacement par une solution micellaire de nanoparticules sous une pression constante (1,01465 atm) et une température ambiante (25°C). La solution est laissée à l'intérieur des capillaires pendant 10 min.
- On assure par la suite un drainage par la saumure, jusqu'à la récupération de la première goutte d'eau (fig III.3).

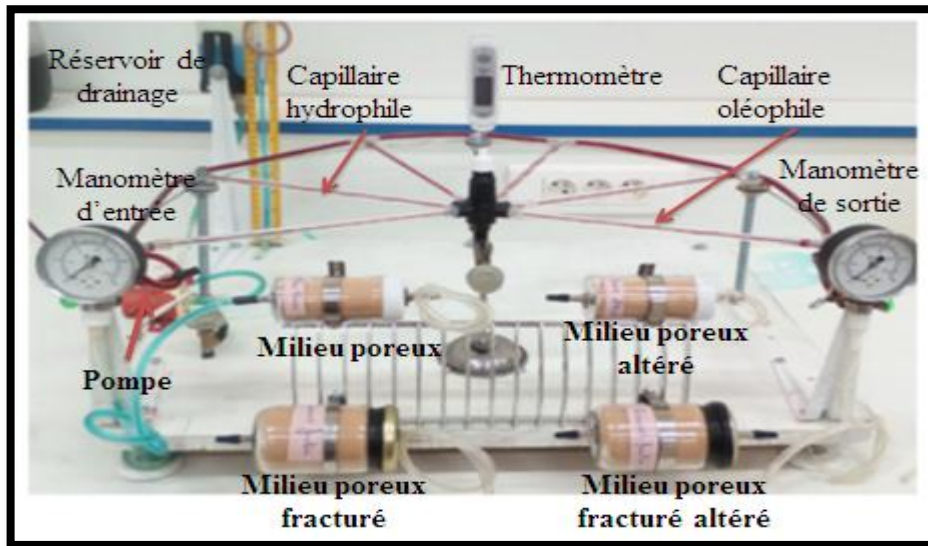


Figure III.3 : Modèle capillaire et micro-modèles poreux et fracturés

Les données enregistrées sont :

- La pression indiquée par le manomètre graduée (hauteur).
- La température indiquée par le thermomètre.
- Le taux de récupération secondaire et tertiaire par mesure de volume récupéré (Tableau III.2).

Le taux de récupération est calculé par la relation suivante :

$$\text{Taux de récupération} = \frac{\text{Volume récupéré}}{\text{Volume total de modèle}}$$

III-4-2 Résultats et discussions

- Pour le premier essai : la saumure (34 %) déplace l’huile contenant dans les capillaires hydrophile en verre par contre l’huile restant piégée dans les capillaires oléophile en PVC.
- Pour le deuxième essai : la solution micellaire de nanoparticules déplace l’huile contenant dans tous les capillaires.
- Pour les capillaires hydrophobes la tension interfaciale est élevée donc une forte pression capillaire (fig III.4.a).
- Pour les capillaires hydrophiles, les nanoparticules abaissent la tension interfaciale jusqu’à une valeur proche de 0 (fig III.4.b).

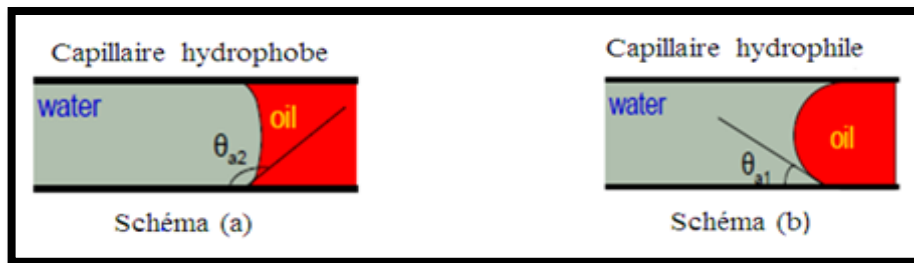


Figure III.4 : Mouillabilité dans les capillaires hydrophiles et hydrophobes

Tableau III.2 : Taux de récupération

Essais	Taux de récupération (%)
Déplacement par la saumure	50,021
Déplacement par la microémulsion	78,556

La quantité restante après le deuxième essai (1,01 cm³) représente l’huile résiduelle.

Remarque :

La tension interfaciale est calculée en utilisant la méthode stalagmométrique afin de prouver que l’ajout de colorant alimentaire à la saumure n’a aucun effet sur la tension interfaciale.

$$W = 2. \pi. r. \gamma \tag{III.4}$$

Avec : W : poids de la goutte (kg).

r : rayon de tube (m).

γ : tension interfaciale (N/m).

D’où on a trouvé que : γ = 48,282 mN/m.

III-5 Mise au point des micro-modèles poreux et fracturés**III-5-1 Paramètres pétrophysiques des échantillons**

Pour les micro-modèles fracturés, les fractures sont constituées par des tubes capillaires hydrophiles et autres hydrophobes (de forme cylindrique et une orientation longitudinale) dont la longueur est de 6,5 cm et de diamètre 2mm.

Pour les micro-modèles poreux, sont constitués par des portes échantillons remplis de sable dont l'analyse minéralogique est donnée par la figure (III.5) :

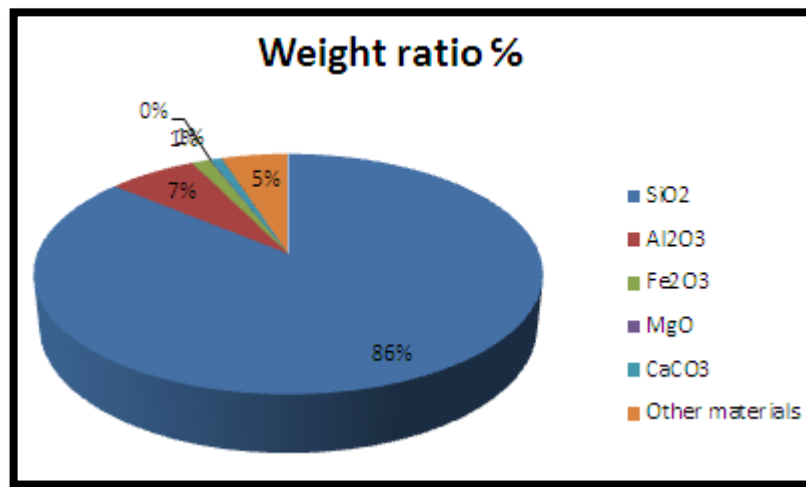


Figure III.5 : Analyse minéralogique de sable utilisé

Le micro-modèle poreux altéré est constitué par de sable et 7 % d'asphaltènes (PVC).

La porosité est donnée par le tableau (III.3) suivant :

Tableau III.3 : Porosité des micro-modèles

Micro-modèle	Poreux	Fracturé
Porosité (%)	16,20	18,11

La perméabilité est calculée par la loi de Darcy simplifiée(III.5) en système pratique :

$$Q \text{ (cm}^3\text{/S)} = k \text{ (Darcy)} \cdot A \text{ (cm}^2\text{)} \cdot dP \text{ (atm)} / \mu \text{ (cp)} \cdot dx \text{ (cm)} \quad \text{(III.5)}$$

Les tests de perméabilité sont réalisés sous différentes pressions à l'aide une pompe centrifuge tout en assurant un régime laminaire (fig III.6). Les résultats de calcul sont représentés dans la figure (III.7) ci-dessous :

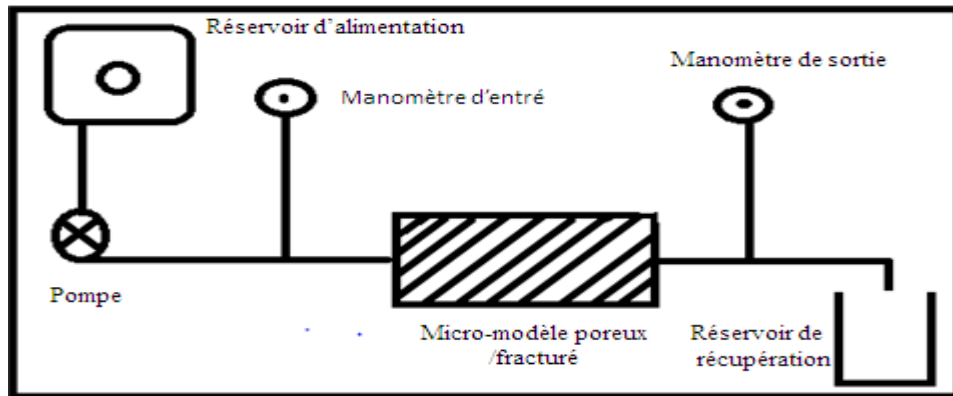


Figure III.6 : Représentation schématique de dispositif de drainage

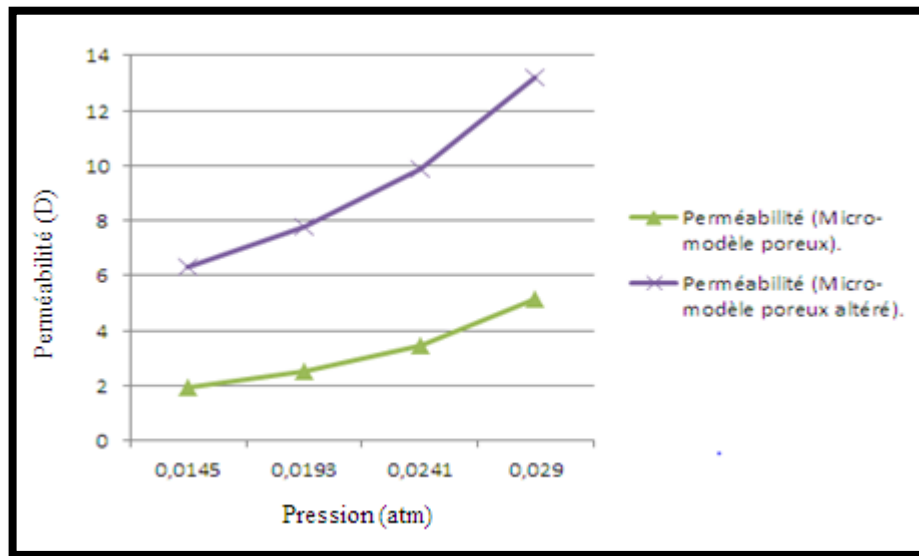


Figure III.7 : Variation des perméabilités des micro-modèles poreux

Interprétation

La perméabilité de micro-modèle poreux altéré est plus élevée que celle de micro-modèle poreux cela est dû à l'altération de la mouillabilité issue de la déposition des asphaltènes, le milieu devient oliophile retenant de l'huile donc la perméabilité de l'eau augmente.

III-5-2 Déplacement de l'huile

Le déplacement de l'huile par la saumure et par la solution des nanoparticules (laissé à l'intérieur des micro-modèles pendant 10 min) dans les micro-modèles est effectué sous différentes pressions. Le taux de récupération est calculé.

- Par la saumure :

Tableau III.4 : Résultats de test de déplacement par la saumure (P = 1 Psi)

Micro-modèle	Pression de test (Psi)	Taux de récupération (%)
Poreux	1	11,428
Poreux altéré	1	7,114
Fracturé	1	28,571
Fracturé altéré	1	6,428

Tableau III.5 : Résultats de test de déplacement par la saumure (P = 2 Psi)

Micro-modèle	Pression de test (Psi)	Taux de récupération (%)
Poreux	2	35,714
Poreux altéré	2	9,285
Fracturé	2	29,230
Fracturé altéré	2	7,692

Tableau III.6 : Résultats de test de déplacement par la saumure (P = 3 Psi)

Micro-modèle	Pression de test (Psi)	Taux de récupération (%)
Poreux	3	37,142
Poreux altéré	3	12,857
Fracturé	3	29,743
Fracturé altéré	3	9,230

➤ Par la microémulsion :

Tableau III.7 : Résultats de test de déplacement par la microémulsion (P = 1 Psi)

Micro-modèle	Pression de test (Psi)	Taux de récupération (%)
Poreux altéré	1	25,714
Fracturé altéré	1	23,333

Tableau III.8 : Résultats de test de déplacement par la microémulsion (P = 2 Psi)

Micro-modèle	Pression de test (Psi)	Taux de récupération (%)
Poreux altéré	2	29,285
Fracturé altéré	2	37,777

Tableau III.9 : Résultats de test de déplacement par la microémulsion (P = 3 Psi)

Micro-modèle	Pression de test (Psi)	Taux de récupération (%)
Poreux altéré	3	36,428
Fracturé altéré	3	40,555

Interprétation

Selon les résultats obtenus ci-dessus, on constate que :

- Le déplacement par l'eau ne permet pas d'extraire l'huile (ou le gasoil) complètement des micro-modèles altérés à cause de la mouillabilité à l'huile provoquée par la précipitation des asphaltenes.
- Le déplacement par la microémulsion favorise l'extraction de l'huile (gasoil) ; donc l'augmentation de taux de récupération grâce à la diminution de la tension interfaciale (réduction des forces capillaires) et une altération de la mouillabilité dans les micro-modèles contenant de PVC.
- La saturation résiduelle de l'huile diminue après l'injection de la microémulsion qui met en évidence l'efficacité de cette méthode.

III-6 Evaluation économique

La chute des indices de productivité due au phénomène de Water Bypass lors de l'exploitation du gisement conduit à une déstabilisation de système de production dont les pertes et les gains peuvent être évalués par :

- Durée de production d'eau : **12 jours** (donné par les tests de jaugeage).
- Volume journalier perdu : évalué de **218,64 m³/j**.
- Prix de baril : **76 dollars. (15/05/2019)**

Alors pour 12 jours de perte on a : $12 * 218,64 = 2623,68 \text{ m}^3 = 2623,68. 103 \text{ l}$

Les quantités perdues sont : $\frac{2623,68.103}{159,6} = 16439,097 \text{ barils}$

D'où les pertes sont : $16439,097 * 76 = 1249371,429 \text{ dollars}$.

Par une généralisation de gain obtenu à l'échelle des micro-modèles, on trouve que :

- Durée de production d'eau est limité jusqu'à 4 jours avec un volume journalier perdu de **96 m³/j**.

Avec ce même raisonnement on trouve que les pertes sont réduites jusqu'à : **182857,142 dollars**. Ce qui confirme l'efficacité de la récupération tertiaire par les nanoparticules.



**Conclusion et
recommandations**

Conclusion

L'asphaltène est connu comme le cholestérol du pétrole en raison de sa capacité à précipiter, à déposer et par conséquent, à interrompre la production continue d'huile à partir de réservoirs pétroliers. Les asphaltènes peuvent précipiter sous l'effet de changement des conditions thermodynamiques ou de composition. Ces précipités peuvent alors adhérer aux surfaces et former des couches de dépôt. Le problème du dépôt d'asphaltènes a été observé à tous les stades de la production et du traitement du pétrole, au niveau de réservoir, près des formations de forage, des tubes de production, des installations de surface et des unités de raffinage.

Le problème du dépôt d'asphaltène n'a pas de frontières géographiques. Il a été rapporté dans le monde entier. Également, le dépôt d'asphaltène peut se produire même dans un champ pétrolifère contenant un fluide pétrolier avec très faible teneur en asphaltènes. Comme le pétrole Algérien malgré que c'est une huile légère de 45° API un paradoxe est constaté suite à la faible solubilité dans les fractions légères pentane, hexane et heptane. Une formation d'un film hydrophobe est observée dans les parois des pores provoquant l'altération de la mouillabilité conduisant à l'augmentation de water cut. Ce dernier est le résultat du phénomène de water bypass lorsque l'eau de gisement contourne le brut dans le milieu hydrophobe.

L'étude de ce phénomène a été mise au point grâce à la conception des micro-modèles capillaires, poreux et poreux fracturés. Les dispositifs sont développés au niveau de laboratoire de recherche du pétrophysique dans la faculté des hydrocarbures à l'université Kasdi Merbah Ouargla et sont caractérisés par leur originalité, simplicité et rapidité de l'exécution des tests. L'étude expérimentale de l'altération de la mouillabilité causée par la précipitation des asphaltènes nous permet de comprendre, d'interpréter l'augmentation de la portion d'eau produite et qu'une forte quantité de pétrole restant piégée dans les réservoirs pétrolier ; c'est le cas de Hassi Messaoud. Pour lutter contre ce majeur problème on a proposé une nouvelle solution de nanoparticules constitué d'un système micellaire des surfactants, dont les résultats obtenus, nous confirment que la récupération tertiaire par l'injection de cette solution est la plus efficace pour restaurer la mouillabilité de la roche réservoir et augmenter le taux de récupération.

Recommandations

D'après le travail ci-dessus on recommande ce qui suit :

- Il faut exploiter les gisements à des pressions supérieures à l'AOP (Asphalten Onset Pressure).
- Limiter les débits de production pour maintenir la pression et prolonger le temps d'exploitation.
- Assurer l'injection des gaz associés pour maintenir la pression de gisement.
- Procéder à l'entretien des puits par les solvants aromatiques xylène et toluène.
- L'utilisation de nouveau dispositif d'Amott adapté à la mouillabilité des granulats est efficace pour étudier l'altération de la roche par les asphaltènes.
- Une étude à l'échelle des pores pourrait aider à mieux maîtriser les mécanismes de déplacement diphasique. La disposition des micro- modèles poreux, de géométrie et de constitution bien contrôlées permettrait probablement de mieux cerner les problèmes d'adsorption et d'interactions des asphaltènes avec les roches réservoirs.
- Procéder à l'injection des systèmes de nanoparticules micellaires pour les puits et les réservoirs altérés.

Bibliographies

- [1]. Jocin James Abraham, « QUANTIFYING THE IMPACT OF ASPHALTENE PRECIPITATION ON SANDSTONE WETTABILITY » thèse de Master, Norman, Oklahoma 2017.
- [2]. Romeu André Pieritz, « Modélisation et Simulation de Milieux Poreux par Réseaux Topologiques ». thèse de doctorat le 02 /12/1998 Université Joseph Fourier – Grenoble I
- [3]. Joëlle Eyssautier, « Caractérisation et Modélisation des Asphaltènes en Conditions Réactionnelles d'Hydrotraitement » Thèse préparée et présentée à IFP Energies nouvelles le 20 janvier 2012
- [4]. William.D McCAIN, Jr. « The properties of petroleum fluids » second edition, Oklahoma
- [5]. TF. Yen, « Asphaltenes and asphalts », Amsterdam, 1914
- [6]. 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.
- [7]. Miguel Rondon, « influence de la formulation physico-chimique et des propriétés interfaciales sur la stabilité des émulsions asphaltènes-eau-huile » these doctorat, 30 juin 2006, Université Paul Sabatier France.
- [8]. Simon.Iver.anderson, « Association of petroleum, Asphaltenes and the effect on solution properties » Pau, France, June 2008;
- [9]. Speight.J.G, « the chemistry and technology of petroleum » 4th edition, CRC Press. Boca Raton 2007.
- [10]. Data de laboratoire EP.SONATRACH, HMD 2019
- [11]. P.Herzog « Monostructure des asphaltènes de pétroles, leur comportement en milieu naturel et en solution » Université Pierre et Marie.
- [12]. Gregor Trefalt and Michal Borkovec « Overview of DLVO Theory », Article, November 16, 2017.
- [13]. Hans-Jürgen Butt and Michael Kappl, « Surface and Intarfacial Forces » Wiley-VCH Verlag & Co KGaA, Boschstr. 12, 69469 Weinheim, Germany.
- [14]. Vladimir Canseco Ruiz, « Transport de colloïdes en milieu poreux : étude expérimentale », THÈSE de doctorat l'université Bordeaux I, le 9 Juillet 2009.
- [15]. 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

[16]. Faroun Abbabssia, « Inhibition de la précipitation des asphaltènes du pétrole Algérien : Mise en évidence par spectrophotométrie UV- visible », Thèse de magister Université d'Oran, 28/06/2012.

[17]. Francisco M. Vargas, Mohammad Tavakkoli « Asphaltene Deposition, Fundamentals, Prediction, Prevention, and Remediation », Parkway NW 2018.

[18]. Rice.U and P.Zhang « Asphaltenes and Removal » Article, 03/11/2009.

[19]. Pifeuffer, JP, SaalRN « Physics and Chemical interactions », 1944.

[20]. Berthod Otzisk and Herman Kempen « Stabilisation of asphaltenes », Kurita.Europe 2009.

[21]. Mourad Gareche « Cours et exercices de filtration des fluids pétroliers », MC à l'Université M'Hamed Bougara de Boumerdes, Boumerdes, 2018.

[22]. AFIF Abderrahmen, Boudjenah Razki « Contribution à l'étude des différents traitements de problème des dépôts d'asphaltènes dans le champ de Haoud Berkaoui Ouest » Université M'hamed Bougara, Boumerdes, 2013.

[23]. Karman. Akberzadeh, Ahmed Hammami, Abdel Kharrat, Dan.Zhang « Asphaltenes problemat but rich in potential » Alberta, Canada, 2007.

[24]. Jean Pascale Dejean « Reservoir Engineering-petrophysics- CCA/SCAL » Boumerdes 26-30 Avril 2015

[25]. Ziani Samia et Barakat Hanane « Etude de la retention de surfactant par la roche reservoir lors du Micellaire Polymer flooding » mémoire de fin d'étude Université de Ouargla, 22/05/2016.

[26]. Dr Djivede. Elvire T.Ognisso « Ecoulement de fluids complexes en milieu poreux » these Université de Bordeaux, n° d'ordre 4347.

[27].K.S Birdi « Surface and geochemistry of hydraulic fracturing » 6000 broken sound, Parkway NW, suite 300.

[28]. Longox; Nghiem, « phase behavior modeling and compositionnel simulation of asphaltene deposition in reservoirs» Thesis sabmetted to the faculty of graduate stuoies and research.

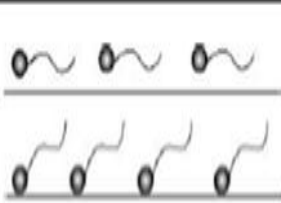
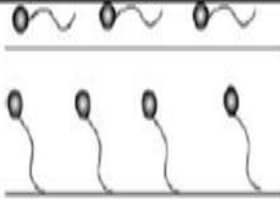

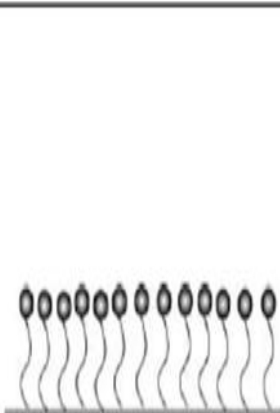
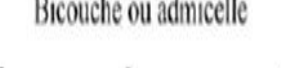
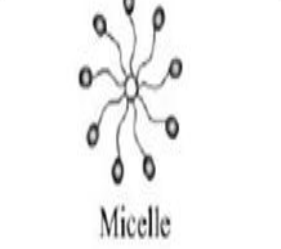
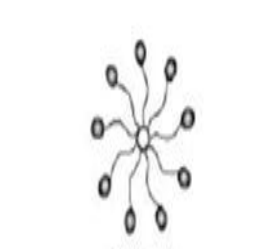
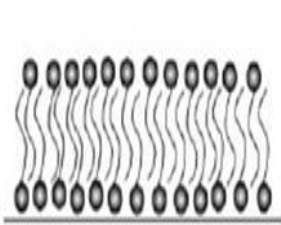
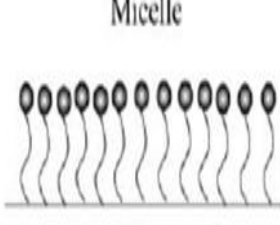
[29]. Sonatrach Activité Amont Division PED « Etude de faisabilité de recuperation EOR chimique dans les zones d'injection d'eau de Hassi Messaoud » Beicip Franlab-France, Octobre 2013.

[30]. R-Cossé « Le gisement » Formation industriel-Professeur à l'ENSPM, 1988.

- [31]. Site web www.araboil/naturelgas.com (29/05/2019).
- [32]. C.Cottin « Drainage dans des micromodèles de milieu poreux Application de la récupération assistée du pétrole » Thèse de doctorat, Octobre 2010.
- [33]. O.Elmofty « Surfactant enhanced oil recovery by wettability alteration in sand stone reservoir » Masters theses.
- [34]. O.Louis Nard « Cours de mécanique des fluides » Sans Francisco, California 94105 USA, 25 septembre 2012.
- [35]. Talb Zahira « Extraction de pollution organique et métallique par tensioactifs biodegradables et liquides ioniques » thèse de doctorat, Université d'ORAN 2016/2017.
- [36]. Hervi This « Les tensioactifs » document préparé le 27 décembre 2010, France.
- [37]. Duncan.J.Shaw « Introduction to colloid and surface chemistry » third edition, Great Britain, 1980.
- [38]. Dr.Véronique Rotaj « Formulation des microémulsions » Article Université Lille 1, mai 2016 N° 407.
- [39]. Roerto.Aguilera Phd « Naturally Fractured Reservoirs » second edition, Oklahoma.
- [40]. Wayne Narr, David S.Schechter Laird B.Thompson « Naturally Reservoir Characterization » USA, Society of Petroleum Engineers, 2006.
- [41]. Ahmed Ali Zerouki « Contribution à la caractérisation des réservoirs fissures du champ de Hassi Messaoud par classement flou, réseaux de neurones artificiels et magnétisme des roches » thèse de doctorat, Université M'Hamed Bouguera Boumerdes, 03 avril 2015.
- [42]. D. E. TOGNISSO, Ecoulements de fluides complexes en milieu poreux « Utilisation de Micelles Géantes pour la Récupération Améliorée du Pétrole », l'université Bordeaux 1 école doctorale des sciences physiques de l'ingénieur, 09 Novembre 2011.
- [43]. M. J. SCHICK, « SURFACTANT SCIENCE », California, Series Editor Arthur T. Hubbards Santa Barbara Science Project, 1918–1998.
- [44]. Ogbeide P. O. and Igbidere S. A. « Nodal Analysis Approach in Minimizing Pressure Losses to Improve Well Productivity », Journal of Emerging Trends in Engineering and Applied Sciences, 2015.

Annexe A

Tableau 1 : Formation des micelles [41]

Concentration en tensioactif	Surface hydrophile	Surface hydrophobe
très inférieure à la CMC (région 1)		
inférieure à la CMC (régions 2 et 3)	 Hemimicelle	
supérieure à la CMC (région 4)	 Bicouche ou admicelle	Monocouche
	 Micelle	 Micelle
	 Admicelle	 Monocouche

Annexe B

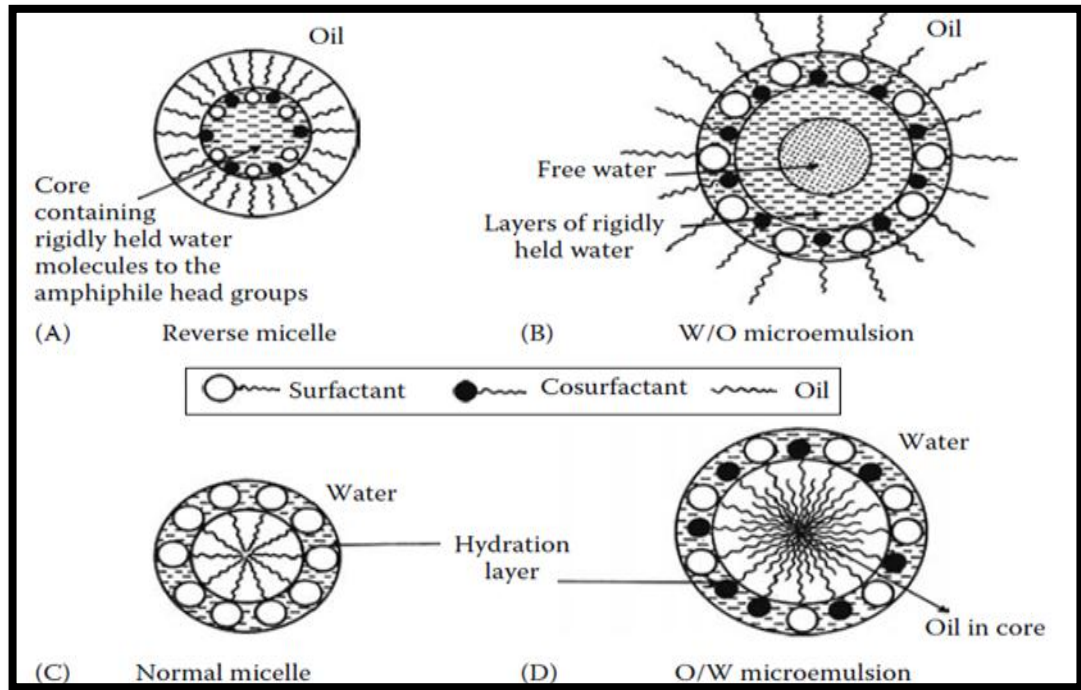


Figure 1 : Représentation picturale des microémulsions et micelles inverses [42]

Annexe C

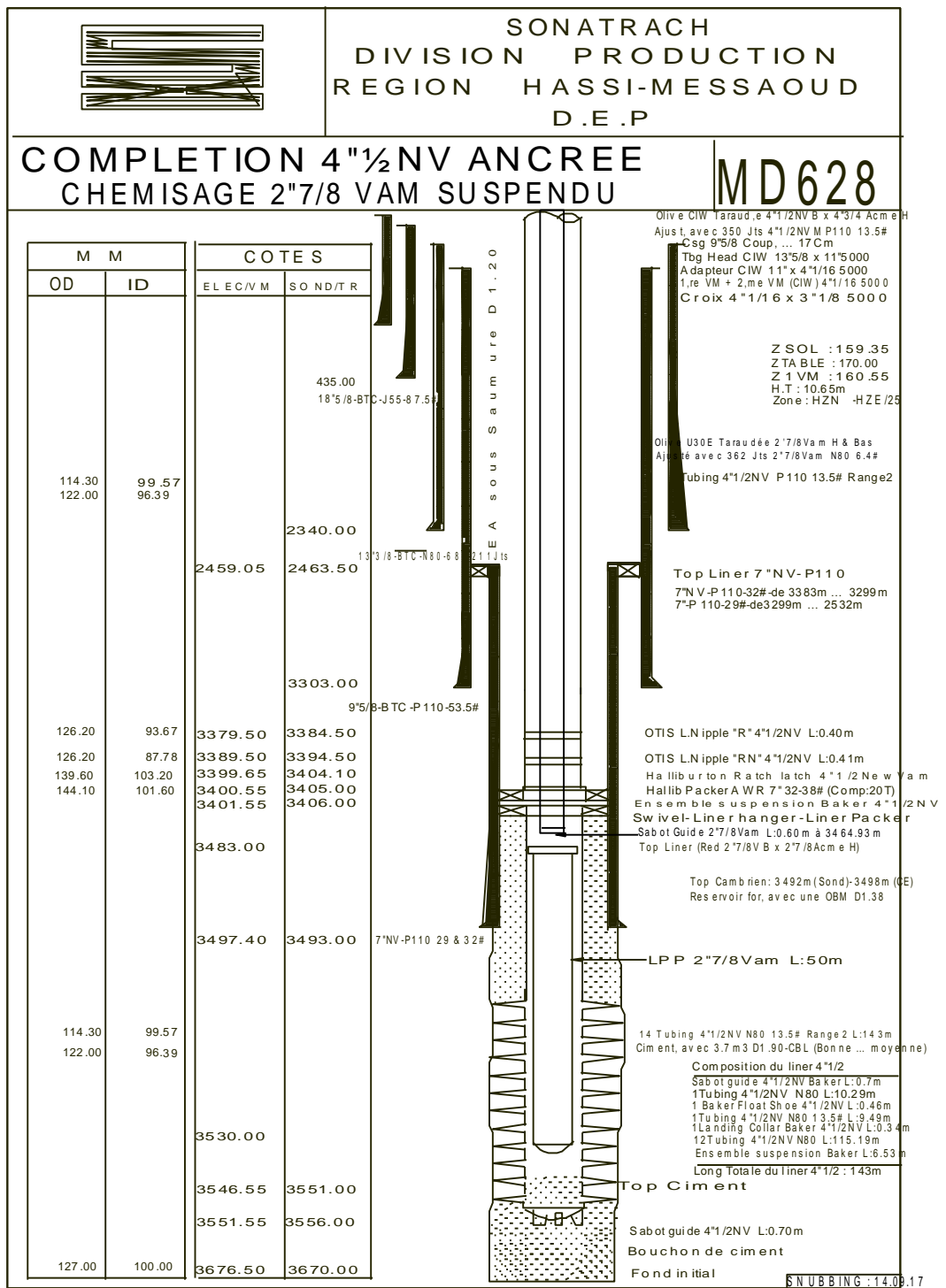


Figure 2 : Fiche technique du puits MD628

Annexe D

Tableau 2 : Composition of Sample 1.01.

Component	HW	Gas		Oil		Overall	
	g/mol	Wt %	Mole %	Wt %	Mole %	Wt %	Mole %
N2	28.01	2.12	2.37	0.00	0.00	0.61	1.61
CO2	44.01	4.28	3.04	0.00	0.00	1.23	2.07
H2S	34.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
C1	16.04	23.04	45.00	0.00	0.00	6.64	30.59
C2	30.07	19.81	20.64	0.01	0.07	5.72	14.05
C3	44.10	21.12	15.01	0.24	0.88	6.26	10.48
i-C4	58.12	3.31	1.78	0.12	0.33	1.04	1.32
n-C4	58.12	11.78	6.35	0.75	2.11	3.93	4.99
i-C5	72.15	3.27	1.42	0.64	1.45	1.40	1.43
n-C5	72.15	5.07	2.20	1.51	3.44	2.54	2.60
C6	84.00	3.29	1.23	3.66	7.14	3.55	3.12
Mcyclo-C5	84.16	0.30	0.11	0.58	1.13	0.50	0.44
Benzene	78.11	0.23	0.09	0.92	1.94	0.72	0.68
Cyclo-C6	84.16	0.17	0.06	0.65	1.26	0.51	0.45
C7	96.00	1.13	0.37	3.77	6.45	3.01	2.32
Mcyclo-C6	98.19	0.25	0.08	1.39	2.32	1.06	0.80
Toluene	92.14	0.06	0.02	0.13	0.24	0.11	0.09
C8	107.00	0.47	0.14	5.86	8.99	4.30	2.97
C2-Benzene	106.17	0.01	0.00	0.61	0.94	0.44	0.30
mp-Xylene	106.17	0.02	0.01	1.21	1.87	0.87	0.60
o-Xylene	106.17	0.01	0.00	0.26	0.40	0.19	0.13
C9	121.00	0.17	0.04	4.62	6.27	3.34	2.04
C10	134.00	0.07	0.02	6.66	8.16	4.76	2.62
C11	147.00	0.01	0.00	5.58	6.23	3.98	2.00
C12	161.00	0.00	0.00	5.14	5.24	3.66	1.68
C13	175.00	0.00	0.00	4.69	4.40	3.34	1.41
C14	190.00	0.00	0.00	4.25	3.68	3.03	1.18
C15	206.00	0.00	0.00	4.21	3.36	3.00	1.08
C16	222.00	0.00	0.00	3.59	2.65	2.55	0.85
C17	237.00	0.00	0.00	3.29	2.28	2.34	0.73
C18	251.00	0.00	0.00	3.17	2.07	2.26	0.66
C19	263.00	0.00	0.00	2.89	1.81	2.06	0.58
C20	275.00	0.00	0.00	2.54	1.52	1.81	0.49
C21	291.00	0.00	0.00	2.44	1.38	1.74	0.44
C22	305.00	0.00	0.00	2.14	1.15	1.53	0.37
C23	318.00	0.00	0.00	2.02	1.04	1.44	0.33
C24	331.00	0.00	0.00	1.79	0.89	1.28	0.29
C25	345.00	0.00	0.00	1.65	0.79	1.18	0.25
C26	359.00	0.00	0.00	1.52	0.69	1.08	0.22
C27	374.00	0.00	0.00	1.42	0.63	1.01	0.20
C28	388.00	0.00	0.00	1.35	0.57	0.96	0.18
C29	402.00	0.00	0.00	1.25	0.51	0.89	0.16
C30	416.00	0.00	0.00	1.15	0.45	0.82	0.15
C31	430.00	0.00	0.00	1.08	0.41	0.77	0.13
C32	444.00	0.00	0.00	0.96	0.36	0.69	0.11
C33	458.00	0.00	0.00	0.92	0.33	0.65	0.11
C34	472.00	0.00	0.00	0.85	0.29	0.60	0.09
C35	486.00	0.00	0.00	0.80	0.27	0.57	0.09
C36+	571.63	0.00	0.00	5.73	1.65	4.08	0.53
Calculated HW			31.33		164.12		73.86
Mole Percent			67.97		32.03		