



RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET
POPULAIRE

MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



N° série:/2022

UNIVERSITÉ KASDI MERBAH OUARGLA

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

T H È S E

Pour obtenir le grade de docteur

Spécialité : hydrocarbures

Présentée et soutenue publiquement par :

BAZZINE ZINEB

**Étude de l'altération de la mouillabilité des roches
réservoirs par les tensioactifs dans les fluides de forage
à base d'huile**

Devant le jury :

Président :	Zeddouri Azeiz	Professeur	Univ.Ouargla
Directeur de thèse :	Dobbi Abdalmadjid	Professeur	Univ.Ouargla
Co-directeur de thèse :	Lebtahi Hamid	Maître de conférences	Univ.Ouargla
Examineur :	Ali Zerrouki Ahmed	Professeur	Univ.Ouargla
Examineur :	Hadjaj Ahmed	Professeur	Univ.Adrar
Examineur :	Taouti Med Benabdellah	Professeur	Univ.Laghouat

Année universitaire : 2021/2022

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail, fruit de très longues années de travail :

*À la seule femme de ma vie qui a énormément souffert pour faire de moi ce que je suis et qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi ; **Ma très chère Mère.***

*À ma très **chère grand-mère**, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.*

À la mémoire de mon père et ma grand-père qui nous ont quitter.

À mes deux adorables sœurs et mon frère.

*À toute ma grande famille, **BAZZINE.***

À tous les membres de ma famille qui m'ont aidée durant toutes mes études.

À la fin je dédie très chaleureusement ce modeste travail : à ma petite famille,

Mon Cher Mari Zineddine et Mes Chers Fils Iyad et Mazene.

Remerciements

Je remercie en premier lieu ALLAH, le tout puissant qui a éclairé mon chemin, et ma donnée le courage, la force et la patience pour achever ce travail.

Je tiens à exprimer mes plus vives reconnaissances à tous ceux et celles qui, par leurs aides, leurs conseils et leurs encouragements ont contribué à l'élaboration de ce travail, qui a été pour moi l'expérience la plus dure de toute ma vie.

*Je remercie mon directeur de thèse : Pr. **Dobbi Abdalmadjid**, d'abord pour m'avoir confié ce travail de recherche et aussi du fait que malgré toutes les complications rencontrées durant ces 5 années.*

*Un grand et spécial merci à Dr. **Lebtahi Hamid** pour son soutien moral, ses conseils fructueux et sa gentillesse grâce auxquels j'ai pu finaliser cette thèse.*

*Je tiens à remercier également le directeur du laboratoire des réservoirs souterrains pétroliers gaziers et aquifères : Pr. **Zeddouri Aziez**, qui a contribué à la continuité de cette thèse.*

*Je remercie également les **membres du jury**, Pr. Zeddouri Azeiz, Pr .Ali Zerrouki Ahmed, Pr. Hadjaj Ahmed et Pr.Taouti Med Benabdellah d'avoir accepté de juger ce travail.*

Je tiens à remercier aussi le corps administratif de la faculté des hydrocarbures, pour tous leurs soutiens et leurs aides.

Je remercie toute ma famille chacun avec son nom, pour le soutien le long de mon parcours et la patience le long des années de thèse.

Mes remerciements vont aussi à toutes les personnes ayant contribué au déroulement de cette thèse de près ou de loin.

Table des matières

<i>Dédicaces</i>	<i>I</i>
<i>Remerciements</i>	<i>II</i>
<i>Table des matières</i>	<i>III</i>
<i>Nomenclature</i>	<i>VII</i>
<i>Liste des figures</i>	<i>X</i>
<i>Liste des tableaux</i>	<i>XII</i>
<i>Résumé</i>	<i>XIV</i>
<i>Abstract</i>	<i>XVI</i>
<i>ملخص</i>	<i>Erreur ! Signet non défini.</i>
<i>Introduction</i>	<i>19</i>
<i>Chapitre I : Propriétés des milieux poreux et Introduction à la mouillabilité</i>	
<i>I-1. Introduction aux milieux poreux</i>	<i>24</i>
I-1.1. Les différentes échelles d'un milieu poreux.....	24
I-1.2. Écoulement monophasique : équations régissant.....	25
I-1.3. Équations régissant les écoulements multiphasiques dans les milieux poreux	26
<i>I-2. La perméabilité</i>	<i>28</i>
I-2.1. Définition de la perméabilité.....	28
I-2.2. La loi de Darcy.....	28
I-2.3. Méthodes de mesure des perméabilités relatives	29
I-2.3.1. La méthode de déplacement (unsteady-state method).....	30
I-2.3.2. La méthode de l'écoulement permanent (steady state method)	32
I-2.4. Influence de la mouillabilité sur les perméabilités relatives	34
<i>I-3. Piégeage des phases (phase trapping)</i>	<i>35</i>
I-3.1. Définition	35
I-3.2. Les mécanismes de piégeage des phases dans le milieu poreux	36
I-3.2.1. Mécanisme du doublet de pore (Bypassing)	36
I-3.2.2. Mécanisme du Snap-off	39
I-3.2.3. L'effet Jamin	39
<i>I-4. La mouillabilité des réservoirs</i>	<i>40</i>
I-4.1. Définition	40
I-4.2. Classification de la mouillabilité des réservoirs.....	41
I-4.2.1. Mouillabilité franche	41
I-4.2.2. Mouillabilité hétérogène	42
I-4.3. Méthodes d'évaluation de la mouillabilité	42
I-4.3.1. Les méthodes quantitatives	42

I-4.3.2. Les méthodes qualitatives	45
I-4.4. L'Altération de la mouillabilité.....	47
I-4.5. Effet de la mouillabilité sur la récupération des hydrocarbures	48
<i>Chapitre II : Concepts fondamentaux des propriétés de surface</i>	
<i>II-1. Pression capillaire.....</i>	52
<i>II-2. Tension interfaciale IFT.....</i>	53
<i>II-3. Les agents tensioactifs.....</i>	53
II-3.1. Définition	53
II-3.2. Classification des tensioactifs	54
II-3.3. Propriétés des tensioactifs	55
II-3.4. Application des agents de surface dans l'industrie pétrolière.....	56
<i>II-4. Phénomènes d'adsorption.....</i>	57
II-4.1. Isothermes et modèles d'adsorption.....	58
II-4.1.1. Isotherme de Freundlich.....	59
II-4.1.2. Isotherme de Langmuir	59
II-4.1.3. Isotherme de B.E.T (Brunauer, Emmet et Teller)	61
II-4.2. Interactions principales associées à l'adsorption des tensioactifs	63
II-4.2.1. Forces de Keesom (effet d'orientation)	63
II-4.2.2. Les forces de Debye (effet d'induction).....	63
II-4.2.3. Les forces de London (effet de dispersion).....	64
II-4.2.4. L'énergie potentielle répulsive.....	64
II-4.2.5. L'énergie potentielle attractive.....	64
II-4.2.6. L'énergie potentielle d'interaction résultante.....	65
II-4.2.7. La liaison hydrogène	65
II-4.3. Phénomène d'adsorption des tensioactifs à l'interface liquide-solide	65
<i>Chapitre III : Les fluides de forage</i>	
<i>III-1. Définition des fluides de forage.....</i>	68
<i>III-2. Fonction des fluides de forage.....</i>	68
<i>III-3. Propriétés des fluides de forage.....</i>	69
III-3.1. Densité.....	69
III-3.2. Teneur en solide	70
III-3.3. Filtrat et cake.....	70
III-3.4. Rhéologie	70
<i>III-4. Critères de sélection des fluides de forage.....</i>	71
<i>III-5. Les produits et les additives de boue de forage.....</i>	71
<i>III-6. Les types des fluides de forage.....</i>	72
III-6.1. Boues à base d'eau.....	72

III-6.2. Boue à base d'huile	73
III-7. Les agents tensioactifs dans les fluides de forage	74
III-8. Les émulsions	76
III-8.1. Définition	76
III-8.2. Types d'émulsions.....	77
III-8.3. Stabilité des émulsions	77
III-9. Endommagement de la roche réservoir par les fluides de forage	78
III-10. Altération de mouillabilité de la roche réservoir par les tensioactifs dans les fluides de forage	79

Chapitre IV : Étude et Protocole expérimentale

IV-1. Caractérisations et préparations des échantillons	84
IV-1.1. Caractérisation des échantillons de déblais de forage	84
IV-1.2. Caractérisation des fluides utilisés	88
IV-2. Mesures expérimentales	91
IV-2.1. Mesure de porosité	91
IV-2.2. Mesure de la perméabilité	92
IV-2.3. Mesure de la mouillabilité.....	93
IV-2.4. Mesure de l'adsorption.....	93
IV-3. Procédure expérimentale	94
IV-3.1. Dispositif expérimental	94
IV-3.1.1. Le micromodèle utilisé.....	94
IV-3.1.2. Formulation des fluides de forage.....	96
IV-3.2. Détermination de la porosité du milieu poreux.....	97
IV-3.3. Détermination de la perméabilité absolue	97
IV-3.4. Mesure des perméabilités relatives.....	98
IV-3.5. Test de mouillabilité Amott.....	98
IV-3.6. Etude de l'adsorption des tensioactifs	99

Chapitre V : Résultats expérimentaux ; Analyses et discussions

V-1. Résultats de mesure de porosités et perméabilités absolue des échantillons des déblais de forage	103
V-2. Résultats et interprétations des mesures des perméabilités relatives	104
V-3. Résultats des mesures des indices de mouillabilité Amott	107
V-3.1. Résultats de tests de mouillabilité à l'état initiale	108
V-3.2. Résultat des indices de mouillabilité après l'interaction avec les tensioactifs	108
V-3.3. Analyse des résultats de l'altération de la mouillabilité.....	112
V-4. Résultats de l'étude d'adsorption des tensioactifs	113
Conclusion et perspectives	118

Table des matières

***BIBLIOGRAPHIE**.....121*

***Annexes**.....130*

Nomenclature

C_e	Concentration de tensioactif à l'équilibre	mg/L
C_i	Concentration initiale	mg/L
d	Densité de la boue de forage	
E_{rep}	Energie de répulsion	kJ.mol ⁻¹
E_D	Energie de Debye	kJ.mol ⁻¹
E_K	Energie de Keesom	kJ.mol ⁻¹
E_L	Energie de London	kJ.mol ⁻¹
E_{VDW}	Energie de Van der Waals	kJ.mol ⁻¹
g	Accélération de pesanteur	m.s ⁻²
h	Hauteur d'ascension du fluide dans le capillaire	m
I_A	Indice de mouillabilité d'Amott	-
I_o	Indice de mouillabilité à l'huile	-
I_w	Indice de mouillabilité à l'eau	-
K	Perméabilité absolue	mD ou m ²
K_{ads}	Constante de vitesse de d'adsorption	-
K_{dés}	Constante de vitesse de désorption	-
K_f	Constante d'équilibre thermodynamique de fren	
K_i	Perméabilité effective de la phase i	mD ou m ²
K_L	Constante d'équilibre thermodynamique de Langmuir	
K_{ro}	Perméabilité relative à l'huile	mD ou m ²
K_{ro max}	Perméabilité relative maximale à l'huile	mD ou m ²
K_{rw}	Perméabilité relative à l'eau	mD ou m ²
K_{rw max}	Perméabilité relative maximale à l'eau	mD ou m ²
m_{saturé}	Masse de l'échantillon saturé	kg
m_{sec}	Masse de l'échantillon sec	kg
P	Pression	Pa
P_C	Pression capillaire	Pa
Q	Débit volumique	m ³ .s ⁻¹
Q_o	Débit d'huile	m ³ .s
Q_w	Débit d'eau	m ³ .s
r	Rayon de courbure	m

Nomenclature

Re	Nombre de Reynolds	-
S	Section du milieu poreux	m ²
So	Saturation en huile	%
So_r	Saturation résiduelle en huile	%
Sw	Saturation en eau	%
Sw_i	Saturation en eau irréductible	%
T	Température	°C
V	Volume	m ³
v	Vitesse	m/s
V_o	Volume d'huile déplacée par la saumure	m ³
V_{osp}	Volume d'huile déplacée spontanément par la saumure	m ³
V_w	Volume de saumure déplacée par d'huile	m ³
V_{wsp}	Volume de saumure déplacée spontanément par l'huile	m ³
γ	Tension interfaciale	N.m
θ	Angle de contact	°
δe	Quantité adsorbée à l'équilibre	mg/g
δmax	Capacité maximale d'adsorption	mg/g
Ø	Porosité	%
γ_{LV}	Tension interfaciale eau-vapeur	N.m
γ_{SL}	Tension interfaciale solide-eau	N.m
γ_{SV}	Tension interfaciale solide-vapeur	N.m
ΔP	Perte de charge entre l'entrée et la sortie du milieu	Pa
μ_i	Viscosité	Pa.s
μ_o	Viscosité dynamique de l'huile	Pa.s
μ_w	Viscosité dynamique de l'eau	Pa.s
ρ	Masse volumique	kg.m ⁻³

Abréviations utilisées

API	American Petroleum Institute
DRX	Diffraction des rayons X
HLB	Hydrophil-Lipophil Balance
M_f	Module de finesse

Nomenclature

IR	spectroscopie Infrarouge
OBM	Boue à l'huile "Oil-based Mud"
SCAL	Special core analysis
SOBM	Boue à l'huile synthétique "Synthetic Oil-based Mud"
TA	Tensioactif
VCF	Formulations de fluide de forage avec le TA Versacoat
CMC	Concentrations micellaire critique
RPM	Rotation par minute
VWF	Formulations de fluide de forage avec le TA Versawet
WBM	Boue à l'eau, "Water-based Mud"
WCF	Formulations de fluide de forage avec les TA Versawet+ Versacoat
USBM	United States Bureau of Mines

Liste des figures

Figure 1: Description des différentes échelles des milieux poreux	24
Figure 2: Procédure expérimentale de détermination des perméabilités relatives par la méthode par déplacement.....	30
Figure 3: Procédure expérimentale de mesure de perméabilité relative par la méthode de l'écoulement permanent.....	32
Figure 4: Courbes de perméabilité relative	34
Figure 5: Différentes combinaisons de piégeages par Chatzis et al. (1983)	36
Figure 6: Modèle du doublet by-passing	37
Figure 7: Représentation du modèle de doublet de pores du déplacement de type imbibition (Chatzis et al., 1983)	37
Figure 8: mécanisme du Snap-off.....	39
Figure 9: Goutte piégée : Effet Jamin (Moradi et al., 2014)	39
Figure 10: État d'équilibre d'une goutte de liquide poses sur un solide	41
Figure 11: Représentations des phases fluides en fonction de la mouillabilité par Meybodi et al., 2010	41
Figure 12: Représentations des phases fluides en fonction de la mouillabilité intermediaire.	42
Figure 13: Représentation schématique de la mesure de l'angle de contact sur une surface solide pour différents types de mouillabilité (Alyafei, 2021).....	43
Figure 14 : Schéma du test expérimental d'Amott par (Alyafei, 2021).....	43
Figure 15: cellule d'imbibition d'Amott.....	46
Figure 16: Mécanisme des particules d'huile pendant le processus d'altération de la mouillabilité	48
Figure 17 : déplacement d'huile par l'eau pendant l'injection d'eau a/mouillabilité franche à l'eau et b/ mouillabilité franche à l'huile (Standnes & Austad, 2000).....	49
Figure 18: Les méthodes de récupération tertiaire	49
Figure 19: Pression capillaires (Nguendjio, 2014).....	52
Figure 20: Forces d'attraction des molécules au sein de liquide et a l'interface liquide/air	53
Figure 21: Schéma représentatif d'une molécule tensioactif amphiphile	54
Figure 22: schéma de concentration micellaire critique en fonction de concentration de tensioactif	55
Figure 23: caractéristiques applicatives des agents de surface en fonction de HLB par (BRIANT, 1989)	56
Figure 24: Définition des terme d'adsorption	58
Figure 25: représentation schématique du recouvrement mono moléculaire d'une surface....	60
Figure 26: Représentation schématique de l'hypothese de BET	62
Figure 27: Représentation des interactions de Debye	63
Figure 28: représentation des interactions de London.....	64
Figure 29: Courbe de Potentiel intermoléculaire.....	65
Figure 30: Cycle du fluide forage (Don williamson 2013)	68
Figure 31: Densimètre a boue par (Nguyen, 1993)	69
Figure 32: Schéma d'adsorption des tensioactifs à l'interface huile/eau.....	75
Figure 33: Schéma d'émulsion huile/eau et eau/huile (Chowdhury et al., 2021)	76

Figure 34: Schémas représentant des émulsions simples H/E et E/H et une émulsion multiple E/H/E.....	77
Figure 35: Les échantillons des déblais de forage utilisé dans cette étude	85
Figure 36: Représentation en histogramme de la distribution granulométrique des échantillons	86
Figure 37: Spectre de diffraction des rayons X de l'échantillon des déblais de forage.....	87
Figure 38 : Photomètre de flamme	88
Figure 39: Spectre IR de tensioactif Versawet.....	90
Figure 40: Spectre IR des tensioactifs Versacoat.....	91
Figure 41: Dispositif expérimental d'écoulement (monophasique et diphasique)	95
Figure 42: A-Cellules Amott pour l'imbibition spontanée/B- Les porte-échantillons en PVC	95
Figure 43: Dispositif pour les tests de tension interfaciale et l'adsorption	96
Figure 44: Représentation schématiques de la procédure expérimentale réalisée sur les échantillons des déblais de forage de forage.....	102
Figure 45: Courbes de perméabilités relatives à l'huile et l'eau après vieillissement avec le tensioactif Versacoat	104
Figure 46: Courbes de perméabilités relatives à l'huile et l'eau après vieillissement avec le tensioactif Versawet	105
Figure 47: Courbes de perméabilités relatives à l'huile et l'eau après vieillissement avec le mélange des tensioactifs Versacoat et Versawet.....	105
Figure 48: Illustration de piégeage de phase de l'huile dû aux effets de Bypass dans les pores (a), l'effet Snap-off (b) et l'effet Jamin (c).....	106
Figure 49: Exemple de volume d'huile récupérée par imbibition spontanée dans la saumure	107
Figure 50: Représentation de l'indice de mouillabilité Amott en fonction du temps pour le tensioactifs Versawet.....	109
Figure 51: Représentation de l'indice de mouillabilité Amott en fonction du temps pour le tensioactifs Versacoat.....	109
Figure 52: Représentation de l'indice de mouillabilité Amott en fonction du temps pour le mélange les tensioactifs Versawet et Versacoat.....	110
Figure 53: Schéma montrant les sites d'adsorption pour clarifier les hypothèses de base : sites occupés avec Versawet (bleu) et sites occupés avec Versacoat (vert).....	112
Figure 54 : Densité d'adsorption de tensioactif Versacoat sur les échantillons de déblais de forage à 30°C.....	114
Figure 55 : La forme linéaire de l'isotherme de Langmuir pour le tensioactif Versacoat.....	114
Figure 56: Densité d'adsorption de tensioactif Versawet sur les échantillons de déblais de forage à 30°C.....	115
Figure 57: La forme linéaire de l'isotherme de Langmuir pour le tensioactif Versawet.....	115
Figure 58: Schéma du mécanisme d'adsorption du tensioactif Versawet à la surface des déblais de forage.....	117
Figure 59: Schéma du mécanisme d'adsorption du tensioactif Versacoat à la surface des déblais de forage.....	117

Liste des tableaux

Tableau 1 les perméabilités relatives en fonction de mouillabilité	35
Tableau 2 l'indice de mouillabilité d'Amott	45
Tableau 3 Définition d'adsorption	58
Tableau 4 Les spécifications API pour les fluides de forage à base d'huile (Institute, 2012)	73
Tableau 5 Les propriétés de l'agent tensioactif en fonction des valeurs HLB.....	78
Tableau 6 Composition minéralogique des déblais de réservoirs argilo-gréseux	87
Tableau 7 Propriétés de gasoil.....	89
Tableau 8 Propriétés physiques et chimiques des tensioactifs Versawet et Versacoat	90
Tableau 9 formulation des fluides de forage préparés.....	97
Tableau 10 Caractéristiques du milieu poreux utilisés.....	103
Tableau 11 Résultats de test d'indice de mouillabilité Amott	111
Tableau 12 Paramètres d'adsorption des tensioactifs Versawet et Versacoat	116

ملخص

أثناء حفر آبار النفط، تؤدي سوائل الحفر عدة أدوار، لا سيما موازنة ضغوط التكوين وإخلاء قطع الحفر. عند حفر التكوينات المنتجة للنفط، غالبًا ما تستخدم سوائل حفر المستحلب المقلوب للحد من الأضرار التي تلحق بطبقات الإنتاج. في الواقع، فإن حفر التكوينات بواسطة مواع حفر مستحلب معكوس يكون مصحوبًا أحيانًا بتغيير في الخصائص البتر وفيزيائية بعد انعكاس قابلية البلل في خزان الصخور. هذا التغيير في خصائص الوسط المسامي هو نتيجة لتشكيل طبقة زيتية بسبب امتزاز مادة الفاعل المستحلب الموجودة في تركيبات سوائل الحفر بالسطح.

سيؤدي تعديل قابلية البلل في المصفوفة إلى احتباس الزيت في شعيرات الوسط المسامي ويؤدي إلى تقليل النفاذية النسبية Kro. وبالتالي لوحظ زيادة في تشبع الزيت المتبقي Sor وفي إنتاج الماء من البئر البترولي.

الهدف من الدراسة الموصوفة في هذه الأطروحة هو تقييم تأثير امتزاز نوعين من المواد الخافضة للتوتر السطحي التجارية على الخصائص البتر وفيزيائية للصخر مع الأخذ بعين الاعتبار آلية الضرر للتكوين.

تم تقييم التغييرات في قابلية البلل والنفاذية النسبية لعينات قطع الحفر بدلالة وقت التفاعل مع مستحلبات الطين القائمة على الزيت. تستند التجارب التي تغطيها هذه الدراسة بشكل أساسي إلى:

- قانون Daecy المعمم لتقييم النفاذية النسبية،
- طريقة Amott لتحديد قابلية العينات للبلل
- متساوي الحرارة Langmuir لدراسة امتزاز المواد الخافضة للتوتر السطحي على أسطح المسام.

ميزت عينات قصاصات الحفر بتحليل حجم الجسيمات، مقياس ضوئي للهب وانحراف الأشعة السينية. السوائل المستخدمة عبارة عن محلول ملحي وديزل وخافض للتوتر السطحي يتم تحديد مجموعاتها الوظيفية بواسطة الأشعة تحت الحمراء.

تسمح لنا نتائج تفسير منحنيات النفاذية النسبية بوصف تأثيرات المواد الخافضة للتوتر السطحي على الخصائص البتر وفيزيائية لعينات الحجر الرملي. يبدو واضحًا على ضوء نتائج مؤشرات قابلية البلل على قدرة المواد الخافضة للتوتر السطحي في تغيير قابلية صخور الخزان للبلل من حالة محبة للماء إلى حالة كارهة للماء.

تم اقتراح سيناريو لآليات تغيير قابلية البلل عن طريق الامتزاز على سطح الحجر الرملي على مقياس المسام في نهاية هذه النتائج.

الكلمات المفتاحية

تلف التكوين، قصاصات الحفر، النفاذية النسبية، تغيير قابلية البلل، طريقة Amott، الطين القائم على الزيت، المواد الخافضة للتوتر السطحي، الامتزاز، متساوي الحرارة Langmuir

Résumé

Au cours de forage des puits pétrolier, les fluides de forage assurent plusieurs rôles notamment l'équilibre des pressions de la formation et l'évacuation des déblais de forage.

Lors du forage des formations productrices d'huile, les fluides de forage à émulsion inverse sont souvent utilisés afin de limiter les endommagements des couches productrices.

En effet, le forage des formations par les fluides de forage à émulsion inverse s'accompagne parfois par une altération des propriétés pétrophysiques suite à une inversion de la mouillabilité de la roche-réservoir. Cette altération des propriétés du milieu poreux est le résultat de la formation d'un film oléophile due à l'adsorption du tensioactif émulsifiant présent dans les formulations des fluides de forage.

La modification de la mouillabilité de la matrice va provoquer un piégeage de l'huile dans les capillaires du milieu poreux et induire une réduction de la perméabilité relative K_{ro} . Une élévation de la saturation en huile résiduelle S_{or} et du Water cut sont ainsi observées.

Le but des travaux décrits dans cette thèse est d'évaluer l'effet de l'adsorption de deux tensioactifs commerciaux sur les paramètres pétrophysiques en tant en compte le mécanisme d'endommagement de la formation.

Les changements de mouillabilité et de perméabilité relative des échantillons de déblais s de forage en fonctions de temps de vieillissement avec les émulsifiants de boue à base d'huile ont été évaluée.

Les expériences objet de cette étude sont basées essentiellement sur

- La loi de darcy généralisée pour l'évaluation de la perméabilité relative,
- La méthode Amott pour la détermination de la mouillabilité des échantillons
- l'isotherme de Langmuir pour l'étude de l'adsorption des tensioactifs sur les surfaces des pores.

Les échantillons des déblais (déblais) de forage ont été caractérisés par l'analyse granulométrique, photomètre de flamme et la diffraction des rayons X.

Les fluides utilisés sont la saumure, le gasoil et les tensioactifs dont les groupements fonctionnels sont identifiés par IR.

Les résultats d'interprétation des courbes des perméabilités relatives nous permettent de décrire les effets des tensioactifs sur les propriétés pétrophysiques des échantillons des grès. Il apparait clairement sur la lumière des indices de mouillabilités l'aptitude des tensioactifs a altéré la mouillabilité des roches réservoirs d'un état hydrophile à un état hydrophobe.

Un scénario des mécanismes d'altération de mouillabilité par l'adsorption à la surface des grès à l'échelle du pore est proposé à l'issue de ces résultats.

Mots clés

Endommagement de la formation, déblais de forage, perméabilité relative, altération de la mouillabilité, méthode Amott, boue à base d'huile, les tensioactifs, adsorption, isotherme de Langmuir

Abstract

During the drilling of oil wells, drilling fluids perform several roles including formation pressure balance and cutting removal. When drilling oil producing formations, reverse emulsion drilling fluids are often used to limit damage to the producing layers.

Indeed, drilling formations with reverse emulsion drilling fluids is sometimes accompanied by an alteration of the petrophysical properties due to a change in the wettability of the reservoir rock. This alteration of the properties of the porous medium is the result of the formation of an oleophilic film due to the adsorption of the emulsifying surfactant present in the drilling fluid formulations.

The modification of the wettability of the matrix will cause a trapping of the oil in the capillaries of the porous medium and induce a reduction of the relative permeability K_{ro} . An increase of the residual oil saturation S_{or} and of the Water cut are thus observed.

The aim of the work described in this thesis is to evaluate the effect of the adsorption of two commercial surfactants on the petrophysical parameters of reservoir rocks taking into account the formation damage mechanism. The changes in wettability and relative permeability of drilling cutting samples as a function of aging time with the oil-based mud emulsifiers were evaluated.

The experiments in this study are based mainly on:

- Generalized Darcy's law to evaluate of the relative permeability,
- The Amott method for wettability measurement
- Langmuir's isotherm to study of the adsorption of surfactants.

Drilling cutting samples were characterized by particle size analysis, flame photometer and the X-ray diffraction.

The fluids used were brine, diesel and surfactants which the functional groups were identified by IR.

The results of the interpretation of the relative permeability curves allow us to describe the effects of the surfactants on the petrophysical properties of the sandstone samples. It is clear from the wettability indices that surfactants have altered the wettability of the reservoir rocks from a hydrophilic to a hydrophobic state.

A scenario of wettability alteration mechanisms by the adsorption on the sandstone surface at the pore scale is proposed.

Keywords

Formation damage, drilling cuttings, relative permeability, wettability alteration, Amott method, oil-based mud, surfactants, adsorption, Langmuir isotherm.

Introduction générale

Introduction

L'endommagement des formations des couches productrices d'hydrocarbures est un problème opérationnel indésirable qui peut se produire pendant la récupération du gaz et du pétrole dans les réservoirs à différentes étapes, y compris le forage, la complétion, la production, la fracturation hydraulique et les opérations de work Over.

L'endommagement est techniquement défini comme tout processus qui provoque une réduction de la productivité naturelle inhérente d'un réservoir de pétrole ou de gaz, ou une réduction de l'injectivité d'un puits d'injection d'eau ou de gaz. En effet une bonne compréhension du type et du degré de l'endommagement auxquels différents réservoirs peuvent être sensibles est essentielle pour ajuster les pratiques d'exploitation afin de minimiser les facteurs d'endommagement.

L'endommagement par les fluides de forage peut se produire selon plusieurs mécanismes différents, y compris, l'invasion des solides de la boue, la dispersion des fines particules de la formation, l'hydratation des argiles et l'altération de la mouillabilité. Pour le système d'ingénierie pétrolière, la mouillabilité est l'un des paramètres les plus importants influençant la saturation, la distribution et l'écoulement des fluides dans les formations productrices.

La sélection d'une boue de forage appropriée pour un réservoir donné pourrait être cruciale. De nombreux chercheurs ont prouvé l'effet des fluides de forage sur les propriétés pétrophysiques en raison du choix d'une boue inadaptée. La sélection d'une composition performante du fluide de forage a été considérée comme essentielle pour minimiser les endommagements des réservoirs et obtenir les indices de productivité souhaités.

Les mécanismes d'endommagement de la formation doivent d'abord être déterminés afin d'orienter le développement et la conception des mesures de protection des réservoirs. Les méthodes expérimentales pour évaluer les dommages de la formation, comprennent principalement une variété d'analyses de carottes et des expériences d'écoulement à l'aide d'une variété de fluides et d'additifs.

Lors du forage des formations productrices d'huile, les fluides de forage à émulsion inverse sont souvent utilisés afin de limiter les endommagements des couches productrices. La stabilité de l'émulsion inverse dépend principalement de l'utilisation des émulsifiants.

D'autre part, l'emploi des émulsions inverses s'accompagne parfois par une altération des propriétés pétrophysiques suite à une inversion de la mouillabilité de la roche-réservoir.

Cette altération des propriétés du milieu poreux est le résultat de la formation d'un film oléophile dû à l'adsorption des tensioactifs émulsifiants présents dans les formulations des fluides de forage.

La modification de la mouillabilité de la matrice va provoquer un piégeage de l'huile dans les capillaires du milieu poreux et induire une réduction de la perméabilité relative K_{ro} . Une élévation de la saturation en huile résiduelle S_{or} et du Water cut sont ainsi observées.

Cette chute des indices de productivité d'huile est la conséquence de l'utilisation des émulsifiants incompatibles avec les roches réservoirs.

En pratique, le choix des agents tensioactifs repose principalement sur le prix de vente du produit, l'historique des performances des fluides de forage appliqués dans le même champ pétrolier et sur sa disponibilité. Lors des appels d'offre pour les commandes des émulsifiants, les compagnies pétrolières n'accordent pas d'importance en priorité à l'incompatibilité des tensioactifs avec la roche réservoir. Cependant les tests de comptabilité des tensioactifs avec les formations réservoirs restent un sujet d'actualité. On a pu noter à travers la revue des éléments bibliographiques sur les critères de choix et la comptabilité ce sont des aspects quasiment ignorés par la littérature spécialisée.

L'adsorption des tensioactifs à la surface des roches est pilotée par différents facteurs tels que la polarité de surface de la roche réservoir, le type de tensioactif, la température, le pH et la salinité de l'eau de formation. En raison des différents types de tensioactifs et de la diversité des interfaces roche/fluides, les mécanismes d'altération de la mouillabilité ne sont pas identiques.

Ce projet de recherche se focalise sur l'étude de l'influence de deux tensioactifs commerciaux contenus dans les formulations des émulsions inverses sur les propriétés des roches réservoirs en termes de perméabilité relative et altération de la mouillabilité. Cette thèse a été élaborée en vue de proposer une technique expérimentale basée sur l'utilisation d'un micro-modèle. Ce dernier est constitué de deux dispositifs permettant de mesurer l'imbibition spontanée et forcée, qui repose sur une adaptation de test de mouillabilité selon la méthode d'Amott.

Le mécanisme d'altération de la mouillabilité par différents tensioactifs dans les réservoirs de grès a été analysé. Des échantillons des déblais de forage prélevés de la région de Berkine ont été caractérisés par : la diffraction des rayons X (DRX) et la photométrie de flamme. Les groupes fonctionnels des tensioactifs ont été identifiés par le spectrophotomètre infrarouge. En outre, nous avons étudié l'adsorption des tensioactifs à la surface des grès sur la base de

l'isotherme de Langmuir, et un nouveau mécanisme d'altération de mouillabilité a été proposé pour chaque tensioactif.

Pour répondre à cette problématique, ce manuscrit s'articule autour de quatre chapitres distincts

- Le premier chapitre est consacré aux écoulements diphasiques dans les milieux poreux et aux différentes propriétés pétrophysiques des roches matricielles. Ce chapitre présente également une description des phénomènes de piégeage des phases et la mouillabilité de la roche réservoir.
- Nous nous sommes intéressés dans le deuxième chapitre aux divers phénomènes de surface dans les réservoirs. Une compilation sur les tensioactifs, les forces intermoléculaires, la tension interfaciale et les différents modèles associés à l'étude d'adsorption à l'interface solide-liquide.
- Le troisième chapitre met l'accent sur les types et les propriétés des fluides de forage. Les émulsifiants utilisés dans les formulations des fluides de forage ainsi que les endommagements provoqués par ces derniers sont aussi décrit.
- Le quatrième chapitre décrit le projet expérimental qui a été mis en place pour la réalisation des expériences de mesure de perméabilité relative, mouillabilité et d'adsorption, le dispositif expérimental et toutes les procédures expérimentales sont présentés en détails.
- Le cinquième chapitre présente l'ensemble des résultats expérimentaux obtenus. Nous présentons aussi les différentes caractéristiques des milieux poreux et fluides utilisés. A l'issue d'une analyse des données qui met en évidence nous discutons l'influence des tensioactifs sur la mouillabilité et les perméabilités relatives, une interprétation des mécanismes d'adsorption des tensioactifs est proposée.
- A la fin du document, des conclusions expérimentales sont tirées des observations établies. Nous donnons aussi quelques perspectives de suite d'étude.

Partie 1

Synthèse

bibliographique

Chapitre I : Propriétés des milieux poreux et introduction à la mouillabilité

I-1.Introduction aux milieux poreux

Un milieu poreux est défini comme étant constitué d'une matrice solide et des vides appelés les pores, ou peuvent coexister un ou plusieurs fluides. Ces milieux poreux peuvent être de type non consolidés/granulaires (sables, sols, ...) ou consolidés (grès, carbonates, calcaire, ...).

I-1.1.Les différentes échelles d'un milieu poreux

Il existe plusieurs niveaux de description des écoulements en milieux poreux, dont la taille et le nombre peuvent varier en fonction des matériaux et des applications considérées. Cependant, on admet généralement au moins trois échelles de description caractérisées par les propriétés suivantes (Le Maout, 2020; Yra, 2006) (Figure 1):

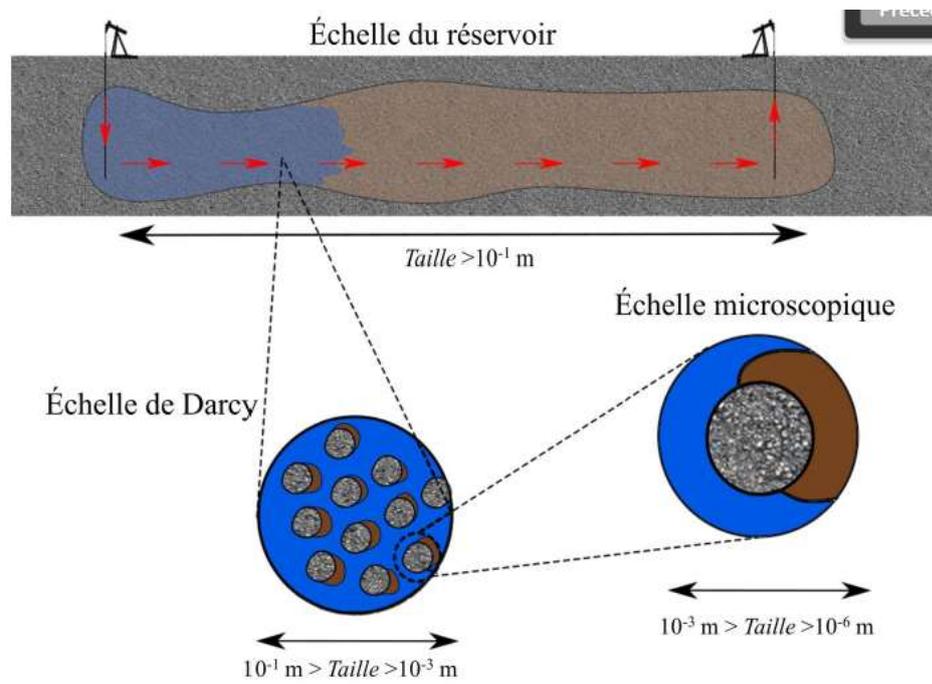


Figure 1: Description des différentes échelles des milieux poreux

- **L'échelle du pore**: c'est l'échelle la plus petite du milieu poreux (du micromètre au millimètre) au sens où elle prend explicitement en compte la géométrie (complexe) du squelette solide et le caractère multiphasique des écoulements : les phases et les interfaces sont identifiables.

- **L'échelle de Darcy** : C'est l'échelle usuelle de description du milieu poreux (du millimètre à la dizaine de centimètres).
- **Grandes échelles** : C'est l'échelle du milieu étudié dans son ensemble (de la dizaine de centimètre au kilomètre). L'étude de ces milieux fait généralement appel à une approche combinée de données géostatistiques et de simulations numériques.

I-1.2.Écoulement monophasique : équations régissantes

Considérons dans un premier temps un unique fluide s'écoulant dans un milieu poreux (phase fluide α). À l'échelle du pore il est régi par l'équation de Stokes (conservation de la quantité de mouvement) :

$$-\nabla P_\alpha + \rho_\alpha \cdot g + \mu_\alpha \cdot \nabla^2 V_\alpha = 0 \quad (1)$$

Où :

- g représente l'accélération de la pesanteur.
- ∇ est l'opérateur de divergence.
- P_α , ρ_α , μ_α , et \mathbf{v}_α représentent respectivement la pression, la masse volumique, la viscosité dynamique et la vitesse de la phase α .

Ce modèle est complété par les équations de continuité (conservation de la masse), pour un tel système, les lois de conservation de la masse s'écrivent sous la forme suivante :

$$\frac{\partial \rho_\alpha}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_\alpha \mathbf{v}_\alpha) = 0 \quad (2)$$

Pour un fluide incompressible et un squelette solide indéformable, l'équation précédente peut se simplifier sous la forme d'une hypothèse d'incompressibilité :

$$\nabla \cdot \mathbf{v}_\alpha = 0 \quad (3)$$

Les conditions aux limites s'écrivent : à l'interface de la phase et la matrice solide

$$\mathbf{v}_\alpha = 0 \quad (4)$$

À l'échelle locale on exprime la vitesse moyenne de l'écoulement d'un fluide visqueux dans un milieu et par l'application de la méthode de prise de moyenne volumique (Withaker, 1986). On obtient l'équation de Darcy exprimé par :

$$\frac{1}{V} \int_{vP} V_{\alpha} \cdot dV = -\frac{K}{\mu_{\alpha}} \left(\nabla \left(\frac{1}{V} \int_{vP} P_{\alpha} \cdot dV \right) - \rho_{\alpha} \cdot g \right) \quad (5)$$

Où V_p est le volume des pores et dans ce cas est considéré comme occupé entièrement par la phase fluide α . V est le volume de prise de moyenne et \mathbf{K} est une grandeur intrinsèque au milieu poreux qui représente le tenseur de perméabilité.

Cette grandeur physique traduit l'aptitude d'un milieu poreux à laisser circuler un fluide.

Pour un milieu isotrope, le tenseur de perméabilité s'exprime en fonction d'une seule grandeur scalaire, k , qui est la perméabilité absolue et telle que :

$$\mathbf{K} = k \cdot \mathbf{I} \quad (6)$$

Celle-ci s'exprime en Darcy. A l'échelle de Darcy en écoulement horizontal 1D :

$$v_{\alpha} = -\frac{K}{\mu_{\alpha}} \cdot \frac{dP_{\alpha}}{dx} \quad (7)$$

A l'échelle du laboratoire, Aux faibles vitesses d'écoulement (et ce sera le cas dans cette étude) nous considérerons que les milieux poreux sont homogènes et isotropes et que l'écoulement est unidirectionnel et horizontal, ce qui nous permet de négliger les effets de pesanteur.

En notant Q_{α} = débit volumique d'injection de la phase α L la longueur du milieu poreux, S sa section et ΔP_{α} la perte de charge dans la phase α entre l'entrée et la sortie du milieu, l'équation (5) devient :

$$v_{\alpha} = \frac{Q_{\alpha}}{A} = -\frac{K}{\mu_{\alpha}} \left(\frac{\Delta P_{\alpha}}{L} \right) \quad (8)$$

I-1.3.Équations régissant les écoulements multiphasiques dans les milieux poreux

Par rapport au cas monophasique, les écoulements de plusieurs fluides immiscibles se distinguent par l'existence de zones de contact entre les différentes entités qui composent le système. Les écoulements polyphasiques, lorsque deux fluides non miscibles (huile et eau, dans notre cas) coexistent et sont en écoulement dans un milieu poreux, on définit localement :

- les saturations en chacun de ces fluides S_o , et S_w ,

$$S_h + S_e = 1 \quad (9)$$

- les pressions moyennes de chacun de ces fluides, P_h , et P_e , dont la différence P_c , est, comme dans le cas où ces fluides sont au repos, appelée pression capillaire ;

$$P_c = P_h - P_e \quad (10)$$

- les vitesses de filtration de chacun de ces fluides. Par analogie avec la loi de Darcy, qui régit les écoulements monophasiques, on écrit les deux formules :

$$\left. \begin{aligned} \vec{v}_e &= -\frac{K_e}{\mu_e} (\overrightarrow{\text{grad}}P_e - \rho_e \vec{g}) \\ \vec{v}_h &= -\frac{K_h}{\mu_h} (\overrightarrow{\text{grad}}P_h - \rho_h \vec{g}) \end{aligned} \right\} \quad (11)$$

Ces formules constituent la définition des coefficients k_h et k_e appelés perméabilités effectives respectivement à l'huile et à l'eau. μ_h et μ_e sont les viscosités, ρ_e et ρ_h les masses volumiques des deux fluides, v_e et v_h les vitesses de deux fluides, et g l'accélération de la pesanteur.

Une équation d'état est exprimée en termes de compressibilité du fluide c :

$$c = \frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial \rho}{\partial P} = \frac{1}{V} \cdot \frac{\partial V}{\partial P} \quad (12)$$

Enfin, à l'équation (6, 7, 8,9) il faut joindre les équations de continuité qui expriment la conservation de chacun des deux fluides :

$$\left. \begin{aligned} \text{div}(\rho_h \vec{u}_h) + \frac{\partial}{\partial t} (\Phi \rho_h S_h) &= 0 \\ \text{div}(\rho_e \vec{u}_e) + \frac{\partial}{\partial t} (\Phi \rho_e S_e) &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (13)$$

Ces équations constituent le système fondamental utilisé pour décrire mathématiquement les écoulements polyphasiques en milieu poreux, dans le cas où les deux fluides sont totalement immiscibles.

Dans le cas de milieu poreux naturels, le système d'équations se simplifie alors en système d'équations connu sous le nom de loi de Darcy généralisée, dont nous approfondirons ultérieurement l'étude de ces équations.

I-2. La perméabilité

I-2.1. Définition de la perméabilité

La perméabilité caractérise la capacité d'un milieu poreux à laisser circuler à travers lui des fluides (liquides ou gaz), quand il y a une différence de pression entre ses deux faces. Elle dépend tant des propriétés du milieu que de celles des fluides mis en jeu (Iskandar, s. d.).

Pour un fluide monophasique, incompressible, de viscosité μ , en écoulement laminaire et en régime permanent, la perméabilité k est le coefficient de proportionnalité qui relie le débit Q de ce fluide, à travers la section S d'un échantillon de longueur ΔL , à la perte de charge ΔP nécessaire à cet écoulement.

$$Q = \frac{kS\Delta P}{\mu\Delta L} \quad (14)$$

Dans le cas d'un écoulement diphasique unidimensionnel au sein d'un milieu homogène et isotrope, le modèle de Darcy généralisé s'écrit :

$$v_i = - \frac{k_i}{\mu_i} \left(\frac{dP_i}{dx} \right) \quad (15)$$

La perméabilité effective à la phase i , notée k_i , peut être exprimée en fonction de la perméabilité absolue k du milieu et la perméabilité relative à la phase i k_{ri} :

$$k_i = k_{ri} \cdot k \quad (16)$$

I-2.2. La loi de Darcy

La loi de Darcy, reste de nos jours un élément essentiel de la description mathématique de l'écoulement d'un fluide dans un milieu poreux. Elle est toujours largement utilisée dans de nombreux domaines : hydrologie, génie chimique, exploitation des gisements d'hydrocarbures.

Les premières expériences connues sur la perméabilité ont été réalisées par darcy en 1856. Un filtre poreux homogène est placé dans un tube de section S , en introduisant un fluide

incompressible de viscosité μ et en mesurant le débit Q ainsi que la pression du fluide par deux manomètres latéraux placés à la base et au sommet du tube; Darcy a constaté qu'il y a une relation entre les pressions P_1 et P_2 indiquées par les manomètres, (à la base et au sommet du tube respectivement) les caractéristiques géométriques du tube (section S et longueur L) et le débit qui s'écrit :

$$Q = \frac{KS}{\mu} \cdot \frac{P_2 - P_1}{L} \quad (17)$$

Où K est la perméabilité d'un milieu qui s'exprime en Darcy ou en millidarcy.

La loi de Darcy s'applique à l'écoulement d'une phase fluide unique, occupant tout l'espace poreux du milieu (Marle, 2006). Son extension aux écoulements de deux phases fluides qui se partagent l'espace poreux a été proposé par Levrette.

Les limites de la loi de Darcy ont été établies dans des conditions d'écoulement particulières qui limitent sa validité. Les principales hypothèses de la loi sont les suivantes :

- Matrice solide homogène, isotrope et stable,
- Fluide homogène, isotherme et incompressible,
- Énergie cinétique négligeable,
- Régime d'écoulement permanent,
- Écoulement laminaire.

Les principales limitations à la validité de la loi de Darcy découlent par conséquent des deux dernières hypothèses, à savoir un écoulement laminaire et un régime permanent. En effet, lorsque ces conditions ne sont plus remplies, les pertes d'énergie par frottements visqueux ne sont plus proportionnelles à la vitesse, mais à une puissance de celle-ci.

La définition du seuil d'apparition de turbulences dans l'écoulement est donnée par le nombre de Reynolds Re , exprimant le rapport des forces d'inertie aux forces de viscosité.

I-2.3. Méthodes de mesure des perméabilités relatives

Les méthodes de perméabilité relative en laboratoire comprennent la méthode par déplacement (unsteady-state), la méthode des écoulements permanents (steady-state) et la méthode de centrifugation.

I-2.3.1. La méthode de déplacement (unsteady-state method)

Les mesures de perméabilité relative par déplacement peuvent être effectuées plus rapidement que les mesures en régime permanent, mais l'analyse mathématique de la procédure en régime instationnaire est plus difficile. Cette méthode nécessite une interprétation analytique des résultats.

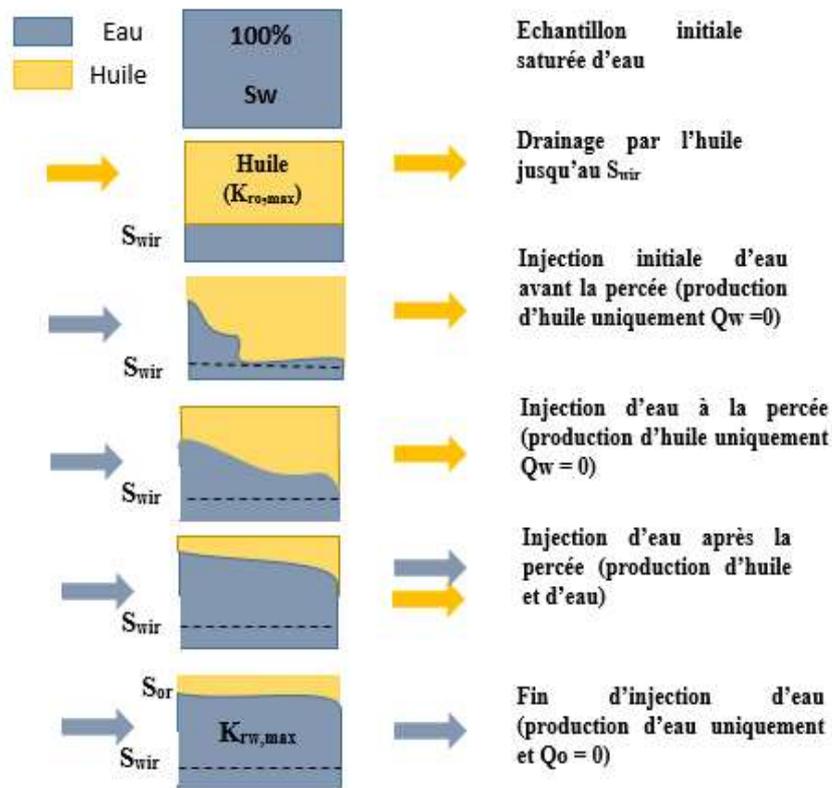


Figure 2: Procédure expérimentale de détermination des perméabilités relatives par la méthode par déplacement

Dans une mesure en régime non permanent (voir figure 2), l'échantillon est saturé d'un fluide (eau ou huile), puis l'autre fluide est injecté pour déplacer le premier fluide.

En effet, les hypothèses émises sont les suivantes :

- Le milieu poreux est homogène
- Les effets de pression capillaire sont négligeables aux extrémités comme dans la zone du front de saturation.
- L'écoulement est unidirectionnel et forme un angle α avec l'horizontal.
- Les fluides sont non miscibles, newtoniens et incompressibles.

Dans une mesure en régime non permanent, l'échantillon est saturé d'un fluide (eau ou huile), puis l'autre fluide est injecté pour déplacer le premier fluide.

La théorie de Buckley & Leverett, (1942) qui est développée par Welge, (1952) est généralement utilisée pour la mesure de la perméabilité relative dans des conditions non permanente.

La base mathématique de l'interprétation des données d'essai peut être résumée comme suit :

Leverett a combiné la loi de Darcy avec une définition de la pression capillaire sous forme différentielle pour obtenir :

$$F_w = \frac{1 + \frac{K_{ro}}{q \cdot \mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - \Delta \rho g \sin \theta \right)}{1 + \frac{k_{ro} \cdot \mu_w}{k_{rw} \cdot \mu_o}} \quad (18)$$

Où f_w , est la fraction d'eau dans le flux de sortie ; q est le débit total de fluide quittant la carotte ; θ est l'angle entre la direction x et l'horizontale ; et $\Delta \rho$ est la différence de densité entre les fluides en déplacement et les fluides déplacés.

Pour le cas d'un écoulement horizontal et d'une pression capillaire négligeable, par la combinaison de la loi de darcy l'équation (23) devient :

$$F_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro} \cdot \mu_w}{k_{rw} \cdot \mu_o}} \quad (19)$$

Le travail de Welge a été étendu par (Johnson et al., 1959) parfois appelé la méthode JBN pour calculer les perméabilités relatives des phases individuelles, k_{row} est obtenu en traçant $1/(Q_{vi} \cdot I_R)$ en fonction de $1/Q_{vi}$.

$$K_{ro} = f_{o.sortie} \cdot \frac{1}{d\left(\frac{1}{Q_{vi} \cdot I_R}\right) / d\left(\frac{1}{Q_{vi}}\right)} \quad (20)$$

Ou :

$f_{o.sortie}$: est le flux fractionnaire d'huile en sortie,

Q_{vi} est le débit d'eau injectée.

I_R est le ratio d'injectivité défini par :

$$I_R = \frac{\Delta P_i}{Q_{vi} \cdot \Delta P} \quad (21)$$

Avec ΔP_i étant la perte de charge aux conditions initiales et ΔP , la perte de charge mesurée.

I-2.3.2. La méthode de l'écoulement permanent (steady state method)

En général, pour l'approche en régime permanent, les deux fluides sont injectés simultanément. Les volumes injectés et de même les volumes des phases produites en fonction du temps sont enregistrés, la chute de pression est aussi mesurée pour déterminer la perméabilité relative (Figure 3). Ensuite, la perméabilité relative et la perméabilité effective sont calculées.

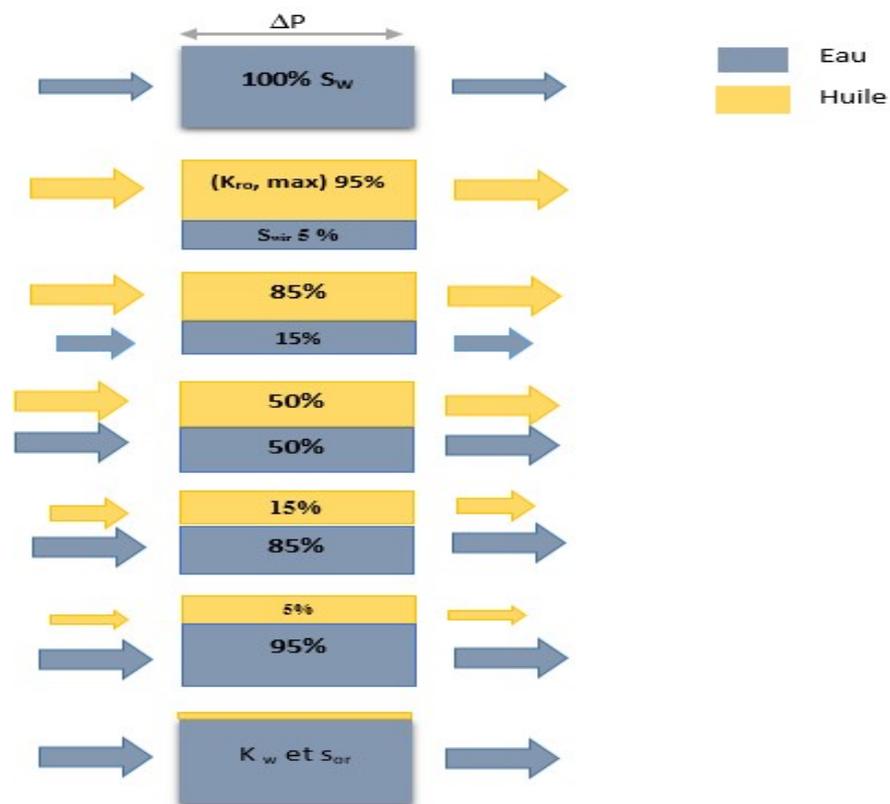


Figure 3: Procédure expérimentale de mesure de perméabilité relative par la méthode de l'écoulement permanent

Le temps nécessaire entre chaque série de taux d'injection est de quelques heures à quelques jours en fonction de la perméabilité absolue afin d'atteindre un régime permanent et ainsi pouvoir obtenir une nouvelle série de points de perméabilité relative. La perméabilité relative en régime permanent est considérée comme plus précise que la méthode par déplacement qui est abordée dans la section suivante ; cependant, la méthode en régime permanent prend plus de temps.

❖ Les étapes de mesures

Dans notre cas nous considérerons un milieu homogène de section A, de longueur L et de porosité Φ .

Les perméabilités relatives sont calculées en considérant le modèle de Darcy généralisé 1D (modèle diphasique de Darcy) décrit ci-dessous pour les deux phases eau (w) et huile (o) :

$$Q_o = \frac{k \cdot k_{ro} \cdot A}{\mu_o} \left(\frac{\partial P_o}{\partial x} \right) \quad (22)$$

$$Q_w = \frac{k \cdot k_{rw} \cdot A}{\mu_w} \left(\frac{\partial P_w}{\partial x} \right) \quad (23)$$

- la première étape consisterait à saturer la carotte à 100% avec de l'eau pour mesurer sa perméabilité absolue. Ensuite
- l'huile est injectée pour déplacer l'eau de la roche afin d'atteindre la saturation en eau irréductible. Cette condition représente la condition initiale du réservoir et le point final (end point) de la perméabilité relative au pétrole ($k_{ro,max}$) peut être mesuré,
- l'huile et l'eau sont injectées simultanément à un débit fixe jusqu'à ce que le taux produit soit égal au taux injecté.
- Le système doit atteindre un régime d'équilibre avant de pouvoir effectuer une mesure.
- Les saturations de la carotte doivent être mesurées à chaque équilibre et un nouveau ratio de fluide est appliqué.
- Cette opération est répétée jusqu'à ce que les perméabilités relatives soient déterminées
- La saturation en eau est généralement mesurée à l'aide d'une mesure volumétrique ou la pesée résistivité électrique, ou l'imagerie par rayons X pour surveiller la saturation à l'intérieur de la carotte.

La modification incrémentielle du débit dépend du temps disponible pour réaliser l'expérience. L'augmentation progressive du débit d'eau se poursuivra jusqu'à ce qu'il n'y ait plus que de l'eau qui circule dans le système et que la saturation résiduelle en huile soit atteinte.

Plusieurs montages expérimentaux et méthodes ont été élaborés dans la littérature, pour éliminer/réduire les effets de extrémité pour la méthode des écoulements permanents :

- Méthode de Penn state
- Méthode dynamique à échantillon unique
- Méthode de Hassler

- Méthode de Hafford

I-2.4. Influence de la mouillabilité sur les perméabilités relatives

La perméabilité relative est une fonction de la mouillabilité, c'est une mesure directe de la capacité du milieu poreux à laisser s'écouler des fluides à travers son réseau de pores. Cette propriété étant contrôlée par la distribution spatiale des phases, la mouillabilité aura donc un effet sur les perméabilités relatives. De multiples études ont évoqué une même évolution du comportement des perméabilités relatives avec la mouillabilité (W. G. Anderson, 1987; Owens & Archer, 1971).

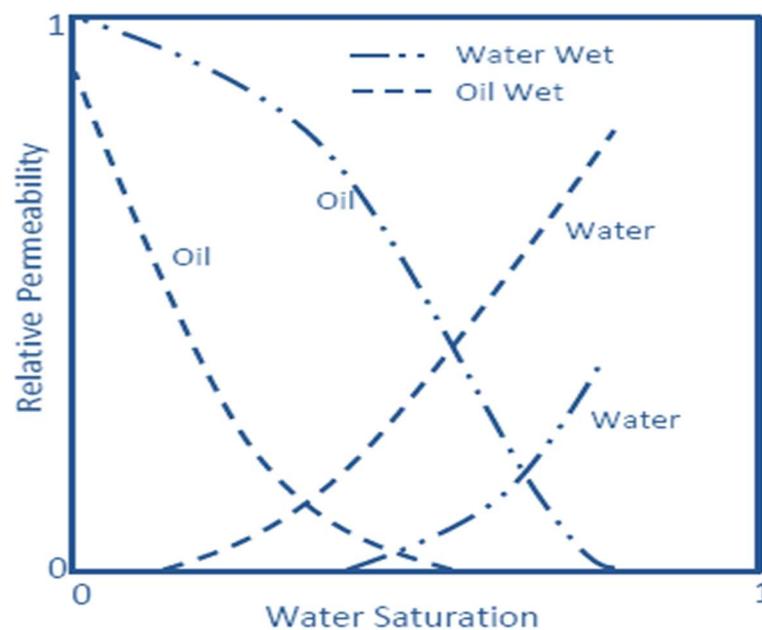


Figure 4: Courbes de perméabilité relative

A l'échelle du pore, dans un milieu de mouillabilité franche à l'eau préfère être en contact avec la surface. L'eau remplit donc les pores étroits tandis que l'huile remplit les pores larges, ce qui donne à l'eau une mauvaise mobilité avec une perméabilité relative plus faible. Pour la même raison, l'huile a une perméabilité relative plus élevée que l'eau.

Dans le cas d'un système de mouillabilité franche à l'huile (figure 4), on observe l'inverse du scénario précédant : l'huile a une perméabilité relative inférieure à celle de l'eau car elle remplit les pores étroits. L'eau, par contre, remplit les grands pores, ce qui donne une faible mobilité à l'huile. La saturation résiduelle en huile est cependant élevée, car l'huile est piégée au centre des pores les plus larges par l'eau qui la coince de tous les côtés.

Tableau 1 les perméabilités relatives en fonction de mouillabilité

Système	Water-wet	Oil-wet
S_{wi}	> 20 à 25 %	< 10 -15%
$K_{rw}=k_{ro}$	$S_w > 50 \%$	$S_w < 50\%$
K_{rw} à $S_{w(max)}$ (S_{or})	< 0.3	> 0.5

Dans un système eau-pétrole, à mesure que le système devient plus mouillable en huile, la perméabilité relative de l'eau (k_{rw}) augmente, la perméabilité relative de l'huile (k_{ro}) diminue, et le point de croisement se produit à une saturation en eau plus faible.

Ces caractéristiques particulières ont permis à (Craig, 1971) de généraliser quelques règles empiriques, qui indiquent les différences de perméabilité relative des carottes fortement mouillées par l'eau et des carottes fortement mouillées par le pétrole. Ces règles sont présentées dans le tableau 1.

I-3. Piégeage des phases (phase trapping)

I-3.1. Définition

Le piégeage de phase, également appelé piégeage capillaire, désigne le processus dans lequel la phase non mouillante est piégée dans l'espace poreux, sous forme de gouttes discrètes, par les forces capillaires. Ce piégeage est caractérisé par la saturation irréductible représente la saturation minimale de la phase mouillante qu'un milieu poreux (de perméabilité et porosité définies) peut retenir durant l'écoulement de la phase non mouillante, et la saturation résiduelle qui est la saturation minimale de la phase non mouillante obtenue après imbibition forcée de la phase mouillante dans le milieu poreux (Tognisso, s. d.).

Pendant le drainage des fluides, la phase mouillante est principalement piégée par le mécanisme de bypass ; cependant durant l'imbibition, la phase non mouillante peut être piégée soit par le Bypass, soit par le Snap-off, soit par une combinaison des deux mécanismes (Anbari et al., 2018).

Des études menées dans des micromodules par (Chatzis et al., 1983; Lenormand et al., 1983) ont identifié deux principaux phénomènes de piégeage capillaire : le piégeage bypass dû à

l'hétérogénéité de la résistance à l'écoulement à l'échelle du pore, et le piégeage Snap-off dû à la compétition dynamique entre les forces capillaires et les forces visqueuses (figure 5).

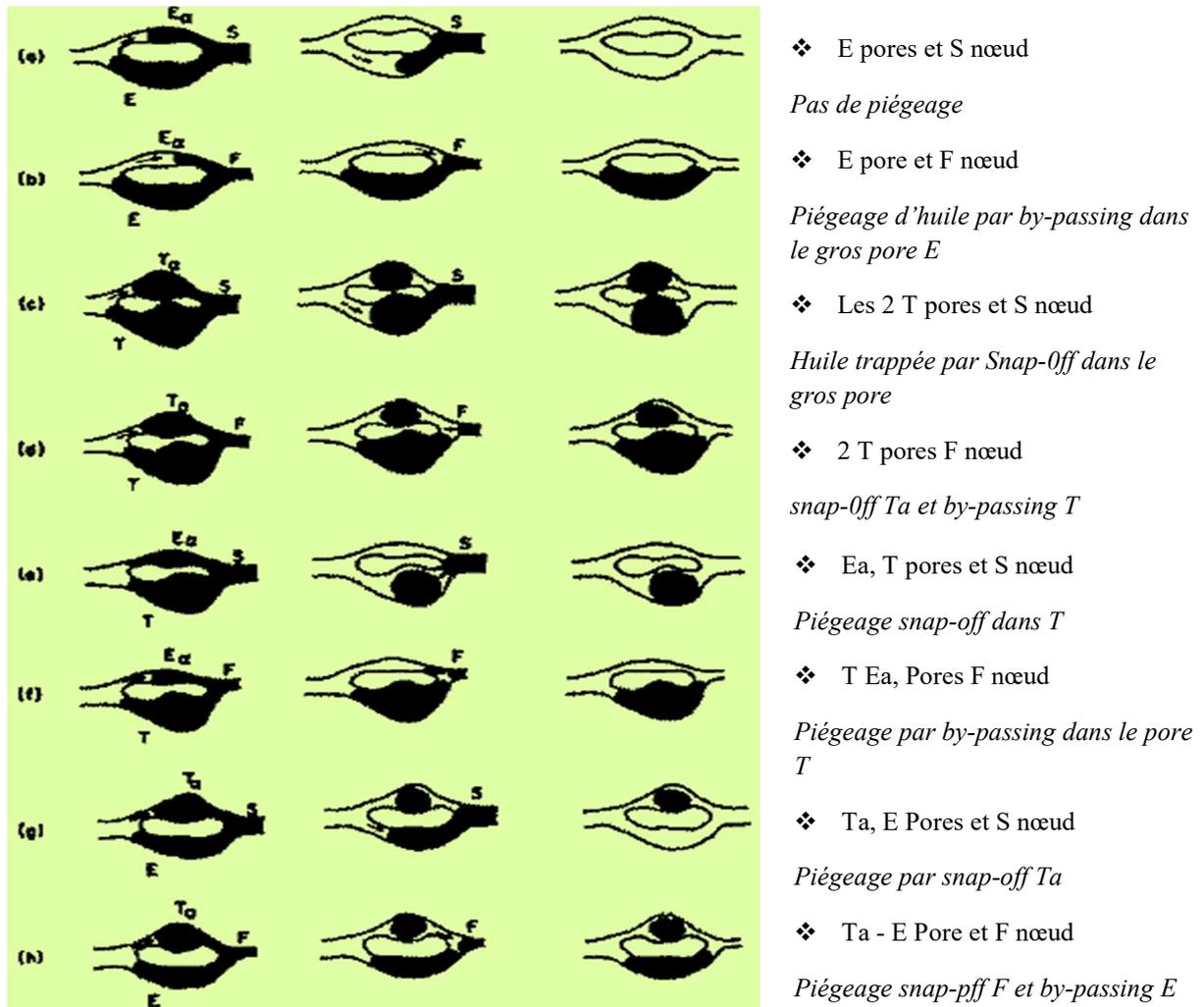


Figure 5: Différentes combinaisons de piégeages des phases par Chatzis et al. (1983)

I-3.2. Les mécanismes de piégeage des phases dans le milieu poreux

I-3.2.1. Mécanisme du doublet de pore (Bypassing)

Ce modèle permet d'illustrer une hétérogénéité locale qui consiste en une différence de rayon entre deux chemins d'écoulement possibles. Le doublet est constitué de deux pores parallèles dont l'un est plus large que l'autre et dont les entrées et sorties sont connectées (figure 6).

Ce modèle développé par Moore & Slobod, (1956) qui fait l'hypothèse que dans chaque pore, nous avons un écoulement de type Poiseuille et que la présence de l'interface ne perturbe pas

l'écoulement. Ces hypothèses sont vérifiées si les pores sont bien plus longs que larges et que le déplacement se fait lentement.

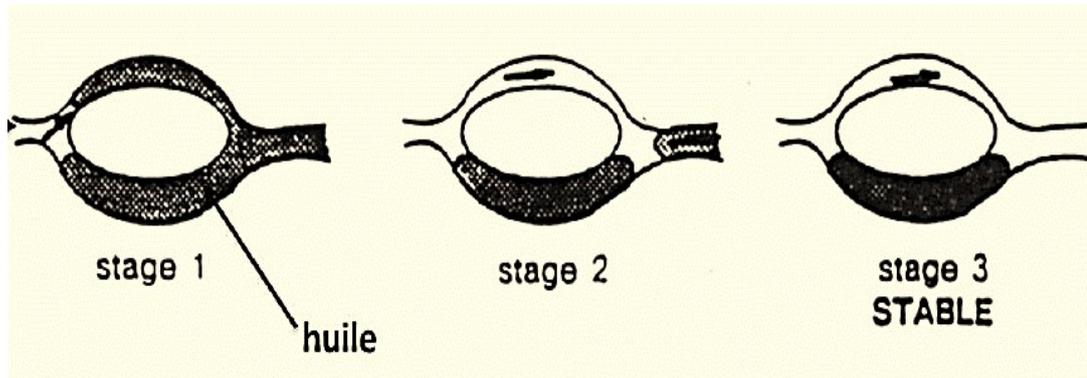


Figure 6: Modèle du doublet by-passing

Les prédictions du modèle du mécanisme de déplacement microscopique de l'huile par l'eau dans un doublet de pores illustré à la Figure 7, constitué de deux capillaires uniformes connectés en parallèle, de diamètres D_1 et D_2 , respectivement, ont été dérivées par le raisonnement suivant.

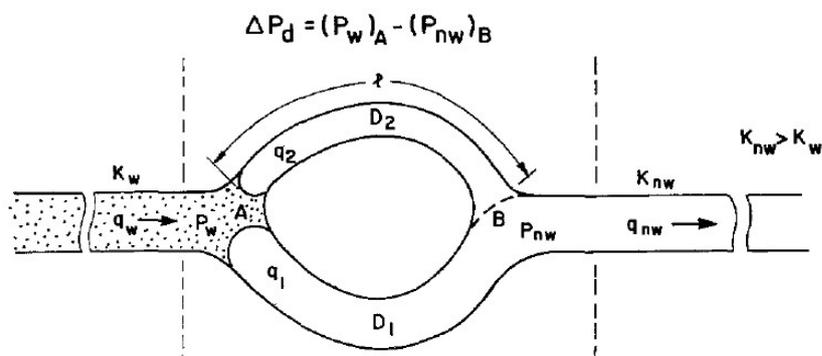


Figure 7: Représentation du modèle de doublet de pores du déplacement de type imbition (Chatzis et al., 1983)

Si l'eau est fournie au débit volumique, q_w alors :

$$q_1 + q_2 = q_w \tag{24}$$

q_1, q_2 sont les débits volumiques dans les capillaires 1 et 2, respectivement.

On considère un écoulement de poiseuille, et par l'application de l'équation de Hagen-Poiseuille (H-P), les pertes de charge visqueuses sont données par :

$$\Delta P_j = \frac{128q_j\mu l}{\pi D_j^4} \quad (j=1,2) \quad (25)$$

Où D_1 , D_2 sont les diamètres des grands et petits capillaires, respectivement, l est la longueur du trajet d'écoulement du doublet, supposé être le même dans les deux branches, et μ est la viscosité, en supposant que les deux fluides ont la même viscosité.

La différence de pression entre les deux points de branchement doit être la même (La chute de pression à travers chaque capillaire est la somme algébrique de la pression capillaire et de la chute de pression visqueuse). Cette condition est exprimée comme suit :

$$P_{c1} - \Delta P_1 = P_{c2} - \Delta P_2 \quad (26)$$

En utilisant les équations précédentes, on obtient les expressions des vitesses v_1 , v_2 et le rapport $\lambda = v_1/v_2$:

$$\frac{v_2}{v_1} = \lambda = \frac{\frac{32v_2^0\mu}{\sigma} + \frac{\beta^4 D_2^2 \Delta P_C}{l\sigma}}{\beta^2 \left(\frac{32v_2^0\mu}{\sigma} + \frac{D_2^2 \Delta P_C}{l\sigma} \right)} \quad (27)$$

$$= \frac{N_{c1} + \beta^4 N_{c2}}{\beta^2 (N_{c1} - N_{c2})} \quad (28)$$

Où :

- $\beta = D_1/D_2$
- $N_{c1} = 32v_2^0\mu$
- $N_{c2} = \frac{D_2^2 \Delta P_C}{l\sigma}$

Sont des quantités sans dimension, et V_2^0 est une vitesse de pore du déplacement de fluide, basé sur le diamètre capillaire D_2 .

I-3.2.2. Mécanisme du Snap-off

Le modèle du Snap-off (figure 8) permet d'illustrer des différences de sections transversales le long de l'écoulement. Considérons une nappe d'huile poussée à travers un étranglement. Si la force appliquée est insuffisante pour forcer le passage de l'huile, celle-ci se divise en gouttes qui restent piégées à l'intérieur du pore tandis que l'eau les contourne.

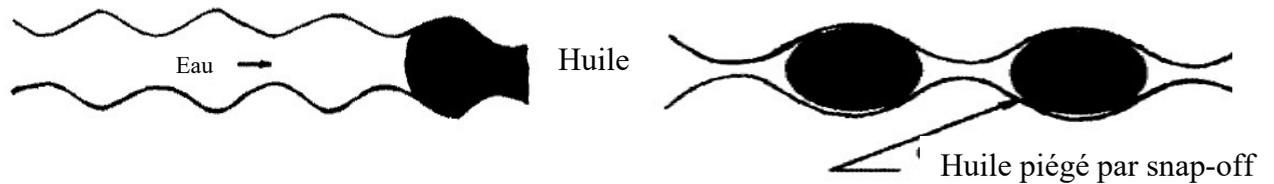


Figure 8: Mécanisme du Snap-off

I-3.2.3. L'effet Jamin

L'effet Jamin est défini comme cette résistance à l'écoulement de liquide à travers les capillaires qui est due à la présence de bulles. La présence de bulles peut retarder l'écoulement d'un liquide au fur et à mesure qu'il progresse à travers un tube capillaire de petit diamètre. Cet effet peut être décrit plus facilement en analysant une gouttelette d'huile ou une bulle de gaz piégée dans un tube capillaire (figure 9). L'effet Jamin est un phénomène tout à fait indépendant de la résistance au frottement et est dû à la différence de pression capillaire entre les deux côtés du globule piégé.

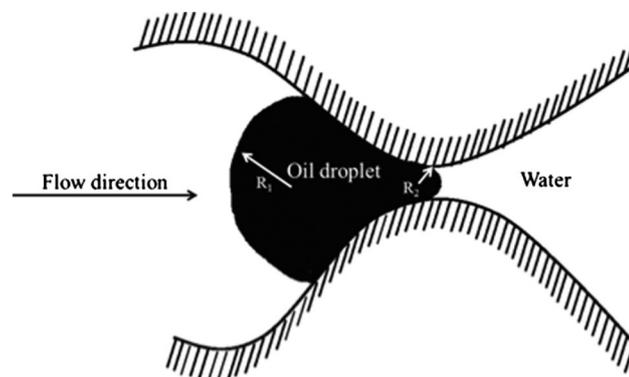


Figure 9: Goutte piégée : Effet Jamin (Moradi et al., 2014)

Considérons un seul tube contenant une chaîne de bulles de deux fluides, les deux extrémités exposées soumises à des pressions P_1 et P_2 . Alors, si n est le nombre de bulles, chacune désignée

par i , r le rayon du tube, δ la tension superficielle du liquide, θ_1 et θ_2 les angles de contact sur les extrémités d'une bulle, nous avons la relation d'équilibre suivante pour les tubes qui sont si petits que les effets de la gravité sont négligeables (Smith & Crane, 1930) :

$$P_1 - P_2 = \frac{2}{r} \sum_1^n i \sigma (\cos \theta_2 - \cos \theta_1)_i \quad (29)$$

I-4. La mouillabilité des réservoirs

I-4.1. Définition

La mouillabilité peut être définie comme la tendance d'un fluide à s'étaler ou à adhérer sur une surface solide en présence d'autres fluides immiscibles. Le fluide ayant la plus forte affinité pour la surface solide est appelé fluide mouillant, l'autre fluide est appelé non mouillant (Amott, 1959; W. Anderson, 1986; BRIANT, 1989; Craig, 1971; Samiei Nezhad et al., 2021).

La mouillabilité peut être aussi définie comme étant la variation de l'énergie libre de Gibbs due à la mise en contact d'une unité de surface du solide et du liquide.

$$\left(\frac{\partial G}{\partial A} \right)_{P,T} = \gamma \quad (30)$$

De façon générale, lorsqu'un liquide est mis en contact avec la surface d'un solide, il se forme un angle de raccordement du premier sur le second. Lorsque le mouillage est parfait, l'angle de raccordement devient nul, dans ce cas l'énergie d'adhésion est maximum. La configuration d'équilibre des deux phases fluides dépend de la tension superficielle entre chaque paire des trois phases solide/liquide (γ_{SL}), liquide/vapeur (γ_{LV}) et solide/vapeur (γ_{SV}) et l'angle de contact θ ; ces grandeurs sont liées entre elles par la relation que Young a établie en 1805 :

$$\gamma_{LV} \cos \theta = \gamma_{SV} - \gamma_{SL} \quad (31)$$

Pour une surface solide idéale, lisse, chimiquement homogène, rigide, non réactive. En combinant la relation du travail d'adhésion (équation de Dupré) avec celle de Young, on obtient l'équation de Young-Dupré :

$$\cos \theta = \frac{W_{SL}}{\gamma_{LV}} - 1 \quad (32)$$

Cette relation montre que le mouillage résulte de la compétition entre, d'une part, la cohésion traduite par la tension superficielle γ_{LV} et, d'autre part, l'attraction des atomes du liquide par ceux du solide, exprimée par l'énergie d'adhésion solide/liquide W_{SL} (figure 10).

Lorsqu'un réservoir présente des propriétés homogènes de mouillabilité :

- ❖ Elle est mouillable à l'eau si l'angle de contact est inférieur à 90°
- ❖ Elle est mouillable à l'huile si l'angle de contact est supérieur à 90°
- ❖ Elle est de mouillabilité intermédiaire si l'angle de contact avoisine 90°

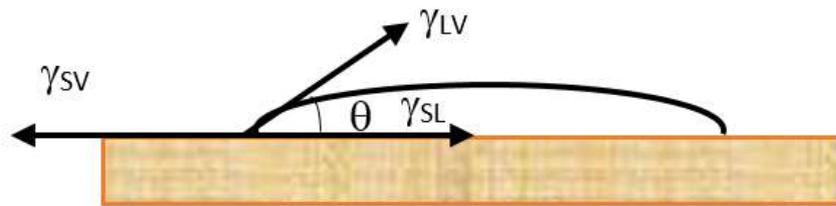


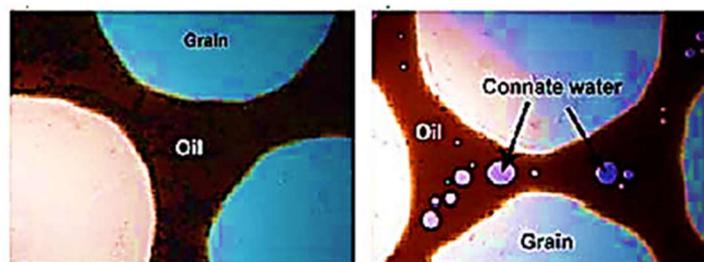
Figure 10: État d'équilibre d'une goutte de liquide posée sur un solide

- γ_{SV} La tension à l'interface solide-vapeur
- γ_{SL} La tension à l'interface solide-liquide
- γ_{LV} La tension à l'interface liquide-vapeur

I-4.2. Classification de la mouillabilité des réservoirs

I-4.2.1. Mouillabilité franche

En général on admet que les roches réservoirs sont considérées de mouillabilité franche à l'eau (Y. Wang et al., 2011) avant la migration des hydrocarbures.



Mouillabilité franche à l'huile

Figure 11: Représentations des phases fluides en fonction de la mouillabilité par Meybodi et al., 2010

La mouillabilité franche à une phase (à l'eau ou à l'huile) ou mouillabilité homogène est la forte préférence d'adhésion d'une phase sur la surface (figure 11).

I-4.2.2. Mouillabilité hétérogène

Dans les roches réservoirs la composition minéralogique du milieu poreux et les propriétés d'adsorption peut varier localement ce qui altérer les processus d'échanges ioniques et d'adhésion des fluides sur la surface. Cette altération peut conduire à des fortes variations de la mouillabilité de réservoirs (Cuiec, 1995).

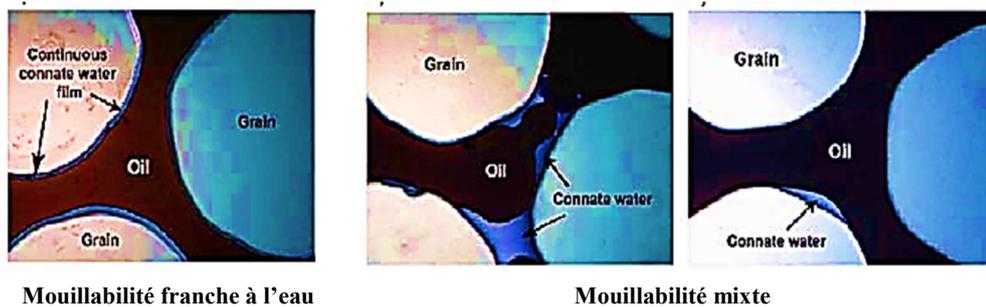


Figure 12: Représentations des phases fluides en fonction de la mouillabilité intermédiaire

Certaines parties de la roche où des molécules d'huile ce sont fortement adsorbées sont devenues mouillables à l'huile tandis que les autres sont restées mouillables à l'eau on parle alors de mouillabilité hétérogène ou fractionnelle (figure 12) Les réservoirs pétroliers sont généralement de mouillabilité mixte (Nguendjio, 2014).

I-4.3. Méthodes d'évaluation de la mouillabilité

I-4.2.2. Les méthodes quantitatives

◆ L'angle de contact

C'est l'angle de raccordement (noté θ) entre la surface du solide approximer comme plane, et la micro goutte de liquide que l'on a déposée sur cette dernière. Il peut varier de 0 à 180 degrés et en fonction de sa valeur (pour l'eau) on peut classer les surfaces comme suit (voir figure 13)

:

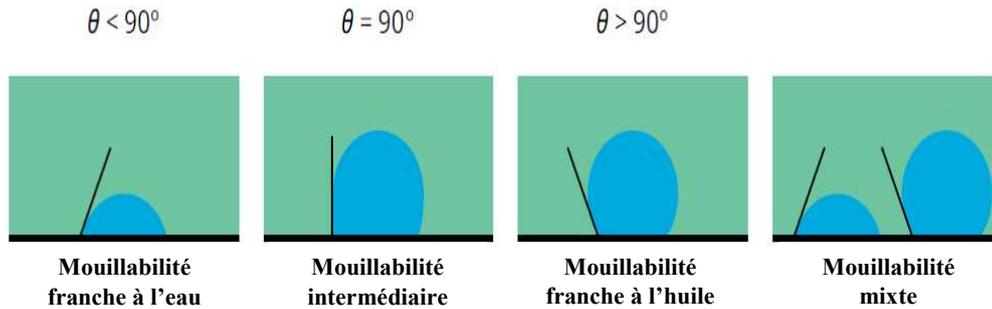


Figure 13: Représentation schématique de la mesure de l'angle de contact sur une surface solide pour différents types de mouillabilité (Alyafei, 2021)

Cette méthode est représentative de la mouillabilité à l'échelle du pore mais elle ne prend pas en compte les différentes hétérogénéités ou les rugosités de surface (Morejon, 2017).

◆ La méthode Amott

Le test Amott-IFP (figure 14) consiste à comparer les quantités de fluides récupérées par imbibition spontanée et par injection forcée, d'une part avec de l'eau et d'autre part avec de l'huile (Alveskog et al., 1998; Standnes & Austad, 2000).

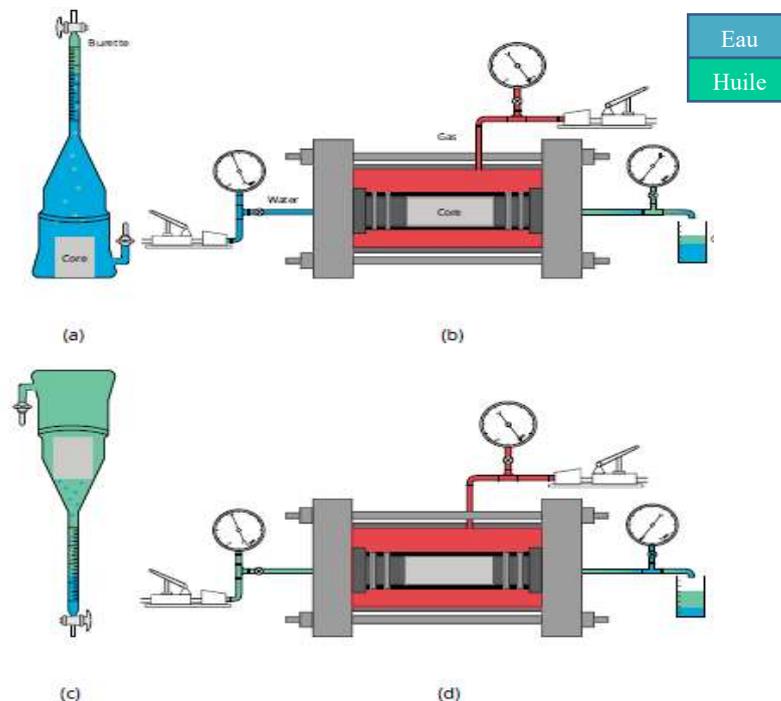


Figure 14 : Schéma du test Amott par (Alyafei, 2021)

◆ Description du test Amott-IFP

Avant d'effectuer le test, l'échantillon est saturé en saumure puis une huile visqueuse est injectée pour mettre en place l'eau irrédudible. L'huile en place est ensuite remplacée par déplacement miscible par une huile moins visqueuse.

La procédure expérimentale du test est la suivante :

- Imbibition spontanée en saumure et mesure du volume d'huile déplacée V_{osp} ,
- Déplacement forcé par la saumure et mesure du volume d'huile déplacée V_o ,
- Imbibition spontanée en huile et mesure du volume de saumure déplacée V_{wsp} ,
- Déplacement forcé par l'huile et mesure du volume de saumure déplacée V_w .

Les déplacements forcés sont effectués aux mêmes débits. De ces mesures, sont déduits les indices de mouillabilité.

L'indice de mouillabilité d'Amott est exprimé comme un indice de mouillabilité relative défini comme le rapport de déplacement par eau (équation 33) moins le rapport de déplacement par huile (équation 34) (Tiab & Donaldson, 2016) :

- L'indice de mouillabilité à l'eau :

$$I_w = \frac{V_{osp}}{V_{osp} + V_o} \quad (33)$$

- L'indice de mouillabilité à l'huile :

$$I_o = \frac{V_{wsp}}{V_{wsp} + V_w} \quad (34)$$

- L'indice global de mouillabilité I_A de la roche :

$$I_A = I_w - I_o \quad (35)$$

◆ Interprétation du test Amott-IFP

A l'aide des valeurs des trois indices, il est possible de qualifier l'état de mouillabilité de l'échantillon étudié selon le tableau 2.

Lorsqu'une roche est franchement mouillable à l'eau, I_o est nul ou très faible et I_w est d'autant plus proche de l'unité que l'affinité pour l'eau est forte.

Lorsqu'une roche est franchement mouillable à l'huile, les valeurs des deux rapports sont inversées.

L'indice de mouillabilité se trouve donc compris entre les valeurs -1 pour un milieu franchement mouillable à l'huile et $+1$ pour un milieu franchement mouillable à l'eau. Les valeurs intermédiaires caractérisent les mouillabilités intermédiaires, fractionnaires ou mixtes (Pedrera, 2002).

Tableau 2 l'indice de mouillabilité d'Amott

I_w	-1	-0.3	0	0.3	1
Indice de mouillabilité	Franche à l'huile	Intermédiaire			Franche à l'eau
		Légère à l'huile	Neutre	Légère à l'eau	

◆ **La méthode de USBM (United States Bureau of Mines)**

Cette méthode de mesure de la mouillabilité basée sur la comparaison de travail nécessaire à un fluide pour déplacer l'autre (Donaldson et al., 1969). En raison du changement favorable d'énergie libre, le travail requis pour déplacer le fluide non mouillant de la carotte est inférieur au travail requis pour le déplacement opposé. Dans les tests USBM, l'imbibition spontanée n'est pas spécifiquement mesurée, mais elle se produit lors de la centrifugation initiale à basse pression. Par conséquent, la méthode combinée Amott/USBM a largement remplacé le test USBM car elle permet de déterminer les imbibitions spontanées dans une cellule d'Amott. Ce test de combinaison fournit également les indices de mouillage Amott et USBM .

L'indice de mouillabilité W est calculé à partir des aires sous les courbes de pression capillaire A_1 et A_2 :

$$W = \log \frac{A_1}{A_2} \quad (36)$$

I-4.3.2. Les méthodes qualitatives

Les méthodes qualitatives déterminent le degré de mouillage de l'eau ou de l'huile en fonction :

- de la forme des courbes comme dans les courbes de perméabilité relative et de récupération,
- du comportement des particules dans les fluides.

Les méthodes qui seront utilisées dans cette études est les courbes de perméabilité relative et l'imbibition car elles sont les méthodes qualitatives les plus couramment utilisées pour évaluer la mouillabilité et facilement obtenues dans les expériences de Waterflooding.

◆ Méthode d'imbibition

L'appareil d'imbibition original testé la mouillabilité à température et pression ambiantes. Plus récemment, Kyte et al ont décrit une modification de l'appareil qui permet de mesurer la mouillabilité dans les conditions du réservoir.

La figure 15 illustre l'équipement utilisé pour effectuer les tests dans des conditions ambiantes.

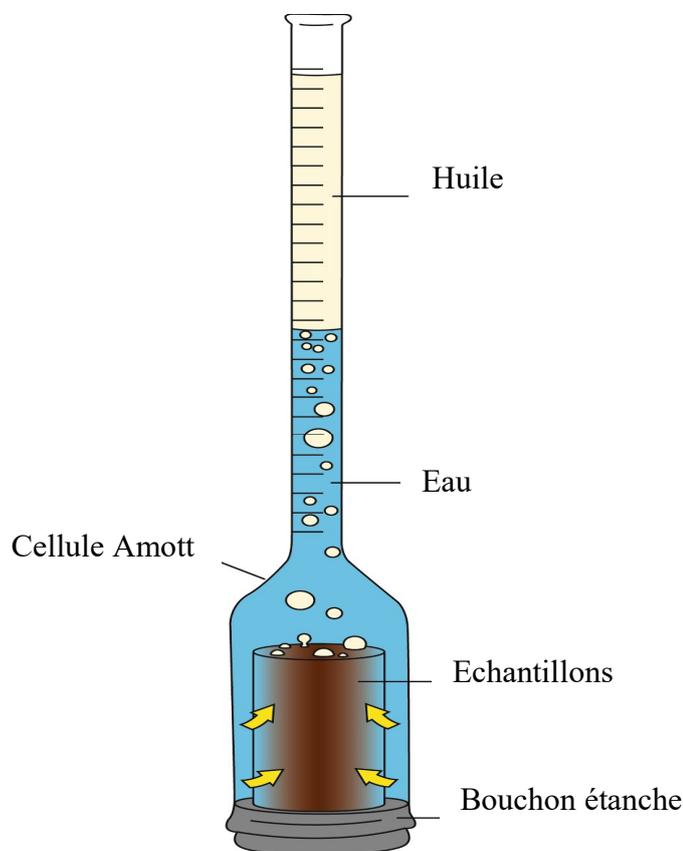


Figure 15: Cellule d'imbibition d'Amott

◆ Méthodes des courbes de perméabilité relative

Les courbes de perméabilité relative peuvent ne pas détecter de petits changements de mouillabilité dans les carottes. Néanmoins, elles sont utiles lorsque les carottes ont de mouillabilité franche à l'eau 'Water-wet' ou par l'huile 'Oil-wet'.

(Craig, 1971) a suggéré des règles empiriques pour différencier les systèmes de mouillabilité franche à l'eau ou l'huile, qui indiquent les perméabilités relative des carottes fortement mouillées par l'eau et des carottes fortement mouillées par le pétrole (évoquée précédemment, section I.3.5).

I-4.4. L'Altération de la mouillabilité

Avant la migration des hydrocarbures des roches sédimentaires où ils sont formés vers les roches réservoir, ces dernières étaient uniquement au contact d'un aquifère et étaient mouillables à l'eau. Voient leur mouillabilité s'altérer lors de la migration des hydrocarbures et de leur vieillissement au contact de la matière organique sous l'effet de la pression et de la température.

Plusieurs mécanismes peuvent être responsables de l'altération de la mouillabilité par les interactions roche–huile–saumure. Une altération de la mouillabilité peut se produire par adsorption de composants polaires (asphaltènes et résines) et/ou dépôt d'autres substances organiques sur la surface des pores à partir du pétrole brut dans les formations pétrolifères (Buckley, 1998) (Sayyad Amin et al., (2010).

Une surface de quartz est de mouillabilité franche à l'eau à cause de la présence de groupes hydroxyles et hydrophiles. Si cette surface est mise en contact avec une l'huile brute, il est possible de changer sa mouillabilité. Ce phénomène s'explique par l'adsorption de molécules polaires de l'huile sur la surface de quartz et est dépendant de la température, pression et durée du contact (Morrow, s. d.) (J. S. Buckley, s. d.).

Une étude réalisée par Taqvi et al., (2016) pour comprendre l'effet des asphaltènes sur la mouillabilité des roches carbonates utilisant la technique du potentiel ζ . A partir des profils de mouillabilité obtenus, ils ont été constatés que différents échantillons d'huile montrent la transition de mouillabilité, de mouillabilité franche à l'eau à une mouillabilité franche à l'huile le mécanisme de cette altération de la mouillabilité, à l'échelle microscopique est illustré dans la figure 16.

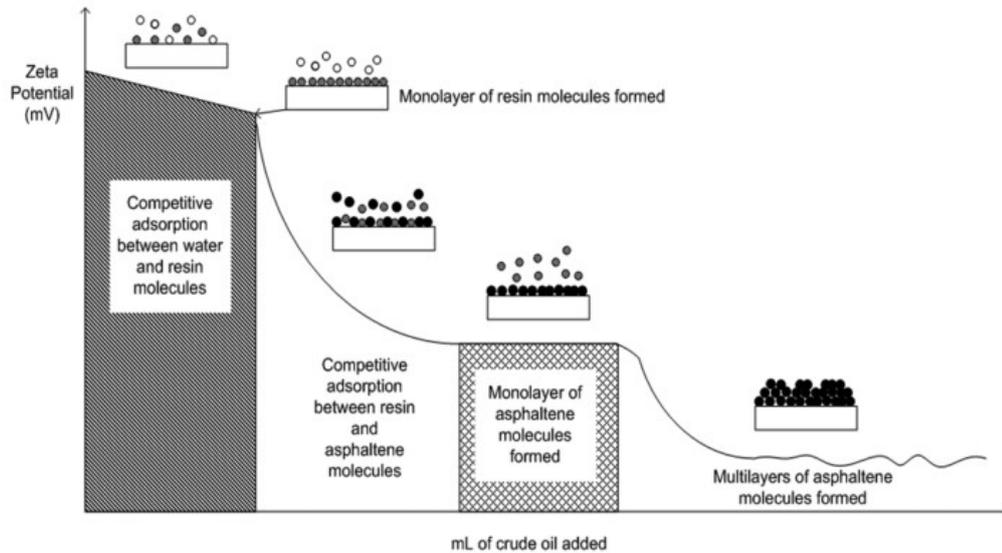


Figure 16: Mécanisme des particules d'huile pendant le processus d'altération de la mouillabilité

I-4.5. Effet de la mouillabilité sur la récupération des hydrocarbures

◆ Récupération primaire

Lors des méthodes de récupération primaire du pétrole, sous l'influence d'une chute de pression dans le puits de forage, le pétrole a une mobilité relativement élevée et se déplace facilement dans sa direction.

Dans le cas d'une roche hydrophobe, le pétrole se trouve dans de petits pores, dont l'extraction est d'autant plus difficile qu'elle est soumise à l'influence d'une différence de pression. La perméabilité relative est une caractéristique déterminante de la possibilité de mouvement des phases individuelles dans l'espace poreux des roches réservoirs. Ce paramètre est fonction de la mouillabilité, de la géométrie des pores, de la distribution des fluides dans la roche et de l'historique de la saturation.

Les roches hydrophiles ont une perméabilité à l'eau supérieure à celle du pétrole, là où la roche est hydrophobe, c'est l'inverse. L'extraction du pétrole des roches réservoirs hydrophiles est plus importante en raison d'une perméabilité relative plus élevée (Morrow, 1990).

◆ Récupération secondaire

Les méthodes de récupération secondaire du pétrole (en particulier l'injection d'eau) permettent de faire circuler le pétrole piégé dans les pores.

Dans les roches hydrophiles, l'huile est déplacée comme le front avant l'injection d'eau et chacun des fluides s'écoule par des pores de taille différente. De petites gouttes d'huile restent comme

huile résiduelle. L'efficacité d'injection d'eau dépend de type de mouillabilité de la roche . Dans les roches hydrophobes la récupération du pétrole ne dépasse pas 30% des ressources géologiques (figure 17). La mouillabilité de l'eau des roches hydrophiles permet de récupérer une quantité beaucoup plus importante d'huile supplémentaire, la récupération d'huile peut atteindre jusqu'à 70%.

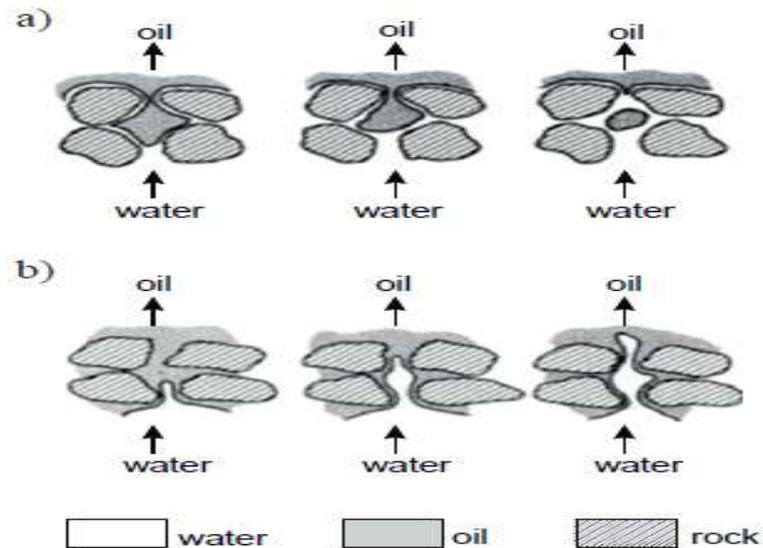


Figure 17 : Déplacement d'huile par l'eau pendant l'injection d'eau a/ mouillabilité franche à l'eau et b/ mouillabilité franche à l'huile (Standnes & Austad, 2000)

◆ **Récupération tertiaires**

Les méthodes avancées (tertiaires figure 18) permettent de produire du pétrole, ce qui ne peut être réalisé par les méthodes primaires et secondaires.

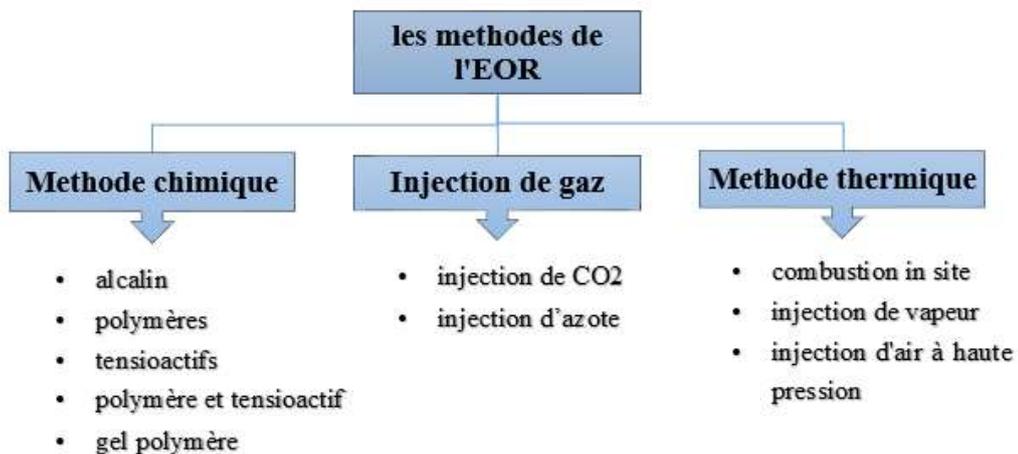


Figure 18: Les méthodes de récupération tertiaire

Le pétrole est présent sous la forme de gouttelettes isolées piégées dans les pores ou sous forme de film autour des grains de roche. Les méthodes de traitement à effet tertiaire doivent démarrer les gouttelettes d'huile dispersées et créer une zone saturée d'huile, qui peut migrer vers le puits de production. Dans ce but, différentes méthodes de modification de la mouillabilité sont utilisées Chimiques et thermiques (figure18). Elles permettent de changer la mouillabilité du réservoir en passant de l'hydrophile à l'hydrophobe. Ceci est confirmé par de nombreuses études de mouillabilité réalisées sur différents types de roches réservoirs.

L'injection d'un agent de surface, peuvent modifier la mouillabilité des roches, augmentant ainsi l'indice de production de pétrole du réservoir. Leur influences sur la récupération tertiaire du pétrole a été étudié par de nombreux auteurs (M. A. Ahmadi et al., 2012; M. A. Ahmadi & Shadizadeh, 2015; S. Ahmadi et al., 2020; Khalafi et al., 2018; Somasundaran & Zhang, 2006).

Le principal problème, lorsqu'on utilise des méthodes chimiques, est de déterminer la mouillabilité de la roche. Une détermination incorrecte de mouillabilité de la roche peut conduire à l'utilisation d'un tensioactif inapproprié et ne pas permettre une extraction suffisamment importante. Les agents de surface doivent être choisis en fonction de la mouillabilité initiale de la roche (Y. Wang et al., 2011).

Chapitre II : Concepts fondamentaux des propriétés de surface

II-1. Pression capillaire

La pression capillaire, définie par la différence de pression à travers une surface/interface séparant deux fluides non miscibles :

$$P_c = P_w - P_{nw} \quad (37)$$

Où, P_w est la pression du fluide mouillant et P_{nw} la pression du fluide non mouillant.

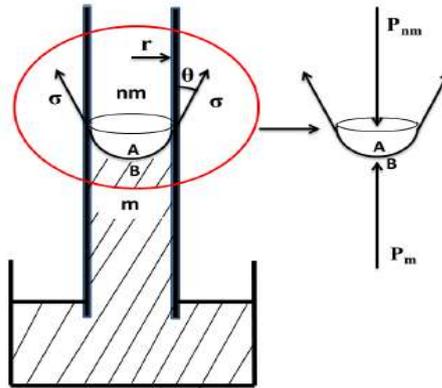


Figure 19: Pression capillaires (Nguendjio, 2014)

De plus, un angle de contact θ , et un rayon de courbure r définissent la surface de contact (voir figure 19). Si l'on considère que la surface est sphérique la relation suivante est définie par la loi de Young-Laplace pour un capillaire cylindrique :

$$P_c = \frac{2\gamma \cos\theta}{r} \quad (38)$$

Où :

P_c = pression capillaire, γ = tension interfaciale, θ = angle de contact, r = rayon du pore.

La formule de Jurin, à l'instar de la loi de Young-Laplace, est basée sur une géométrie de pore simplifiée à un capillaire de rayon constant avec une interface sphérique (Equation 38). Les termes présents dans la première égalité sont la hauteur d'ascension du fluide dans le capillaire (h), la masse volumique du liquide (ρ) et l'accélération de la pesanteur (g).

$$P_c = \rho \cdot g \cdot h = \frac{2\gamma \cos\theta}{r} \quad (39)$$

II-2. Tension interfaciale IFT

La tension superficielle notée γ est donc la force par unité de longueur agissant sur un élément de surface qui existe à l'interface de deux fluides non miscibles et comme l'expression de la force est valable pour une interface, son expression est :

$$F = 2\gamma \cdot l \quad (40)$$

Elle s'exprime en $\text{N}\cdot\text{m}^{-1}$ ce qui équivaut à $\text{J}\cdot\text{m}^{-2}$ ou dyne/cm .

Au sein du liquide et loin de l'interface et des parois du récipient, les molécules s'attirent dans toutes les directions, subites de la part de ses voisines des forces d'attraction qui se compensent par symétrie (figure 20).

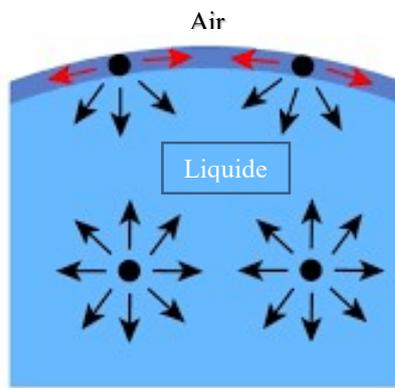


Figure 20: Forces d'attraction des molécules au sein de liquide et à l'interface liquide/air

De nombreux phénomènes dans les réservoirs dépendent des tensions interfaciales entre les fluides du réservoir et entre les fluides du réservoir et la roche du réservoir. Les tensions interfaciales de l'eau et l'huile du réservoir peuvent être réduites de manière significative par l'ajout d'agents de surface à l'huile ou à l'eau. Certains de ces agents tensioactifs sont naturellement présents dans les pétroles bruts.

II-3. Les agents tensioactifs

II-3.1. Définition

Les agents de surface (généralement appelés tensioactifs) ou surfactants sont des molécules amphiphiles possédant une double affinité (figure 21), ils sont composés d'une partie hydrophile (miscible dans l'eau) polaire et d'une partie hydrophobe (miscible dans l'huile) apolaire (non polaire) (Massarweh & Abushaikha, 2020).

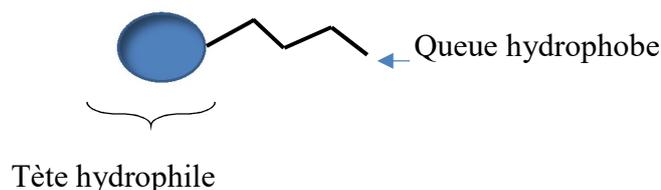


Figure 21: Schéma représentatif d'une molécule tensioactif amphiphile

Les agents de surface ont la propriété de s'adsorber aux interfaces du système, cette propriété leur donne la capacité de diminuer l'énergie libre aux interfaces en diminuant la tension interfaciale ou superficielle des phases en contact (K. Jiao et al., 2021; Tadros, s. d.).

Le degré d'adsorption des tensioactifs à l'interface dépend de la structure du tensioactif et de la nature des deux phases qui rencontrent l'interface (Belhaj et al., 2020, 2021). Une discussion détaillée sur l'adsorption des tensioactifs sera présentée dans la section de chapitre qui suit.

II-3.2. Classification des tensioactifs

◆ Les tensioactifs cationiques

Ces tensioactifs, possédant une partie hydrophile chargée positivement, appartiennent soit à la famille Amines ou Ammoniums quaternaires utilisé comme adoucissants textiles ou bactéricides shampoings. Ce sont souvent des produits azotés (un atome d'azote chargé positivement) comme les sels d'ammonium quaternaire. Ils ont des propriétés bactériostatiques et émulsionnantes (Cross & Singer, 1994; Shukla & Tyagi, 2006).

◆ Les tensioactifs anioniques

Les tensioactifs anioniques, possédant une tête polaire chargée négativement, Parmi ces tensioactifs, on peut citer les savons (sels d'acide gras); les dérivés sulfatés (laurylsulfate de sodium) utilisés comme agents nettoyants, émulsionnants ou moussants (Hibbs, 2006; Stache, 1995).

◆ Les tensioactifs Zwitterioniques ou amphotères

La partie hydrophile comporte une charge positive et une charge négative, La nature de la charge varie en fonction du pH ; à pH basique ils se comportent comme des tensioactifs anioniques et à pH acide comme des tensioactifs cationiques. Ils sont compatibles (ils peuvent

se mélanger) avec tous les types de tensioactif lorsque le PH du milieu est compris entre 5 et 8 (Solling et al., 2021).

◆ Les tensioactifs non ioniques

Ils ne comportent aucune charge et donc ne s'ionise pas dans l'eau. Les tensioactifs non ioniques sont surtout émulsionnants ; mouillants ; solubilisant ils ne sont pas sensibles aux variations de pH. Ils sont compatibles avec tous les types de tensioactifs (Myers, 2006).

II-3.3. Propriétés des tensioactifs

◆ La concentration micellaire critique (CMC)

La CMC correspond à la concentration en tensioactif dans un milieu à partir de laquelle les micelles se forment de façon spontanée. En dessous de celle-ci le tensioactif forme une couche en surface du liquide et le reste est dispersé dans la solution. Une fois la CMC atteinte, la surface devient saturée en tensioactifs (Perinelli et al., 2020).

❖ Détermination de la CMC

La méthode expérimentale la plus utilisée est l'enregistrement de la diminution de la tension de surface en fonction de concentrations croissantes de tensioactifs jusqu'à une limite au-delà de laquelle la tension superficielle ne diminue plus. La concentration du tensioactif à la cassure de la pente correspond à la valeur de la CMC voir figure 22.

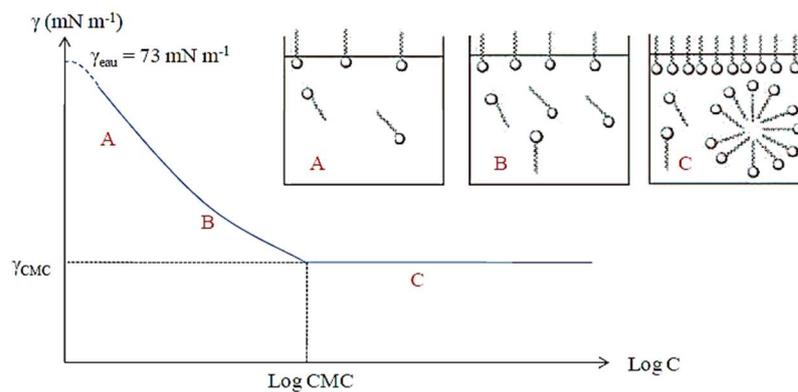


Figure 22: Schéma de concentration micellaire critique en fonction de concentration de tensioactif

♦ **La balance Hydrophile-Lipophile (HLB)**

Le HLB est une valeur empirique consiste à attribuer à chaque agent de surface, une valeur illustrant sa balance hydrophile-lipophile et qui permet de définir le caractère lipophile ou hydrophile d'un tensioactif et donc d'en déduire des propriétés fonctionnelles. Elle permet de classer les tensioactifs selon leur pouvoir émulsifiant, donc de guider au mieux le choix de l'utilisateur afin d'éviter de nombreux essais préliminaires (Khodja, 2008).

Dans l'échelle de Griffin, (1949) la HLB, des tensioactifs non ioniques polyéthoxylés ou hydroxylés, s'étend de 0 à 20 avec les valeurs basses associées à la lipophile et les valeurs hautes associées à l'hydrophile. La HLB d'un émulsifiant est liée à sa solubilité : plus la valeur HLB est élevée, plus le tensioactif est soluble dans l'eau (figure 23).

Propriétés	Valeur du HLB	Solution dans l'eau	
Emulsions eau dans huile	2	insoluble	
	3		
	4	se disperse grossièrement	
	5		
	Emulsionnant huile dans eau	6	dispersion laiteuse
		7	
8		dispersion translucide	
9			
10		soluble	
11			
détergents		12	soluble
		13	
		14	
		15	
	16		
	17		
	18		
	19		
	20		

Figure 23: Caractéristiques applicatives des agents de surface en fonction de HLB par (BRIANT, 1989)

Griffin et al ont développé une relation simple (Équation 41) adaptée aux tensioactifs polyéthoxylés non-ioniques avec H, la masse de la partie hydrophile et L la masse de la partie lipophile.

$$HLB = \frac{H}{H+L} \cdot 20 \quad (41)$$

II-3.4. Application des agents de surface dans l'industrie pétrolière

Dans l'industrie pétrolière, les tensioactifs sont utilisés depuis l'extraction du pétrole brut jusqu'à l'obtention des produits finis (Canselier, 2007).

Dans la revue de (Quintero, 2002) les applications historiques des tensioactifs dans les fluides de forage ont été décrits. Les applications les plus connues des tensioactifs dans les fluides de forage à base de huile (oil based mud), sont des émulsifiants et des agents mouillants pour mettre en suspension les particules solides. Dans les fluides de forage à base d'eau, il existe une variété d'applications qui incluent :

- L'émulsification huile dans l'eau dans les formulations de fluides de base ;
- Les inhibiteurs de gonflement du schiste pour prévenir les instabilités du puits de forage ;
- Détergence pour empêcher les débris de se fixer au trépan de forage
- Additifs moussants, pour générer une mousse à rapport gaz/eau élevé, utilisés comme fluides de forage pour les réservoirs à basse pression et le forage en roche dure ;
- Des additifs anti-mousses pour éliminer la mousse indésirable dans les fluides à base d'eau ;
- Des complexes tensioactifs-polymères pour améliorer les propriétés des fluides destinés aux réservoirs à basse pression.

La sélection et l'application correctes des tensioactifs dans les fluides de forage ont un impact économique significatif, en termes de réduction du temps perdu et des problèmes potentiels, et ont une conséquence directe sur les performances et les résultats globaux du forage.

Les tensioactifs trouvent des applications dans diverses opérations de production pétrolière. Ils jouent un rôle important, notamment dans le processus d'acidification, la mousse, le transport, comme agents anti-corrosifs (inhibiteur de corrosion), les fluides de fracturation, le nettoyage chimique, l'injection d'eau, et l'injection de vapeur (Solling et al., 2021).

Les tensioactifs jouent un rôle majeur dans la récupération assistée et tertiaire du pétrole. Ils sont utilisés pour récupérer le pétrole des micro-pores qui a été piégé (en raison des forces capillaires). Les tensioactifs affectent les processus de récupération du pétrole à travers quatre mécanismes principaux : la réduction de la tension interfaciale pétrole-eau, la modification de la mouillabilité, la formation de mousse et l'émulsification (Massarweh & Abushaikha, 2020).

II-4. Phénomènes d'adsorption

Le terme "adsorption" a été introduit par Kayser, (1881) pour désigner la condensation de gaz sur des surfaces libres, elle se produit grâce aux forces qui existent entre le solide et les

molécules du gaz. Ces forces sont de deux types : physiques ou chimiques et elles donnent lieu à la physisorption ou à la chimisorption, respectivement. Le tableau 3 et la figures 24 décrivent les principaux termes utilisés dans l'étude d'adsorption.

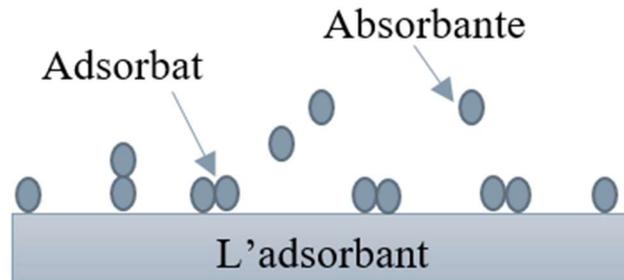


Figure 24: Définition des termes d'adsorption

Tableau 3 Définition d'adsorption

Terme	Définition
adsorbat	C'est le matériau à l'état adsorbé
Absorbante	C'est la substance à adsorber (avant qu'elle ne soit à la surface)
l'adsorbant	C'est la substance sur laquelle a lieu l'adsorption

La fixation des molécules d'adsorbat sur la surface d'adsorbant se fait essentiellement grâce aux forces de Van der Waals et aux forces dues aux interactions électrostatiques de polarisation. L'adsorption physique se produit sans modification de la structure moléculaire et est parfaitement réversible (Butt et al., s. d.).

II-4.1. Isothermes et modèles d'adsorption

Les modèles d'isothermes d'adsorption peuvent décrire les mécanismes d'interaction entre l'adsorbant et l'adsorbat et permettent de caractériser les quantités adsorbées à l'équilibre pour un système adsorbat/adsorbant donné à une température constante. Vu l'importance des isothermes d'adsorption, plusieurs isothermes ont été étudiés par plusieurs auteurs (M. A. Ahmadi & Shadizadeh, 2015; Al-Ghouti & Da'ana, 2020; Avom et al., 2009; Kumar & Mandal, 2019; Menkiti et al., 2021; Yang et al., 2021).

Trois isothermes d'adsorption connues, capables de décrire la relation d'adsorption à l'équilibre seront brièvement expliquées.

II-4.1.1. Isotherme de Freundlich

Freundlich considère qu'il y a différents types de sites d'adsorption d'énergie différente, mais de même entropie, distribués selon une loi exponentielle en fonction de la chaleur d'adsorption Q (Al-Ghouti & Da'ana, 2020). La densité de sites décroît exponentiellement.

La quantité adsorbée à l'équilibre s'écrit :

$$\delta_e = K_f \cdot C_e^{\frac{1}{n}} \quad (42)$$

Avec :

K_f : est appelé constante de Freundlich. Elle donne une indication grossière sur la capacité d'adsorption de l'adsorbant. Lorsque K_f augmente, la capacité d'adsorption augmente aussi.

n : intensité d'adsorption.

δ_e : quantité de soluté adsorbée par unité de masse d'adsorbant à l'équilibre (mg/g).

C_e : concentration du soluté dans la solution à l'équilibre (mg/l).

C'est une équation empirique largement utilisée pour la représentation pratique de l'équilibre d'adsorption. Les coefficients K_f et n sont déterminés expérimentalement à partir de la forme linéarisée de l'isotherme. En portant $\log(\delta_e)$ en fonction de $\log C_e$, on obtient une droite de pente de $1/n$ et d'ordonnée à l'origine égale à $\log K_f$.

$$\log \delta_e = \log K_f + \left(\frac{1}{n}\right) \log C_e \quad (43)$$

II.4.1.2. Isotherme de Langmuir

Langmuir, (1916) a proposé un modèle de processus d'adsorption dans lequel chaque molécule s'adsorbe sur un site bien défini avec une énergie indépendante du recouvrement.

Cette théorie repose sur plusieurs hypothèses :

- Les sites d'adsorption dont la répartition sur la surface est uniforme, sont tous identiques et capables de recevoir chacun une seule molécule adsorbée.

- Les interactions latérales sont négligées. Chaque site peut se vider et se remplir indépendamment du degré d'occupation des sites adjacents.
- Les molécules se fixent sur les sites d'adsorption, les molécules sont donc localisées.

A partir de ces hypothèses précédentes, l'équation de Langmuir est établie en admettant qu'à l'équilibre d'adsorption, il y a autant des molécules qui s'adsorbent que de molécules qui se désorbent. Les expressions mathématiques linéaires et non linéaires du modèle d'isotherme de Langmuir sont décrites ci-dessous :

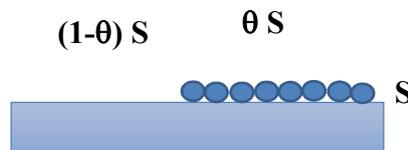


Figure 25: Représentation schématique du recouvrement mono moléculaire d'une surface

Soient S la surface réelle du solide (Ce n'est pas la surface apparente du solide, mais bien celle du solide y inclus les surfaces des cavités) et θ la fraction de ce solide recouvert par des molécules (figure 25). La vitesse d'adsorption est proportionnelle à la surface du solide inoccupé (c'est-à-dire à $(1 - \theta)S$) et à la pression du gaz .

$$v_{ads} = K_{ads} P (1 - \theta) S \quad (44)$$

La vitesse de désorption est proportionnelle à la surface occupée θS :

$$v_{dés} = K_{dés} (\theta) . S \quad (45)$$

Puisqu'il y a équilibre entre les molécules en phase gazeuse et celles qui sont sorbées, on peut écrire :

Vitesse d'adsorption = vitesse de désorption

$$K_{ads} (1 - \theta) S = \theta . S . K_{dés} \quad (46)$$

K_{ads} et $K_{dés}$ représentent les constantes de vitesse d'adsorption et désorption. L'équation précédente se réarrange :

$$\frac{K_{ads} P}{K_{dés} + K_{ads} P} = \theta = \frac{bP}{1 + bP} \quad (47)$$

Avec b le coefficient d'adsorption $K_{ads} = K_{dés}$ c'est une constante d'équilibre qui indique l'affinité de l'adsorbat envers la surface. Si b est important l'équilibre se déplace vers l'adsorption et vice versa.

La linéarisation de cette courbe est obtenue en représentant $1/\theta$ en fonction de $1/P$. On en déduit :

$$\frac{1}{\theta} = 1 + \frac{1}{bP} \quad (48)$$

On peut également exprimer l'équation de l'isotherme d'adsorption de Langmuir par le nombre de moles ou de grammes adsorbés par gramme. L'isotherme de Langmuir est employée pour établir la capacité maximale d'adsorption des adsorbats sur des adsorbants en mg.g^{-1} ou mmol.g^{-1} . L'équation de Langmuir sous leur forme linéaire et non linéaire qui est les suivantes

$$\delta_e = \delta_{max} \frac{K_L C_e}{1 + K_L C_e} \quad (49)$$

Où δ_e est la quantité adsorbé (mg/g) à l'équilibre, C_e la concentration à l'équilibre (mg/L), δ_{max} la capacité maximale d'adsorption (mg/g) et K_L constante d'équilibre thermodynamique de Langmuir liée à la température et au système adsorbant-adsorbat en étude (L/mg).

L'isotherme de Langmuir a été transformée en sa forme linéaire, telle que représentée par l'équation (62), afin de déterminer les paramètres d'adsorption.

$$\frac{1}{\delta_e} = \frac{1}{K_L \delta_{max}} \cdot \frac{1}{C_e} + \frac{1}{\delta_{max}} \quad (50)$$

Le facteur sans dimension (R_L) est calculé par l'équation suivante :

$$R_L = \frac{1}{1 + K_L C_0} \quad (51)$$

II.4.1.3. Isotherme de B.E.T (Brunauer, Emmet et Teller)

L'isotherme de Langmuir caractérise une adsorption en couche mono moléculaire. Pourtant, dans bien des cas réels l'adsorption d'un gaz à la surface d'un solide conduit à la formation de multicouches, plus au moins régulières. pour décrire de telles situations, les physicochimistes Stephen Brunauer Paul H Emmett et Edward Teller ont développé un modèle en 1938, connu sous le nom d'isotherme BET (J. Wang & Guo, 2020).

En effet, en plus des hypothèses de Langmuir, le modèle BET suppose que les molécules adsorbées sur la surface du solide peuvent devenir elles-mêmes des sites d'adsorption pour les couches subséquentes, les molécules se posent les unes sur les autres pour donner une zone interfaciale qui peut contenir plusieurs épaisseurs de molécules (figure 26).

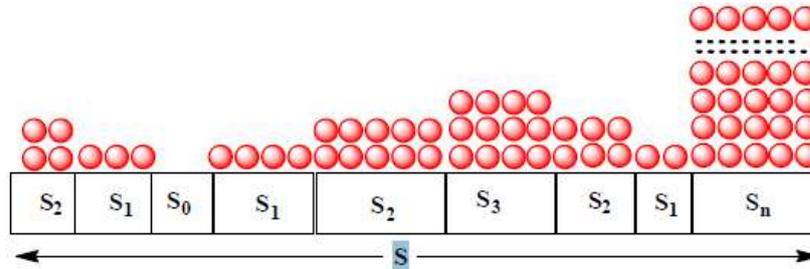


Figure 26: Représentation schématique de l'hypothèse de BET

Posons :

S_0 la portion de surface inoccupée du solide

S_1 la portion de surface occupée par une couche d'adsorbat

S_2 la portion de surface occupée par deux couches d'adsorbat.

S_i la portion de surface occupée par i couche d'adsorbat

S_n la portion de surface occupée par n couche d'adsorbat.

Sur chaque couche, il y a équilibre dynamique entre le nombre de molécules qui s'adsorbent et celles qui se désorbent. On peut donc, sur chaque couche à l'équilibre, admettre que la surface demeure constante. L'équation mathématique de l'isotherme de BET peut être exprimée comme décrit ci-dessous.

$$\frac{C_e}{\delta_e(C_S - C_e)} = \frac{1}{\delta_m C_{BET}} + \frac{(C_{BET} - 1) C_e}{\delta_m C_{BET} C_S} \quad (52)$$

À partir du tracé linéaire, C_{BET} et q_m peuvent être calculés à partir de la pente et de l'interception, respectivement. Ce modèle est étendu à l'interface liquide-solide et il est décrit comme suit :

$$\delta_e = \frac{\delta_e C_{BET} C_e}{C_S - C_e \left[1 + (C_{BET} - 1) \left(\frac{C_e}{C_S} \right) \right] \left[1 + (C_{BET} - 1) \left(\frac{C_e}{C_S} \right) \right]} \quad (53)$$

II-4.2. Interactions principales associées à l'adsorption des tensioactifs

En fonction du système étudié, les interactions présentées par la suite peuvent intervenir dans le processus d'adsorption et dépendent du type de tensioactif et de solide étudié mais aussi des conditions expérimentales (concentration en tensioactifs, force ionique, pH, température, etc.). Les phénomènes d'interface peuvent mettre en jeu directement, ou indirectement, tous les types de forces se rencontrant en chimie et physique. Nous nous décrirons dans cette étude, rapidement, les forces désignées sous le vocable général de «**forces de Van der Waals**» (Amirmoshiri et al., 2020; Nakama, 2017).

II.4.2.1. Forces de Keesom (effet d'orientation)

Les interactions dipôle/dipôle, appelées aussi interactions de Keesom, se produisent entre molécules possédant un moment dipolaire électrique permanent. Keesom a établi les équations des forces existant entre molécules polaires. Celles-ci dépendent de leur moment dipolaire, et de leur distance.

Pour deux molécules l'énergie de Keesom est de la forme :

$$E_K = -K_K * \frac{1}{R^6} \quad (54)$$

Avec d la distance entre les centres de gravité des deux molécules

II.4.2.2. Les forces de Debye (effet d'induction)

Debye eut l'idée d'ajouter aux forces de Keesom, les interactions d'induction de type dipôle/dipôle induit, également appelées *interaction de Debye*, existent entre une molécule neutre polaire et une molécule neutre non polaire.

Le dipôle permanent de la première molécule crée un champ électrique local sur l'autre molécule. Cette dernière se polarise et le moment induit interagit avec le moment permanent de la première molécule (figure 27).

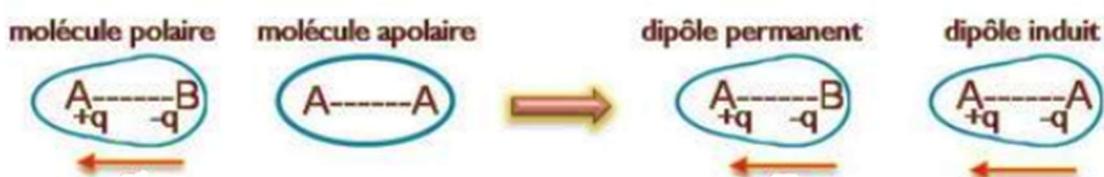


Figure 27: Représentation des interactions de Debye

L'énergie d'induction de Debye dépend du moment dipolaire de la molécule polarisante (1) et de la polarisabilité de la molécule polarisée (2).

$$E_D = -K_D * \frac{1}{R^6} \quad (55)$$

II.4.2.3. Les forces de London (effet de dispersion)

Les forces de dispersion (dipôle-induit dipôle-induit) ont été découvertes par London. Celui-ci eut l'idée que même les molécules non polaires pouvaient présenter à chaque instant un moment dipolaire dû aux mouvements relatifs des électrons voir figure 28.

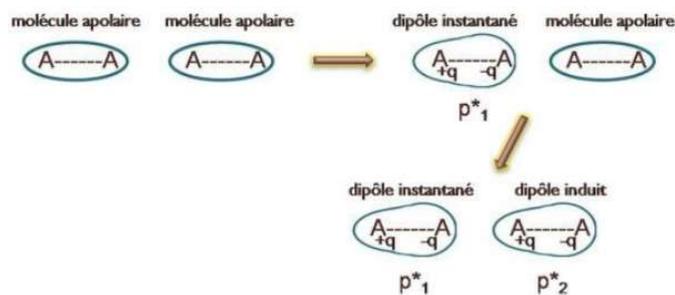


Figure 28: Représentation des interactions de London

L'énergie de dispersion entre deux molécules 1 et 2 dépend de la polarisabilité de deux molécules et de leur potentiel d'ionisation :

$$E_L = -K_L * \frac{1}{R^6} \quad (56)$$

II.4.2.4. L'énergie potentielle répulsive

Lorsque deux molécules se rapprochent à très courte distance, il apparaît une énergie répulsive E_{rep} . L'énergie mise en jeu est appelée *énergie de Pauli* et s'écrit :

$$E_{rep} = \frac{K_r}{R^{12}} \quad (57)$$

II.4.2.5. L'énergie potentielle attractive

L'énergie potentielle d'attraction entre deux molécules, également appelée *énergie de Van der Waals*, est la somme des énergies de Keesom, Debye et London (énergie potentielle attractive) :

$$E_{VDW} = -(K_K + K_D + K_L) * \frac{1}{R^6} \quad (58)$$

II.4.2.6. L'énergie potentielle d'interaction résultante

L'énergie potentielle d'interaction entre deux molécules est la somme des énergies potentielles attractives et répulsives (Le potentiel de Lennard Jones). L'expression de l'énergie potentielle d'interaction E_{pint} entre deux molécules est finalement de la forme :

$$E_{\text{pint}} = E_{\text{VDW}} + E_{\text{rep}} \quad (59)$$

Le diagramme de potentiel de Lennard-Jones : $E = f(R)$ ou R étant la distance entre les centres de gravité des deux molécules est représenté dans la figure 29 :

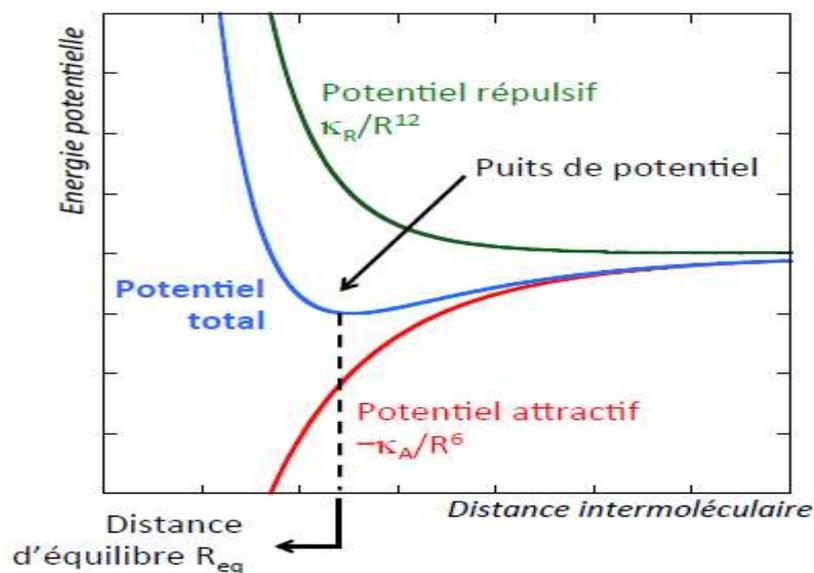


Figure 29: Courbe de Potentiel intermoléculaire

II.4.2.7. La liaison hydrogène

La «liaison hydrogène» existant entre l'atome d'hydrogène d'une molécule et un atome très électronégatif et peu volumineux (O, F, N) d'une autre molécule peut créer des associations entre les molécules d'un liquide. C'est le cas pour l'eau. Ce type de liaison a une énergie de 4 à 7 kcal/mole (BRIANT, 1989).

II-4.3. Phénomène d'adsorption des tensioactifs à l'interface liquide-solide

Les tensioactifs s'adsorbent sur les surfaces solides par liaisons hydrophobes, interactions électrostatiques, acido-basiques, polarisation des électrons ou forces de dispersion (BRIANT, 1989). Les liaisons hydrophobes peuvent se créer :

- entre la queue hydrophobe du tensioactif et une surface hydrophobe,
- entre les queues hydrophobes de deux tensioactifs dont l'un est adsorbé par la tête sur une surface hydrophile.

Les interactions électrostatiques se font entre les groupes ioniques des tensioactifs et les surfaces solides de charges opposées. Pour ce qui est des interactions acido-basiques, elles interviennent via les liaisons hydrogènes ou des réactions acides et basiques de Lewis intervenant entre les molécules de tensioactifs et la surface solide. La polarisation des électrons existe lorsque des molécules de tensioactif possédant un noyau aromatique riche en électrons sont à proximité d'une surface positivement chargée (Alimhodzhaeva et al., s. d.) .

Enfin les forces de dispersion proviennent des forces de London, Van der Waals existant entre les molécules de tensioactifs et la surface solide (les queues hydrophobes s'alignent sur les surfaces hydrophiles tandis que les groupes hydrophiles s'orientent vers le liquide polaire) (Hu et al., 2017).

L'adsorption des tensioactifs sur les surfaces solides est généralement décrite par des isothermes d'adsorption. Celles-ci permettent de relier la concentration en tensioactifs C à la concentration surfacique δ décrite par l'équation de Gibbs (J. Wang & Guo, 2020).

(Kumar & Mandal, 2019) montrent que l'adsorption des tensioactifs dans les réservoirs de pétrole est déterminée par divers facteurs tels que la charge de surface du réservoir, le type de tensioactif, la température, le pH et la salinité de l'eau de formation. La rétention des tensioactifs dans les milieux poreux se fait selon trois mécanismes essentiels : la précipitation, l'adsorption et le piégeage de phase (Belhaj et al., 2020).

L'adsorption du tensioactif est un facteur majeur, qui influence fortement le processus d'inondation du tensioactif. Par conséquent, toute réduction de la concentration en tensioactif de la limace injectée peut réduire l'efficacité du tensioactif pour réduire la tension interfaciale huile-eau (Najimi et al., 2020). Dans une étude menée par (Massarweh & Abushaikha, 2020), la capacité des tensioactifs à réduire la tension interfaciale entre le pétrole brut et la saumure est très sensible au type et à la concentration des ions dans la saumure. Cependant, l'effet mineur des tensioactifs sur l'altération de la mouillabilité peut également être considéré comme un facteur contribuant à améliorer la récupération du pétrole (Numkam & Akbari, 2019; Y. Wang et al., 2011).

Chapitre III : Les fluides de forage

III-1. Définition des fluides de forage

Le fluide de forage ou encore appelé boue de forage est un mélange d'eau, d'huile, d'argile et de divers produits chimiques, dans lequel ce fluide est mis en circulation ou pompé depuis la surface, le long du train de tiges, à travers le trépan et de retour à la surface via l'annulaire (Gandhi & Sarkar, 2016) (Figure 30). Au sein du forage, il remplit diverses fonctions et contribue pour une large part aux coûts totaux du puits. De cette façon, le programme de boue doit être soigneusement conçu pour assurer un projet de forage réussi (American Society of Mechanical Engineers, 2005).

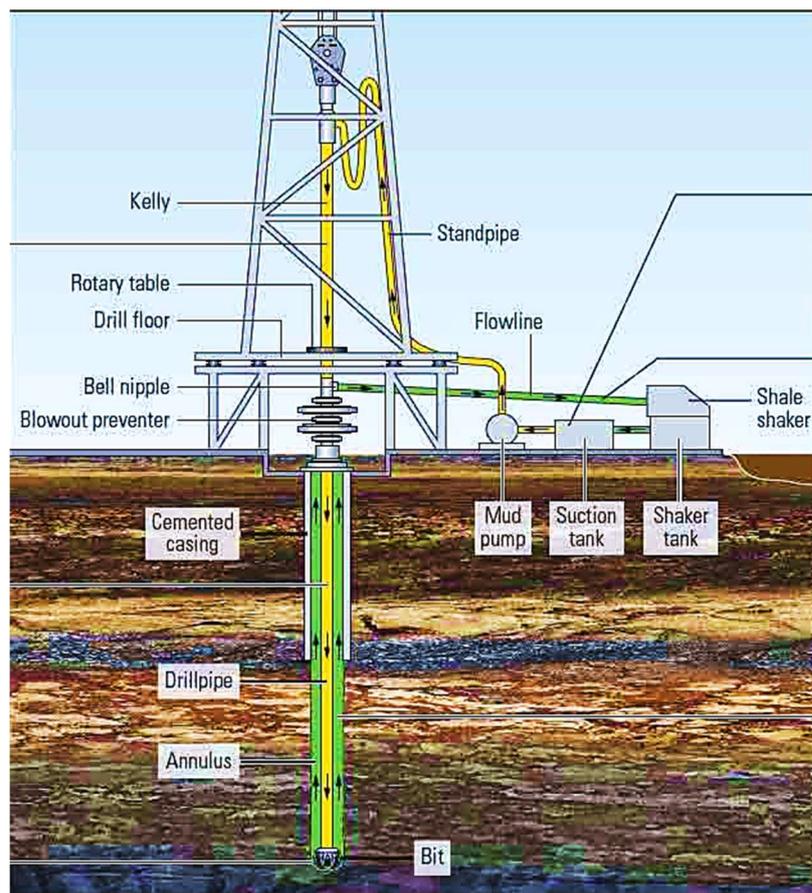


Figure 30: Cycle du fluide forage (Don williamson 2013)

III-2. Fonction des fluides de forage

Les fluides de forage sont conçus et formulés pour remplir un large éventail de fonctions. Bien que la liste soit longue et variée (Caenn et al., 2011; Chilingarian & Vorabutr, 1983), les principales caractéristiques de performance sont les suivantes :

- **Contrôle de la pression**

- Assurer la suspension et le transport des déblais de forage
- Maintenir les parois du puits

Les fonctions secondaires d'un fluide de forage comprennent :

- Supporter le poids des tubages
- contrôler les taux de corrosion
- protéger la formation productrice
- Refroidir et lubrifier l'outil et la tige de forage pour éviter l'usure rapide des pièces métalliques en mouvement.
- faciliter l'extraction et l'interprétation des données de formation et fournir un support pour la diagraphie pour Aider à la collecte de données géologiques de subsurface et à l'évaluation de la formation
- Nettoyage de puits la boue doit débarrasser le trou des formations forées qui se présentent sous forme de débris de roche appelés plus couramment déblais.

III-3. Propriétés des fluides de forage

III-3.1. Densité

La densité est un paramètre important des boues de forage, des expériences en laboratoire et sur terrain ont montré que la densité de la boue a une grande importance dans la performance d'une opération de forage (M. A. Ahmadi et al., 2018) (Zhang et al., 2019) (Fattah & Lashin, 2016).

La densité de boue de forage est pratique exprimer en livres par pouce carré par pied (psi/ft) ou en kilogrammes par centimètre carré par mètre ($\text{kg}/\text{cm}^2/\text{m}$). Elle est mesurée à l'aide de densimètre (figure 31).

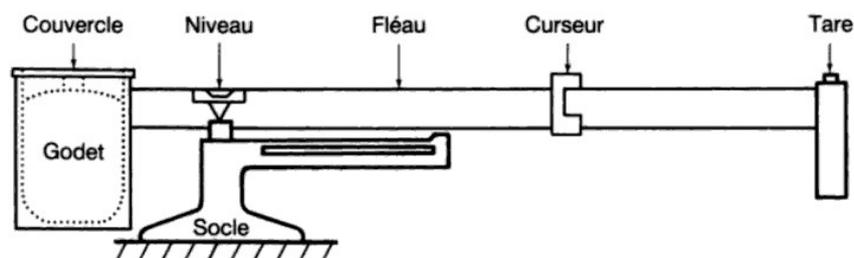


Figure 31: Densimètre a boue par (Nguyen, 1993)

III-3.2. Teneur en solide

La teneur en solide dans les fluides de forage est une caractéristique assez importante notamment celle la teneur en sable. La teneur en solides est la quantité totale de solides dans un fluide de forage, elle est généralement déterminée par distillation qui mesure la fraction volumique des solides dissous et des solides en suspension, ou non dissous (Nguyen, 1993). On se sépare les deux phases on mesurant le volume de liquide recueilli on peut calculer la teneur en solide suivant l'équation 60 :

$$Teneur\ en\ solide = 100 \times \left(\frac{1 - V_{liquides}}{V_{boue}} \right) \quad (60)$$

III-3.3. Filtrat et cake

La boue de forage, en phase liquide, exerce une pression hydrostatique supérieure à la pression des formations et des fluides qu'elles contiennent. Dans ces conditions, il se produit dans la formation une filtration de la phase liquide et des substances dissoutes : c'est le filtrat. Les particules dispersées, elles, s'accumulent sur la paroi du trou, formant le dépôt de boue encore appelé "gâteau de boue" ou "mud cake".

La filtration se produit lorsqu'une formation perméable est exposée à une boue de forage à une pression supérieure à celle de la formation. La pression fait que le filtrat s'écoule dans la roche et dépose les solides de la boue sur les parois du trou de forage (Annis & Smith, 1996).

Le phénomène de filtration de boue peut causer deux types de problèmes distincts : ceux dus à l'invasion du filtrat et ceux dus au dépôt du cake de filtration (Corapcioglu & Abboud, 1990; D. Jiao & Sharma, 1992; Rabbani & Salehi, 2017; Salehi et al., 2015).

III-3.4. Rhéologie

De nombreux modèles rhéologiques ont été proposés et traités dans l'industrie pétrolière, par plusieurs auteurs (Almahdawi et al., 2014; Balhoff et al., 2011; Fernandes et al., 2019; Li et al., 2020; Ofoche & Noynaert, 2020; Pitt, 2000; Sedaghat, 2017).

Les boues de forage sont des fluides non newtoniens, le plus souvent thixotropes, suivant la composition, elles peuvent être visqueuses, viscoplastiques ou encore, légèrement viscoélastiques (Martin, 1970).

III-4. Critères de sélection des fluides de forage

Les fluides de forage sont sélectionnés sur la base d'un ou plusieurs des critères suivants (American Society of Mechanical Engineers, 2005; *Amoco - Drilling Fluid Manual*, s. d.; Radford, 1947) :

- Coût
- Application et performance
- Problèmes de production
- Logistique
- Préoccupations liées à l'exploration
- Emplacement Impact environnemental et sécurité

III-5. Les produits et les additives de boue de forage

Un très grand nombre de produits entre dans la fabrication et le traitement des boues de forage, certains ont un rôle spécifique, d'autres ont des actions multiples (d'exploitation, 1969; Economides et al., 1998; Khodja, 2008) . Les principaux produits utilisés, en les classant par familles sont :

- ❖ Colloïdes minéraux
- ❖ Colloïdes organiques (réducteur de filtrat)
- ❖ Fluidifiants
- ❖ Alourdissant.

De nombreux composants multifonctions sont donc ajoutées à la boue pour lui conférer les propriétés désirées. Il est possible de classer grossièrement suivant en :

- Contrôleurs d'alcalinité
- Lubrifiants
- Bactéricides
- Décoiçant (ou dégrippants)
- Anti-calcium
- Inhibiteurs de gonflement des argiles
- Inhibiteurs de corrosion
- Produits facilitant la séparation
- Anti-mousses

- Stabilisants haute température
- Agents moussants
- Déflocculants
- Emulsifiants
- Viscosifiants
- Réducteurs de filtrat
- Flocculats
- Saumure
- Huile minérale ou organique

III-6. Les types des fluides de forage

Traditionnellement, les boues sont classées en trois catégories en fonction de la nature de la phase continue utilisée dans les boues. Ces catégories sont : l'air, l'eau et l'huile (Caenn & Chillingar, 1996).

Actuellement, les fluides de forage sont généralement classés en trois classes distinctes, à savoir les fluides de forage à base d'eau (WBM), les fluides de forage à base d'huile (OBM) et les fluides de forage synthétiques (Ahmed & Kalkan, 2019).

III-6.1. Boues à base d'eau

Ces boues ont de l'eau comme phase continue. L'eau peut contenir plusieurs substances dissoutes. Il s'agit notamment d'alcalis, de sels et de tensioactifs, de polymères organiques à l'état colloïdal, de gouttelettes d'huile émulsifiée et de diverses substances insolubles, telles que la barytine, l'argile et les déblais en suspension (Ahmed & Kalkan, 2019).

Malgré l'acceptation des boues à base d'eau par l'environnement, les boues conventionnelles présentent des lacunes importantes par rapport aux boues de forage à base d'huile (OBM) et aux fluides de forage non aqueux (NADF) en ce qui concerne leurs caractéristiques, de lubrification et de stabilité thermique. Les fluides à base d'eau ont classé en :

- Boues à base d'eau douce
- Boues à base d'eau salée
- Boues à l'eau émulsionnées

III-6.2. Boue à base d'huile

Les boues à base d'huile sont des fluides dont la phase continue est l'huile et la phase dispersée est de l'eau. Ces fluides sont souvent désignés par "Oil-Based Muds" ou OBM. Ils ont été mis au point et introduits dans l'industrie pétrolière aux années 1960 pour résoudre les problèmes de forage.

Les huiles les plus souvent choisies sont le gazole, l'huile minérale et l'huile minérale à faible toxicité (Arbad & Teodoriu, 2020; Błaż et al., 2021), l'OBM sont connues pour offrir des performances incomparables en termes de taux de pénétration, d'inhibition du schiste, de stabilité du puits, de pouvoir lubrifiant élevé, de stabilité thermique élevée et de grande tolérance au sel (Rana et al., 2021). Cependant, ils sont soumis à une réglementation environnementale stricte concernant leur rejet et leur recyclage (Davies et al., 1984, 1984).

On distingue **les boues à l'huile** contenant 5 à 15% d'eau au maximum et **les boues à émulsion inverse** pouvant contenir jusqu'à 60% d'eau, ils sont utilisés dans environ 50 % de tous les travaux de forage. Pour ces deux types de boues, l'émulsion formée est toujours du type eau dans l'huile (Annis & Smith, 1996).

Lors de la formulation de fluides de forage à base d'huile, les spécifications reconnues de l'American Petroleum Institute (API) ne doivent pas être dépassées. Le tableau 4 montre la norme API pour les exigences en matière de rhéologie des fluides de forage.

Tableau 4 Les spécifications API pour les fluides de forage à base d'huile (Institute, 2012)

Paramètre	Valeur numérique
Exigences des caractéristiques de base de l'huile	
Point d'éclair	66 °C (150 °F)
Point d'incendie	93 °C (200 °F)
Point d'aniline	60 °C (140 °F)
Propriétés de fluide	
Densité	7,5 à 22,0 (lb/gal)
Viscosité plastique	< 65 (cP) ou ALAP
Limite d'élasticité	15-45 (lb/100 ft ²)
Rapport PV/YP	0,8-1,5
Résistance au gel 10 secondes	3-20 (lb/100 ft ²)
Résistance du gel 10 minutes	8-30 (lb/100 ft ²)

Chlorure de calcium	20-25 % en poids
Excès de chaux	1-3 ppg
Stabilité électrique	> 400 (volts)
Filtration HPHT avant laminage	10-25 Millilitres (ml)
Filtration HPHT après le laminage	< 10 (ml/30 min)
Perte de fluide API	15,0 ml (maximum)
Rapport huile/eau	65/35 à 95/5
Test EPA MysidShrimp	30 000 ppm LC50 (minimum)
pH	8,5-10

La législation relative à la protection de l'environnement impose l'utilisation d'huiles minérales ou "synthétiques", ne contenant plus de composés aromatiques. La plupart des travaux de recherche portent sur l'amélioration des boues inverses synthétiques, vu leurs avantages économiques et environnementaux, comparativement aux fluides classiques à base de gazole (Candler et al., 1993; Zevallos et al., 1996).

III-7. Les agents tensioactifs dans les fluides de forage

Les agents tensioactifs, sont adsorbés sur les surfaces et les interfaces (figure 32), abaissant leur énergie libre. Ils sont utilisés dans les fluides de forages conventionnels et modernes (Numkam & Akbari, 2019) afin de maintenir la stabilité de l'émulsions inverse et de mouiller les déblais et les particules solide en suspension (Ballard & Dawe, s. d.).

Dans les fluides de forage à base d'huile, les applications les plus connues des tensioactifs sont émulsifiants, agents mouillants, agents moussants, anti-mousse et pour diminuer l'hydratation des surfaces argileuses. Pour les fluide de forage à base d'eau (Quintero, 2002) a énuméré les principaux applications des tensioactifs.

Deux facteurs aident à déterminer leur adéquation à une application particulière : l'identité chimique des deux chaînes et le nombre HLB. Notez que les deux facteurs, le nombre HLB et l'identité chimique, ne servent que de guides dans le choix des tensioactifs non ioniques. La sélection finale doit être basée sur des test de compatibilités et des preuves expérimentales (Bazzine et al., 2021).

Dans le choix et la recherche des types des tensioactifs un certain nombre de facteurs ont été pris en considération plus particulièrement la résistance à l'hydrolyse et à toute autre réaction chimique dans la boue (Gelpi, 1963).

De nombreux agents de surface ont un double fonction, par exemple, ils peuvent agir comme émulsifiant et comme agent mouillant. Il est également possible d'utiliser des mélanges de tensioactifs compatibles pour atteindre plusieurs objectifs.

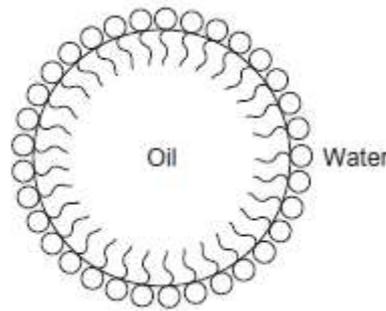


Figure 32: Schéma d'adsorption des tensioactifs à l'interface huile/eau

Les tensioactifs sont aussi utilisés dans les boues de forage afin d'obtenir les propriétés rhéologiques souhaitées pour les applications de forage potentielles (Balhoff et al., 2011; Li et al., 2020; Ofoche & Noynaert, 2020).

Les effets des tensioactifs sur la rhéologie et les propriétés de filtration de la boue de forage ont été discutés part (Ahmad et al., 2021). Il a été conclu que :

L'ajout des tensioactifs dans la boue de base augmente la viscosité parce que les molécules à longue chaîne interagissent avec les particules de boue et forment une structure compacte qui provoque l'augmentation de la viscosité, tandis que les molécules à petite chaîne, à concentration égale, n'ont pas d'effet considérable sur la viscosité.

(Abu-Jdayil & Ghannam, 2021) présentent une revue des principales et récentes recherches sur l'utilisation des agents de surface dans les formulations de fluides de forage, et ils ont souligné les points importants suivants :

- l'utilisation d'agents de surface cationiques dans les formulations de fluides de forage est prédominante par rapport aux autres types d'agents de surface.
- Les mélanges d'agents de surface non ioniques et anioniques peuvent être présentés comme un nouveau type d'additif potentiel pour le contrôle du comportement rhéologique des fluides de forage, avec une stabilité thermique très favorable.
- Les structures chimiques des tensioactifs utilisés dans les modifications des fluides de forage sont confirmées par l'IRTF et la spectroscopie de masse.

- L'évaluation de ces tensioactifs comprend l'étude de l'activité de surface de ces composés et de leurs propriétés de surface, notamment la tension de surface, la concentration micellaire critique, le pouvoir d'émulsification, l'efficacité, la surface minimale et la surface maximale.

Les tensioactifs, a joué un rôle très important dans le développement et l'avancement de nouveaux fluides de forage. La sélection et l'application appropriées des tensioactifs dans les fluides de forage ont un impact économique important, en termes de réduction du temps perdu et des problèmes potentiels, et a une conséquence directe sur les performances globales du forage.

III-8. Les émulsions

III-8.1. Définition

Une émulsion simple est par définition une dispersion d'un fluide de densité et de viscosité définie dans un autre fluide de densité et de viscosité différente, non miscibles.

Le mélange de ces deux fluides est l'émulsification qui donne un autre fluide de viscosité μ ayant des propriétés particulières (Desplan, 2018).

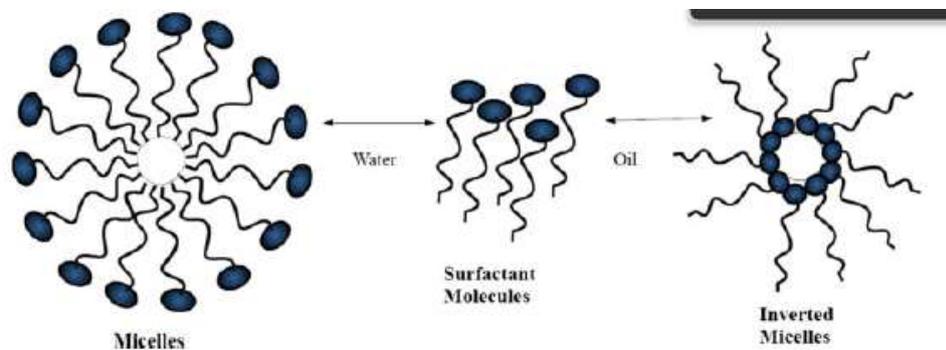


Figure 33: Schéma d'émulsion huile/eau et eau/huile (Chowdhury et al., 2021)

De tels systèmes possèdent un minimum de stabilité, celle-ci pouvant être accrue par la présence d'additifs tels que des agents tensioactifs, ou des polymères.

On a cependant deux cas (figure 33), l'émulsion directe, c'est par exemple la dispersion de l'huile dans l'eau et le cas inverse l'émulsion est appelée inverse ou indirecte ce qui est le cas d'une émulsion d'eau dans l'huile (Schramm & Kutay, 2000).

III-8.2. Types d'émulsions

Dans presque tous les cas, étant donné qu'au moins un liquide sera de l'eau ou une solution aqueuse (figure 34), il est de pratique courante de décrire une émulsion comme étant soit :

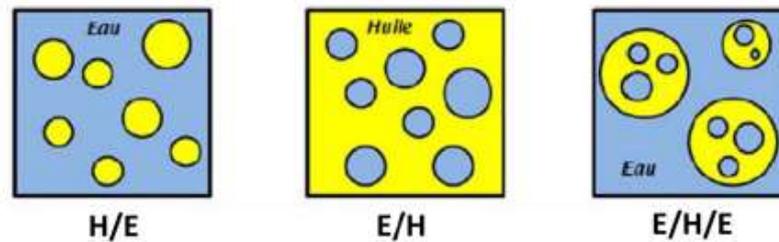


Figure 34: Schémas représentant des émulsions simples H/E et E/H et une émulsion multiple E/H/E

- Les émulsions eau-dans-huile (E/H) émulsion huileuse
- Les émulsions huile-dans-eau (H/E) émulsion aqueuse
- Les émulsions multiples (H/E/H) ou (E/H/E), c'est-à-dire des émulsions d'émulsions

Dans tous les cas la première phase mentionnée représente la phase dispersée et la seconde la phase continue (Caenn et al., 2011).

III-8.3. Stabilité des émulsions

La stabilité est le critère fondamental de qualité d'une émulsion préparée. Elle dépend de plusieurs facteurs tels que la granulométrie des gouttes d'émulsion, le rapport des densités des deux phases, la fraction volumique de phase dispersée, la température, le pH et la présence d'électrolytes (Jha et al., 2014).

On peut cependant former des émulsions stables en contrôlant la surface développée par l'ensemble des gouttes formées. Pour cela plusieurs techniques sont possibles, dans la première, il s'agit de diminuer la taille des éléments (gouttes) de la phase dispersée. Il existe théoriquement un diamètre critique des gouttes pour lequel l'émulsion se stabilise d'elle-même. En dessous de cette barrière énergétique, l'émulsion formée est stabilisée par les forces aux interfaces entre la phase continue et la phase dispersée et par les interactions à courtes et moyennes portées entre les différents éléments. Une deuxième technique est d'utiliser des suspensions solides colloïdales qui permettent de stabiliser l'émulsion en viscosifiant la phase continue et en créant des répulsions stériques particules/gouttelettes si le mouillage des solides par la phase dispersée est contrôlé et quasi nul. Enfin, la dernière technique utilisée pour

stabiliser une émulsion est la plus usitée, passe par l'utilisation de tensioactifs (Ragouilliaux, s. d.).

L'échelle de caractérisation des tensioactifs HLB va indiquer quelle émulsion peut être réalisée avec tel type de tensioactifs. Les propriétés de l'agent tensioactif en fonction des valeurs HLB selon (Poré, 1992) sont présentés dans le tableau 5.

Tableau 5 Les propriétés de l'agent tensioactif en fonction des valeurs HLB

Propriétés de tensioactif	Valeur minimale de HLB	Valeur maximale de HLB
Antimoussant	1.5	3
Emulsifiant E/H	3	6
Agent mouillant	7	9
Emulsifiant H/E	8	13
Détergent	13	15
Solubilisant	15	20

III-9. Endommagement de la roche réservoir par les fluides de forage

Les endommagements de la formation réservoir par la boue de forage peuvent se produire par plusieurs mécanismes tels que : l'invasion des solides de la boue, l'altération de la mouillabilité dû à l'adsorption des polymères envahis et des tensioactifs et le piégeage des phases (phase trapping) (Abdou, s. d.; Civan, 2016; Lei et al., 2017; McDonald & Buller, 1992; Zhao et al., 2019).

Les recherches sur les mécanismes d'endommagement des formations de réservoirs et leur prévention sont de plus en plus répandues (Mohammadi & Mahani, 2020; Xu et al., 2016). Les mécanismes d'endommagement des formations doivent d'abord être compris afin de guider le développement et la conception des mesures de protection des réservoirs (He, 2021).

(Abdou, s. d.) a suggéré qu'il existe quatre types d'endommagements de la formation pendant le forage :

- le premier type résulte par le colmatage des pores par des solides présents dans les fluides de forage, de complétion, de workover ou d'injection.

- Le deuxième type est lié à la réaction argile-eau qui entraîne l'hydratation de l'argile et le gonflement ou la dispersion des particules d'argile et le bouchage des pores par le mouvement de l'eau produite ou injectée.
- Un troisième type est développé à partir d'eau introduite dans la formation au niveau du puits de forage, provoquant un blocage des liquides pendant le forage, le carottage, la complétion ou le workover.
- le quatrième type est dû à l'effondrement et à l'écoulement ultérieur de sables non consolidés dans le puits de forage.

(Mohammadi & Mahani, 2020) ont étudié les mécanismes d'endommagement à l'échelle des pores induite par les fluides de forage. Les observations à l'échelle des pores révèlent trois types d'endommagements de formation associés à l'invasion du fluide de forage dépend du pH de la boue : primaire, secondaire et tertiaire. L'endommagement primaire est provoqué immédiatement après l'invasion du fluide de forage dans le milieu poreux et comprend le dépôt interne de cake, l'endommagement secondaire est induit et comprend la formation in situ d'une émulsion et le mécanisme tertiaire provient de la relocalisation et du piégeage des émulsions mobiles.

(Lei et al., 2017) ont mis en évidence le principal mécanisme d'endommagement du fluide de forage à base d'huile dans les réservoirs gréseux de gaz. Une expérience d'écoulement a été appliquée pour évaluer le piégeage de la phase huile, et les gouttelettes d'émulsion formées. D'après les résultats des tests, les facteurs causant les endommagements de réservoir comprenaient l'altération de la mouillabilité, le piégeage de la phase huile et le colmatage de l'émulsion.

III-10. Altération de mouillabilité de la roche réservoir par les tensioactifs dans les fluides de forage

Vu la diversité des mécanismes d'endommagement par les fluides de forage, un bon nombre de travaux se sont limités à l'étude de l'altération de mouillabilité par les tensioactifs dans des systèmes de fluides de forage et sur l'évaluation du degré auquel l'altération de la mouillabilité est affectée par la composition du fluide de forage (Abdollah-Pour et al., 2016; Ballard & Dawe, s. d.; Menezes, s. d.; Sanner & Azar, 1994; *Wettability Alteration Caused by Oil-Based Muds and Mud Components*, 1993). La plupart de ces travaux ont consisté à mesurer les angles de contact (Lei et al., 2017; Sauerer et al., 2020) et effectuent des essais de déplacement de fluides par exemple les essais d'Amott (déplacement forcé et imbibition spontanée).

(McDonald & Buller, 1992) ont décrit des travaux expérimentaux pour évaluer l'importance de mécanisme d'endommagement de la formation causé par les émulsifiants de boue à base d'huile. L'altération de la mouillabilité, la réduction relative de la perméabilité à l'huile et l'étendue de la rétention d'agents tensioactifs ont été mesurées pour des filtrats de boue contenant des quantités croissantes d'émulsifiant commercial.

Ils ont montré que les endommagements de la formation sont causés par l'adsorption de tensioactifs généralement formulés dans des boues à base d'huile.

Les résultats des travaux de (Sanner & Azar, 1994) indiquent que le filtrat à base d'huile contient suffisamment de tensioactifs et d'émulsifiants pour inverser la mouillabilité des surfaces des roches réservoirs de mouillabilité à l'eau à mouillabilité à l'huile. La surface de la roche de mouillabilité franche à l'huile a considérablement réduit la perméabilité effective au pétrole pour les échantillons de grès et de carbonate.

Selon (Zhao et al., 2019) les incompatibilités roche-fluide sont les principaux mécanismes d'endommagement de la formation par les fluides de forage et de complétion.

Partie 2

**Matériels et méthodes
résultats et discussions**

Chapitre IV : Étude et Protocole expérimentale

L'objectif de notre étude expérimentale est d'évaluer l'effet des tensioactifs commerciaux dans les fluides de forage sur les propriétés pétrophysiques des roches réservoirs. Pour cela, des mesures des perméabilités relatives et de mouillabilité ont été effectuées en utilisant des milieux poreux et des fluides de forage à base d'huile dans des conditions ambiantes. Les perméabilités relatives ont été déterminées pour différentes valeurs de la saturation initiale en eau (comprise entre 1 et S_{wi}). La mouillabilité des échantillons est mesurée par le test Amott. Les déblais de forage proviennent du réservoir du trias argilo-gréseux du champ de Berkine situé au Sahara algérien ont été utilisés. Ces déblais ont été recueillis à partir des tamis vibrants de traitement de boue du chantier de forage et utilisés comme milieux poreux pour la réalisation des expériences.

Le protocole expérimental qui a été adopté dans cette thèse s'articule selon les étapes suivantes :

1. Préparation et caractérisation des échantillons des déblais de forage par l'analyse granulométrique, DRX et la photométrie de flamme.
2. Identification des groupements fonctionnelle des tensioactifs par la spectroscopie à infrarouge.
3. Préparation et caractérisation des fluides de forage à base d'huile.
4. Mesures des perméabilités relatives à l'huile K_{ro} et à l'eau K_{rw} du milieu poreux par la méthode des écoulements permanents (steady state).
5. Détermination de degré d'altération de la mouillabilité des déblais par la méthode Amott-IFP.
6. Etude de processus d'adsorption des tensioactifs sur la surface des déblais sur la base de l'isotherme de Langmuir.

IV-1. Caractérisations et préparations des échantillons

IV-1.1. Caractérisation des échantillons de déblais de forage

❖ La matrice utilisée

La matrice représentant la roche réservoir est des déblais de forage recueillis à partir des tamis vibrants de traitement de boue du chantier de forage dans le champ de Berkine. Un aperçu sur le champ de Berkine sera présenté dans la partie qui suit. Les détails sont donnés dans l'annexe 1.

Le bassin de Berkine a fait l'objet de plusieurs découvertes et recherches sur le plan géologique, en raison de sa richesse en hydrocarbures dans les différentes phases de l'exploration, de caractérisation et de développement.

Le bassin de Berkine (anciennement Ghadames) est situé dans la partie orientale, du Sahara de l'Algérie avec 29° à 34° de latitude nord et 5° à 10° de longitude est.

Le système pétrolier du bassin de Berkine a été subdivisé en quatre principaux éléments : roches mères, roches réservoirs, roches couvertures et les pièges. Les formations gréseuses du Paléozoïque et du Trias argilo-gréseux constituent les principales roches réservoirs dans le bassin de Berkine.

Les déblais de forage utilisés dans cette étude proviennent du réservoir du trias argilo-gréseux inférieur. Ces échantillons ont été prélevés à une profondeur entre 4727 et 4732 m.

Cette étude s'est basée sur l'utilisation des déblais de forage étant donné que :

- leurs compositions minéralogiques et leur propriétés pétrophysiques sont identiques à celles des roches réservoirs argilo-gréseux du champ de Berkine.
- les carottes des réservoirs ne sont pas disponibles lors des forages de développement.

❖ Préparation et nettoyage des échantillons des déblais de forage

Les normes RP-40 de l'American Petroleum Institute ont été utilisées comme guide (McPhee et al., 2015) dans le processus de nettoyage des échantillons des déblais (figure 35).

Conformément à la norme API RP40, les échantillons de carottes doivent être nettoyés et séchés pour :

- éliminer l'huile primaire, les filtrats de boue, les sels évaporés et l'eau de connivence avant l'analyse de la porosité, de la perméabilité et la réalisation des expériences SCAL (Special core analysis) monophasiques ;
- préparer ou rendre l'échantillon mouillable à l'eau avant certaines expériences SCAL à deux phases (pression capillaire de drainage primaire) et avant le conditionnement de la mouillabilité (restauration).



Figure 35: Les échantillons des déblais de forage utilisé dans cette étude

Un nettoyage efficace des échantillons par un solvant non polaire le toluène est réalisée pour dissoudre les parties les plus légères et lourdes de l'huile puis l'eau distillée afin de dissoudre les sels précipités.

Les échantillons des déblais de forage nettoyés ont été séchés dans une étuve à vide à 105 °C jusqu'au poids constant pour éliminer les solvants utilisés dans le processus de nettoyage.

- **Analyse granulométrique**

Les débris de forage ont été pulvérisés (broyés) avec la Pulverisette 2 de Fritsch pour obtenir des échantillons uniformément pulvérisés. Ensuite, ils ont été tamisés avec un tamis vibrant As 200 Control, pour déterminer la distribution granulométrique des grains des déblais.

Les déblais ont été fractionnés au moyen d'une série des tamis (1, 0.8, 0.63, 0.5, 0.25, 0.2, 0.16, 0.1, 0.08). Les pourcentages ainsi obtenus sont exploités sous forme graphique.

Les résultats de l'analyse granulométrique des déblais de forage ont été présentés sous forme d'un histogramme dans la Figure 36. En se basant sur la norme Française [NFP 18-540], le calcul du module de finesse (M_f) permet de quantifier le caractère plus ou moins fin de l'échantillon. $M_f = 2.4$ correspond à un sable préférentiel.

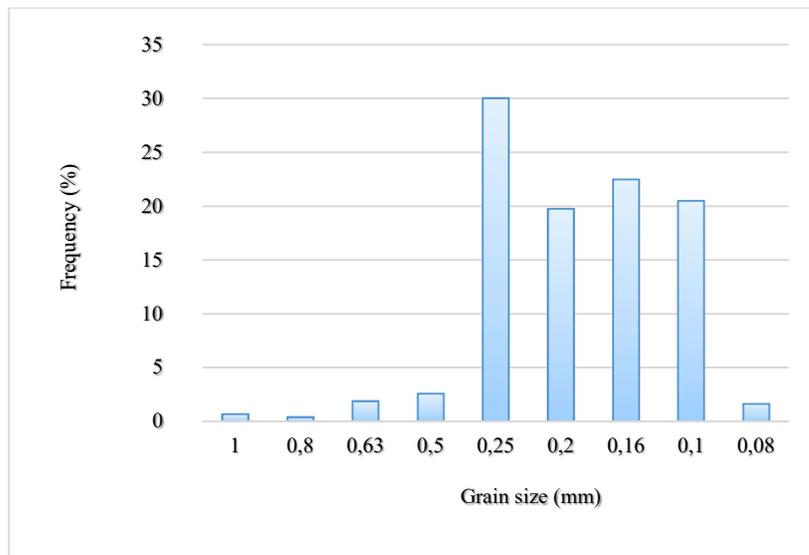


Figure 36: Représentation en histogramme de la distribution granulométrique des échantillons

Dans le cas de cette étude, la gamme intermédiaire [0,1-0,5] mm a été choisie pour obtenir une valeur moyenne de perméabilité. Les plus grosses particules [0,63-1] mm donnent de grandes valeurs de perméabilité. Les particules les plus fines [0,08] mm ont été éliminées parce qu'elles obstruent le papier filtre dans le dispositif expérimental et réduisent le débit et la perméabilité.

- **Diffraction des rayons X (DRX)**

La DRX constitue une des techniques les plus utiles et les plus répandues pour l'identification des minéraux. La méthode générale consiste à bombarder l'échantillon avec des rayons X et à mesurer l'intensité des rayons X qui est diffusée selon l'orientation de l'espace.

Les diffractogrammes ont été réalisés sur des poudres des déblais pressées sur le porte échantillon.

Les mesures de DRX ont été effectuées sur un système de diffraction des rayons X Seifert XRD 3003 TT, pour déterminer la composition minéralogique des échantillons des déblais de forage. Les données enregistrées avec un angle de diffraction 2θ dans la plage de 10° à 60° avec un pas de $0,02^\circ$, un temps d'acquisition de 10 seconds et une faible vitesse de rotation (0,001 s).

Sur la figure 37 est présenté le spectre DRX des déblais de forage.

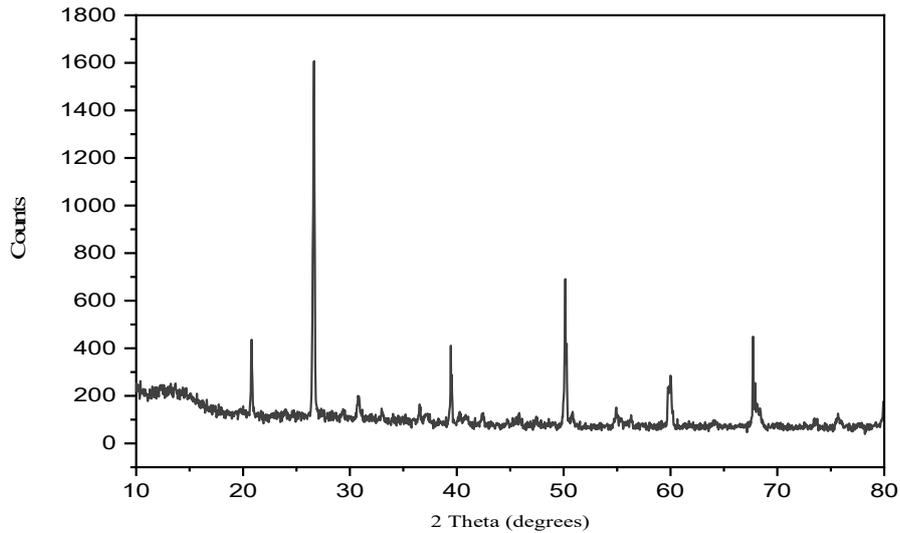


Figure 37: Spectre de diffraction des rayons X de l'échantillon des déblais de forage

L'analyse des données indique que l'échantillon des déblais de forage contient principalement de quartz (71.9%), avec quelques impuretés qui consistent en dolomite (12.2%), calcite (2.5 %) et des minéraux argileux : kaolinite (11%) et chlorite (2.3%). La composition minéralogique des échantillons est illustrée dans le tableau 6.

Tableau 6 Composition minéralogique des déblais de reservoirs argilo-gréseux

Les déblais de forage	Elément	Quartz (SiO ₂)	Dolomite (CaMg(CO ₃) ₂)	Calcite (CaCO ₃)	Kaolinite (Al ₂ Si ₂ O ₅ (OH) ₄)	Chlorite
	Pourcentage	71.9 %	12.2%	2.5%	11%	2.3 %

- **Photométrie de flamme**

L'analyse par la photométrie de flamme est une méthode qui a été effectuée pour déterminer la teneur en calcium des échantillons de déblais de forage, à l'aide de l'appareil Jenway Pfp7 (figure 38).



Figure 38 : Photomètre de flamme

1 g d'échantillon en poudre a été dissous dans une solution de HCl dans un bécher de 50 ml pendant 24h. La solution de filtrat obtenue a été récupérée après filtrations sur une membrane de porosité 0,45 μm (diamètre 90 mm).

La courbe standard de la concentration de calcium en fonction de l'intensité a été tracée après la mesure des émissions dans les solutions étalonnées.

Selon les résultats de cette analyse, la concentration en calcium de l'échantillon de déblais de forage est de 6,55%.

IV-1.2. Caractérisation des fluides utilisés

- **Les fluides**

Pour la préparation des formulations des fluides de forage, la détermination des caractéristiques pétrophysiques des échantillons (perméabilité k , porosité Φ), la mesure de la mouillabilité et le processus d'adsorption. Quatre fluides différents ont été utilisés : le gasoil, la saumure et les tensioactifs Versawet et Versacoat.

- **Le gasoil** est commercialisé par la compagnie Naftal ® dont les caractéristiques sont répertoriées dans le Tableau 7 et l'annexe 2. Le gasoil est utilisé pour les expériences d'écoulements monophasiques et diphasiques et les tests d'imbibition spontanée. Il est aussi utilisé comme fluide de base dans les formulations de fluide de forage préparées.
- **La saumure** est une solution saturée de chlorure de sodium (NaCl) à 320 g/l destinée pour les expériences de déplacement et d'imbibition.

Tableau 7 Propriétés de gasoil

Propriétés	Valeurs
Masse volumique à 15 °C	0.828 g/cm ³
Viscosité dynamique à 20 °C	5.6 mPa s
Tension superficielle à 20 °C	30.5 mN/m
Point d'éclair	88°C
Point d'écoulement	- 14°C
Point d'ébullition initiale	152°C
Point d'ébullition finale	320°C

- **Les tensioactifs** sont deux produits fabriqués par la société MISWACO® (voir annexe 3). Ces agents rentrent dans les formulations des fluides de forage :
 - a) *Versacoat* est un agent de surface non ionique qui sert à la fois d'émulsifiant et d'agent mouillant.
 - b) *Versawet* est un tensioactif cationique qui sert d'agent mouillant concentré et puissant pour les boues à base d'huile.

Les caractéristiques chimiques et physiques des tensioactifs utilisés sont répertoriées dans le tableau 8.

Au sujet des tensioactifs utilisés dans les fluides de forage, peu d'informations sont diffusées à travers quelques publications. Dans le cadre de ce travail et face aux problèmes majeurs d'identification de la variété des tensioactifs, le parcours adopté a surtout visé l'identification des groupements fonctionnels essentiels des tensioactifs émulsifiants. On se contentera donc de quelques éléments de caractérisation.

- **Analyse des tensioactifs par spectroscopie à infrarouge (IR)**

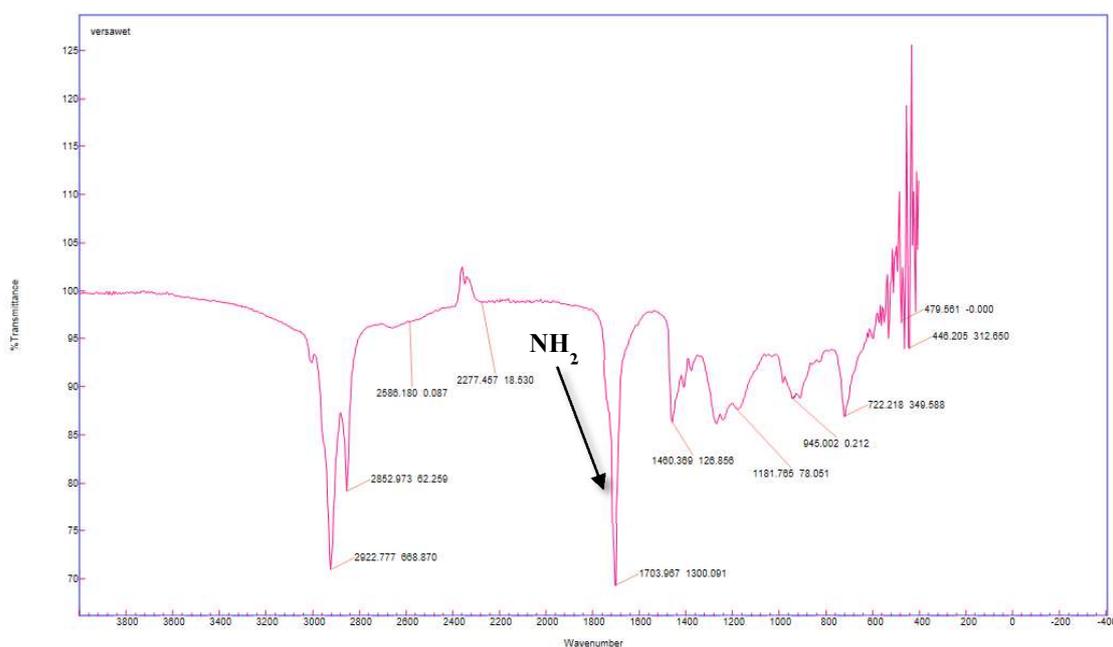
Dans le but de comparer les performances des tensioactifs commercialisés, il est nécessaire d'avoir une idée de leurs formules chimiques. Pour ce faire, la technique de la spectrométrie infrarouge (IR) a été utilisée à l'aide de l'appareil Agilent Technologies Carry 660-FTIR à 30°C.

Tableau 8 Propriétés physiques et chimiques des tensioactifs Versawet et Versacoat (rapport MI-SWACO)

Propriétés physiques	Versawet	Versacoat
Apparence	Liquide visqueux brun foncé	Ambre foncé
Densité	0.93 - 0.98	0.90 - 0.97
Point d'éclair (°C)	93.3	28
Point d'écoulement (°C)	6.7	-28.9
Densité à 200C (g/cm ³)	0.95	0.91
Tension superficielle (mN/m)	42.9	35.9
Concentration micellaire critique (M)	$2.97 \cdot 10^{-3}$	$7.97 \cdot 10^{-5}$

L'appareil fournit des indications précieuses sur la présence de groupements fonctionnels et de liaisons à l'aide du nombre d'onde correspondant.

Les spectres des tensioactifs Versawet et Versacoat ont été recueillis sur la plage spectrale de 400- 4000 cm⁻¹. Ils sont présentés sur les figures 39 et 40.

**Figure 39:** Spectre IR de tensioactif Versawet

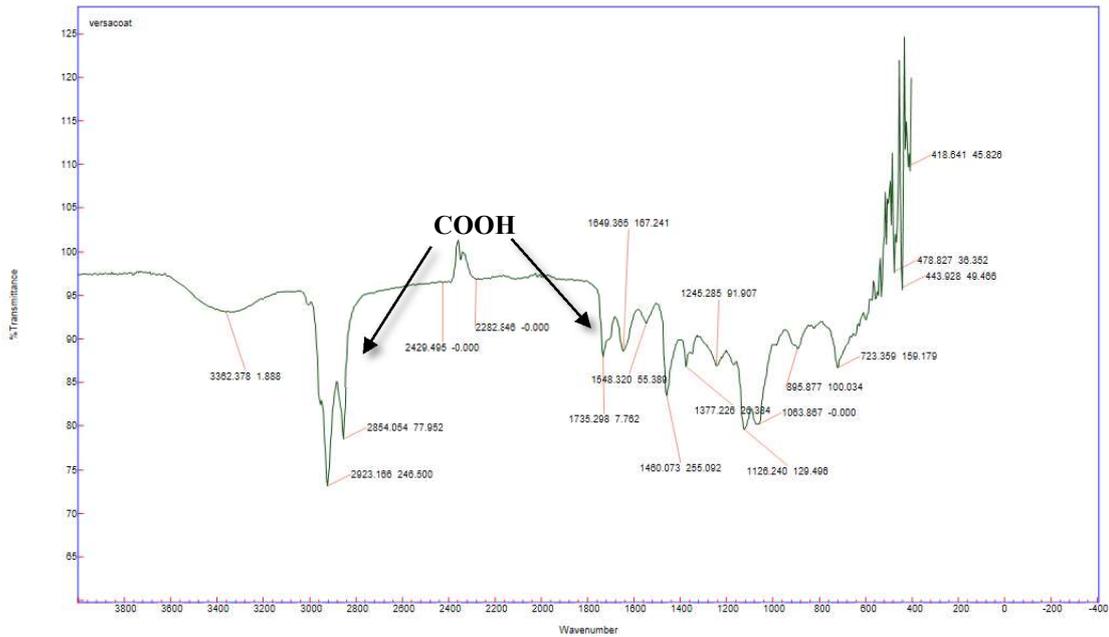


Figure 40: Spectre IR de tensioactif Versacoat

L'Analyse spectrale de spectres IR confirme la nature non ionique et anionique des tensioactifs, elle met en évidence la présence de bande fine vers 1703.967 cm^{-1} caractéristique aux ammoniums quaternaires et amines $-\text{NH}_2$ (Kowalczyk, 2008).

Les bandes d'absorptions 1735.298 , 2854.054 et 2923.166 cm^{-1} caractéristique de la liaison OH et C = O de l'acide carboxylique de groupe carboxyle (COOH).

Les nombres d'onde à 1460.073 et 1460.369 cm^{-1} sont attribués au groupe méthylène $-\text{CH}_2-$.

Les bandes d'absorptions $2922,777$, $2852,01$, $2923,166$ et $2854,054 \text{ cm}^{-1}$ correspondent aux vibrations $\text{CH}_3 / \text{CH}_2$ respectivement (Viana et al., 2012).

IV-2. Mesures expérimentales

Dans cette partie, sont présentés les différentes mesures expérimentales effectuées, les calculs utilisés et les différentes procédures suivies pour chaque mesure.

IV-2.1. Mesure de la porosité

La mesure de la porosité est effectuée par la méthode d'imbibition, en pesant l'échantillon sec et puis complètement saturé en saumure. La porosité est déterminée par :

$$\emptyset = \frac{m_{\text{sature}} - m_{\text{sec}}}{m_{\text{sature}}} \quad (61)$$

Les masses de l'échantillon sec (m_{sec}) puis saturé ($m_{\text{saturé}}$), obtenues en utilisant la balance digitale Mettler de haute précision (1/10000gr).

IV-2.2. Mesure de la perméabilité

- **Perméabilité absolue de l'huile et de la saumure**

Dans cette étude, on s'intéresse à des écoulements monophasiques dans un milieu poreux saturé par un seul fluide.

Les mesures de perméabilités ont été effectuées en écoulement laminaire avec configuration horizontale dans un milieu continu, isotrope et homogène ; les effets de la pesanteur sont négligés.

En utilisant l'équation de Darcy à une dimension (1D) pour les fluides incompressibles en écoulements monophasiques, la perméabilité absolue de l'huile K_o et de la saumure k_w sont mesurées par la relation :

$$Q = \frac{k \cdot S (P_1 - P_2)}{\mu L}$$

Q représente le débit du fluide de viscosité μ , P_1 et P_2 sont respectivement les pressions en amont et aval du porte échantillon de longueur L et de section S.

- **Perméabilités relatives**

Elles sont mesurées en écoulements diphasiques par la méthode des écoulements permanents (steady state method). Les hypothèses d'un écoulement horizontal unidimensionnel et laminaire dans un milieu saturé, isotrope et homogène sont émises.

Le modèle diphasique de Darcy généralisé s'écrit :

$$Q_o = \frac{k \cdot k_{ro} \cdot S (P_1 - P_2)}{\mu_o L} \quad (62)$$

$$Q_w = \frac{k \cdot k_{rw} \cdot S (P_1 - P_2)}{\mu_w L} \quad (63)$$

Les mesures de saturations moyennes de l'échantillon par l'huile et puis par la saumure sont effectuées par l'enregistrement des volumes de phases produites et injectées (voir chapitre 1).

IV-2.3. Mesure de la mouillabilité

La méthode appliquée pour l'évaluation de la mouillabilité des échantillons non consolidés des déblais de forage est celle d'Amott qui est basée sur deux types de déplacements : un déplacement spontané et un déplacement forcé sous une pression d'écoulement à l'aide de dispositif expérimental de déplacement en milieu poreux aux conditions ambiantes de pression et température. L'indice de mouillabilité est calculé par les équations suivantes :

L'indice de mouillabilité à l'eau :

$$I_W = \frac{V_{osp}}{V_{osp} - V_o} \quad (64)$$

L'indice de mouillabilité à l'huile :

$$I_O = \frac{V_{wsp}}{V_{wsp} - V_w} \quad (65)$$

L'indice global de mouillabilité I_A de la roche :

$$I_A = I_W - I_O \quad (66)$$

IV-2.4. Mesure de l'adsorption

La mesure de l'adsorption implique le tracé des courbes d'étalonnage représentant l'évolution de la tension superficielle de la solution en fonction de la concentration des tensioactifs. Sur la base de traitement des données de ces courbes la quantité des tensioactifs adsorbé par les déblais en solution après étude d'adsorption.

Dans un premier temps, les courbes d'étalonnage sont obtenues en utilisant la méthode du stalagmomètre base sur l'application de la loi de Tate à 25 °C. La tension superficielle est mesurée selon l'équation (67) :

$$\frac{m_1}{m_2} = \frac{\gamma_1}{\gamma_2} \quad (67)$$

La concentration inconnue de tensioactif dans la solution des formulations après la réaction avec les échantillons de grès a été déterminée à l'aide de la courbe d'étalonnage. La densité d'adsorption a été calculée à l'aide des concentrations apparentes initiale et finale de tensioactif :

$$\delta = \frac{(C_i - C_e)V}{m} \quad (68)$$

Où, δ est la densité d'adsorption (mg/g), C_i est la concentration initiale du tensioactif (mg/l), C_e est la concentration finale du tensioactif (mg/l), V est le volume de la solution de tensioactif (l) et m est la masse de l'échantillon en poudre (g).

La quantité de tensioactif adsorbée par gramme de l'échantillon de déblais a ensuite été calculée à différentes concentrations de tensioactif et une isotherme de Langmuir a été utilisée pour modéliser les données d'adsorption (équations 27, 28, 29 énoncée dans le chapitre 2).

IV-3. Procédure expérimentale

Dans cette étude, quatre types d'expériences ont été réalisés :

- Des expériences d'écoulements monophasiques pour la caractérisation des milieux poreux (la mesure de porosité et perméabilité absolue).
- Des expériences d'écoulements diphasiques eau-gasoil pour la mesure des perméabilités relatives.
- Des expériences de test de mouillabilité Amott-IFP sur les échantillons des déblais de forage.
- Des expériences de mesure de l'adsorption des tensioactifs.

Nous expliquons dans ce qui suit et dans l'ordre, la procédure expérimentale telle qu'elle est appliquée pour l'obtention finale des résultats visés.

IV-3.1. Dispositif expérimental

IV-3.1.1. Le micromodèle utilisé

Le montage expérimental (des déplacements monophasiques et diphasiques) pour la mesure des perméabilités absolue et relative et les tests de mouillabilité est un micromodule (Figure 41) qui composés de :

- 1- porte échantillon type Hassler cylindriques avec des pressions ambiante de rayon $r=35$ mm et de longueur $L = 65$ mm contenant le milieu poreux
- 2- réservoir d'alimentation pour l'huile et la saumure ;
- 3- manomètre à colonne liquide permettant d'obtenir la différence de pression entre l'entrée et la sortie du milieu poreux ;
- 4- thermomètre pour la mesure de température ;

- 5- éprouvette graduée permettant de mesurer le débit volumique à la sortie du porte échantillon à l'aide d'un chronomètre.

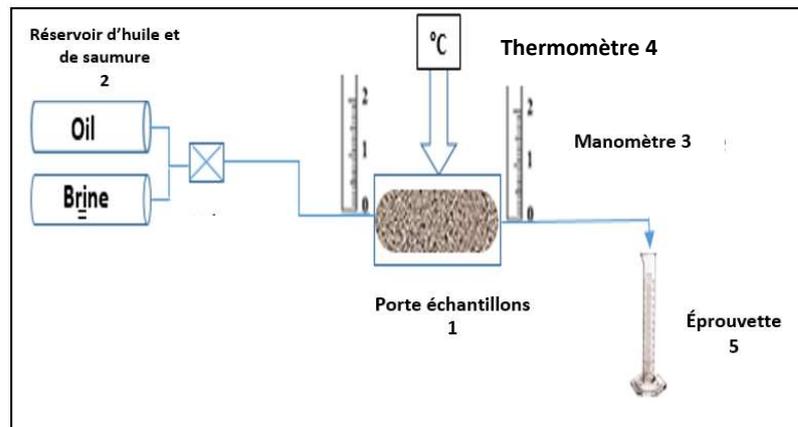


Figure 41: Dispositif expérimental d'écoulement (monophasique et diphasique)

Pour le test d'imbibition spontanée, l'équipement de test standard utilise une cellule Amott (Figure 42-A). Les cellules d'Amott, utilisées sont des tubes en forme d'entonnoir calibrés de façon à ce que le volume de liquide libéré puisse être lu facilement elles ont aussi une section graduée pour déterminer les volumes d'imbibition.

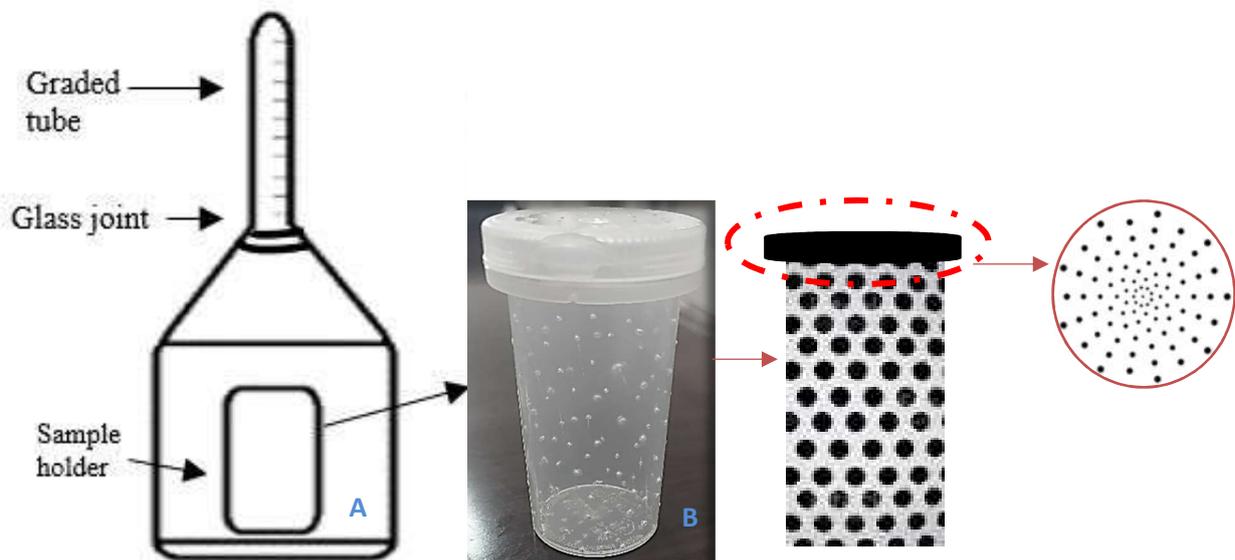


Figure 42: A-Cellules Amott pour l'imbibition spontanée/B- Les porte-échantillons en PVC

L'imbibition spontanée est réalisée sur des échantillons de grains des déblais de forage non consolidés. Les porte-échantillons sont en matière plastique "PVC : chlorure de polyvinyle", dont les parois sont perforées à l'aide d'une aiguille de diamètre de 0.25 mm. Les perforations

sont espacées de 5 mm, de sorte que leur nombre permet la vidange de porte échantillon plein d'eau distillée (30 ml) en une durée entre 54 et 60 secondes (voir figure 42-B).

Pour déterminée la quantité adsorbe on a choisi la méthode de mesure de la tension interfaciale. Le dispositif expérimental présenté dans la figure 43 est utilisée ; il comporte :

- Une balance pour la mesure de poids de la goutte
- Burette contenant le fluide a testé
- Becher pour recevoir le fluide testé

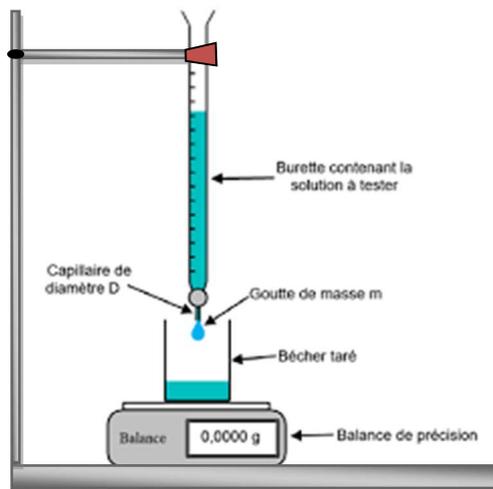


Figure 43: Dispositif pour les tests de tension interfaciale et d'adsorption

IV-3.1.2. Formulation des fluides de forage

Cette étude, s'est axée sur un fluide de forage à base d'huile destiné pour le forage de la phase réservoir. Une formulation de boue émulsionnée inverse à base de gasoil de rapport H/E = 90/10 et de densité **1.25** est préparée, ces formulations sont préparées en ajoutant successivement les produits sous agitation (800 rpm) réalisée par un agitateur magnétique AREC pendant 1 h à 25°C. Lors du mélange des formulations, l'ordre d'ajout suivant est respecté :

- Gasoil
- Tensioactif
- Chaux
- Saumure

Les produits entrant dans la formulation de la boue ainsi que leurs concentrations sont illustrés dans le tableau 9.

Les concentrations utilisées dans la préparation des formulations sont celles utilisées pour la fabrication de la boue à base d'huile, pour le forage des réservoirs dans la région de Berkine Voir annexe (4).

Tableau 9 formulation des fluide de forage préparé

Produit	Formulation 1 (VWF)	Formulation 2 (VCF)	Formulation 3 (WVF)	Temps de mixage (h)	Vitesse d'agitation (rpm)
Gasol (l)	0.800	0.800	0.800	-	-
Versawet (g/l)	2.5	-	2.5	1	800
Versacoat (g/l)	-	5	5	1	800
Lime (g/l)	19.95	19.25	19.25	1	800
Saumur (l)	0.1	0.1	0.1	1	800

IV-3.2. Détermination de la porosité du milieu poreux

La mesure de la porosité a été effectuée par la méthode d'imbibition après préparation des échantillons dans l'ordre suivant :

L'échantillon de roche est immergé dans la solution saumure jusqu'à ce qu'il soit complètement saturé. L'échantillon est pesé avant et après l'imbibition. En déduire la porosité utilisant l'équation 61.

IV-3.3. Détermination de la perméabilité absolue

La mesure de perméabilité absolue de saumure et gasoil intervient après préparation des échantillons et dans l'ordre suivant :

- l'échantillon est introduit préalablement avec précaution dans le porte échantillon (micromodèle) voir figure 41.
- la solution de saumure à 320 g/l de NaCl est injectée à débit constant.
- un temps d'attente est nécessaire pour atteindre un écoulement stable où les pressions d'entrée et de sortie deviennent constantes.

- Une fois que l'état d'équilibre est atteint, le débit, la pression d'entrée et de sortie sont enregistrés.
- La mesure de la perméabilité absolue à la saumure est relevée.
- la mesure de perméabilité absolue de gasoil est ensuite déterminé suivons la même procédure.

IV-3.4. Mesure des perméabilités relatives

Dans cette expérience le gasoil et la saumure sont utilisés. L'expérience a été réalisée à 40°C, et sous une pression de 5.101 kPa, dans le micromodule après vieillissement des échantillons dans les formulations de fluide de forage VWF, VCF et WCF pendant 720 h. Le point clé de l'expérience est d'obtenir la courbe de perméabilité relative, qui se déroule comme suit :

- La première étape serait de saturer l'échantillon à 100% de saumure.
- Ensuite, le gasoil est injecté pour drainer la saumure de l'échantillon afin d'atteindre la saturation en eau irréductible. Cette étape représente la condition initiale et le point final (end point) qui permet de mesurer la perméabilité relative au gasoil ($k_{ro,max}$).
- Le gasoil et la saumure sont injectés simultanément à un débit fixe jusqu'à ce que le taux produit soit égal au taux injecté.
- Une fois que le système a atteint l'état stable et que les données sont enregistrées, la loi de Darcy généralisée est utilisée pour déterminer la perméabilité relative.
- La saturation moyenne dans l'échantillon a été calculée directement en se basant sur les volumes des fluides injectés et produits.
- Cette opération est répétée autant de fois pour obtenir le nombre de points suffisant qui permettant d'établir les courbes des perméabilités relatives.

IV-3.5. Test de mouillabilité Amott

L'indice de mouillabilité a été évalué en préparant 26 échantillons. Les échantillons en poudre dans le porte-échantillon en verre et en PVC ont été saturés par les formulations préparées (VWF VCF WCF). Les porte échantillon, fermés, contenant les échantillons sont mis en macération (vieillissement), à $T = 40^{\circ}\text{C}$ pendant 24h, 46h, 72h, 168h et 720h. Après vieillissement, le protocole expérimental suivant est adopté :

- Les échantillons ont été immergés dans de la saumure dans des cellules d'Amott et l'huile produite spontanément a été enregistrée après 20 heures (volume V_{osp} = gasoil spontanément déplacé par la saumure).
- la saumure est forcée dans l'échantillon par injection à un débit constant (volume V_o = gasoil déplacé par la saumure).
- L'échantillon est immergé dans le gasoil (volume V_{wsp} = saumure déplacée spontanément par le gasoil).
- Ensuite, le gazole est introduit dans les échantillons par injection à un taux constant (volume V_w = eau déplacée par le gasoil).

A partir des volumes mesurés, on peut déterminer les indices de mouillabilité de chaque phase et l'indice global de mouillabilité de l'échantillon.

IV-3.6. Etude de l'adsorption des tensioactifs

La tension interfaciale des tensioactifs versawet et Versacoat dans les formulations des fluides de forage préparés est mesurée par la méthode de poids de la goutte (Butt et al., s. d), pour établir les courbes d'étalonnages des tensioactifs (la tension superficielle en fonction de concentrations des tensioactifs). Le fluide de référence utilisé est de l'eau avec $\gamma = 72,8$ mN/m à 20°C et on suit la procédure suivante :

- L'expérience commence par remplir le compte-gouttes avec de l'eau distillée.
- On fait couler 15 gouttes d'eau distillée dans un bécher puis mesurer leur masse et on détermine la masse d'une goutte.
- De façon analogue, on reproduit cette opération pour les formulations de fluide de forage à différentes concentrations de versawet et Versacoat et en déduit la masse d'une goutte.
- Il faut absolument vérifier que les deux volumes (eau et le liquide) remplissant le stalagmomètre soient strictement identiques.
- le stalagmomètre doit être nettoyé et séché soigneusement après chaque changement de liquide.
- Enfin la loi de Tate est utilisée pour déterminer la tension superficielle des liquides équations 67.

L'étude d'adsorption implique l'interaction des formulations de VCF et de VWF avec des échantillons en poudre conduisant à une perte des tensioactifs Versawet et Versacoat due à

l'adsorption. L'expérience a été réalisée en mélangeant 1 g d'échantillon de roche en poudre avec 50 ml de formulation de gasoil avec différentes concentrations des tensioactifs.

Les solutions et les échantillons en poudre ont été mis en vieillissement pendant 24 h à 30°C. Le liquide flottant a été récupéré après centrifugation pendant 15 minutes à 5000 rpm. La concentration inconnue de tensioactif dans la solution surnageant a été déterminée à l'aide de la courbe d'étalonnage.

La quantité de tensioactif adsorbée par gramme d'échantillons de déblais a ensuite été calculée à différentes concentrations de tensioactif et l'isotherme de Langmuir a été utilisée pour modéliser les données d'adsorption.

Chapitre V : Résultats expérimentaux ; Analyses et discussions

L'objectif de cette partie est de présenter l'ensemble des résultats expérimentaux obtenus et leur interprétation. Ils comprennent, d'une part, les caractéristiques des milieux poreux, les écoulements diphasiques huile/eau, et l'évaluation de la mouillabilité menée pour différentes conditions de vieillissements. D'autre part, l'étude de l'adsorption des tensioactifs à partir des solutions par les roches matricielles apportent des compléments d'information sur les mécanismes d'altération de la mouillabilité.

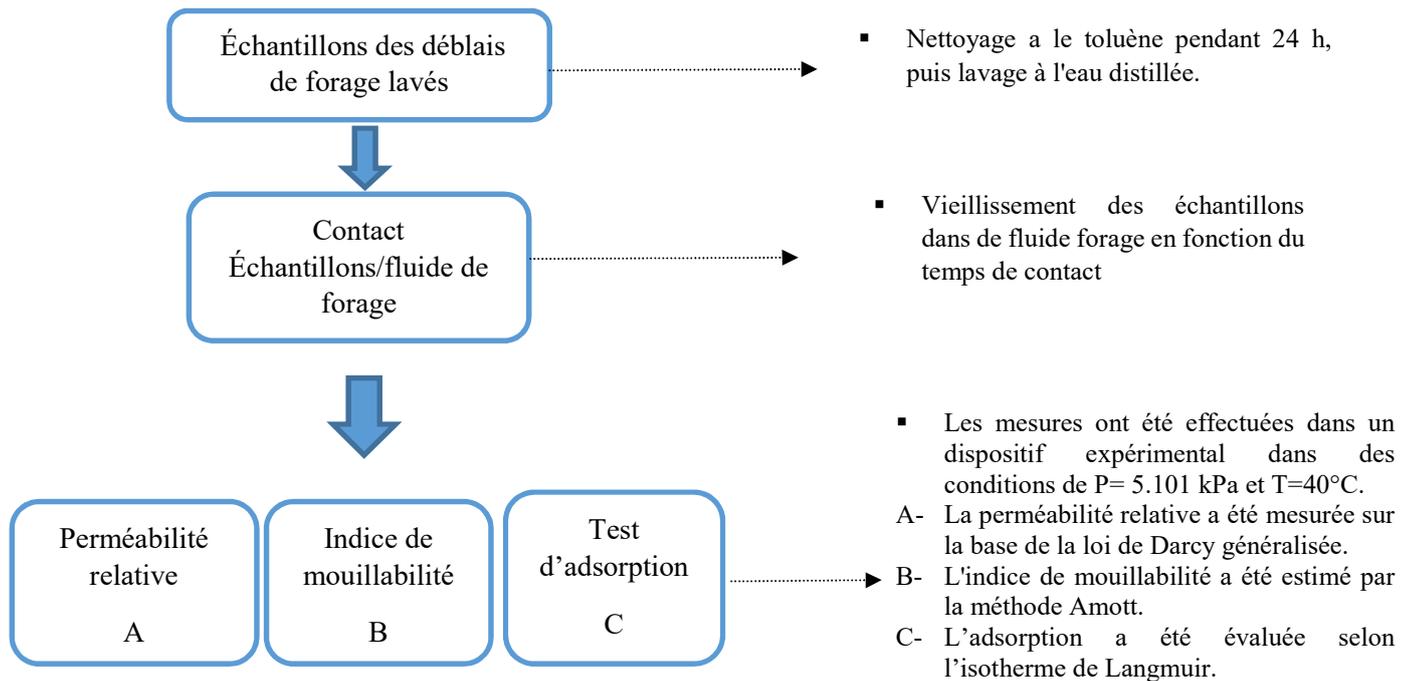


Figure 44: Représentation schématiques de la procédure expérimentale réalisée sur les échantillons des déblais de forage de forage

Les résultats seront principalement discutés en termes de de perméabilités relatives, piégeage des phases et altération de la mouillabilité. Une synthèse sera ensuite proposée et mettra en évidence l'influence des tensioactifs dans les formulations de fluide de forage sur les perméabilités relatives et la mouillabilité des milieux poreux. Un nouveau mécanisme d'altération de la mouillabilité par les tensioactifs à l'échelle des pores sera proposé. Le cheminement des opérations expérimentales est schématisé dans la Figure 44.

V-1. Résultats de mesure de porosités et perméabilités absolue des échantillons des déblais de forage

En tête de la chaîne expérimentale, une classification pétrophysique des échantillons est nécessaire pour les différentes comparaisons et observations cruciales qui nous permettront d'établir des tendances et des conclusions quant à la problématique du sujet. La caractérisation des milieux constitue une étape préliminaire puisqu'elle renseigne sur :

- l'homogénéité du milieu,
- la porosité,
- la perméabilité absolue du milieu,
- le champ de saturation en eau irréductible,

Les caractéristiques des milieux utilisés sont présentées dans le tableau 10 (pour plus de précision, les tests sont répétés pour 5 échantillons et une valeur moyenne sera prise).

Tableau 10 Caractéristiques du milieu poreux utilisés

Echantillon	N°1	N°2	N°3	N°4	N°5
Porosité estimée par pesée (%)	22.54	23.5	25.26	23.89	23.6
Porosité moyenne (%)	23.75				
Perméabilité absolue K (mdarcy)	205.72	206.01	197.75	201.72	198.65
Perméabilité moyenne (mdarcy)	201.97				
Saturation en eau irréductible (%)	23.15	22.53	27.11	24.97	26.9

- Les valeurs de porosité des échantillons non consolidés des déblais oscillent entre 22 et 25 %. La moyenne est égale à 23.75 %, valeur cohérente avec celle estimée du réservoir où sont récupérés les échantillons des déblais de forage.

- La saturation irréductible moyenne en saumure est de 24.93%. Les perméabilités sont comprises entre 197 et 206 mD, les milieux étudiés sont donc perméables.

.

N.B : Dans la suite du document, le calcul des perméabilités relatives est effectué sur la base d'une perméabilité de référence qui a été choisie comme étant la perméabilité absolue moyenne de la saumure en monophasique.

V-2. Résultats et interprétations des mesures des perméabilités relatives

Dans cette partie les courbes de perméabilités relatives déduites des résultats expérimentaux, à partir de la méthode des écoulements permanents (décrite au chapitre 1), sont présentées.

Trois échantillons ont été examinés après vieillissement avec les formulations des fluides de forage VWF, VCF, WCF pour la détermination des perméabilités relatives et bien assimiler l'influence des tensioactifs sur les perméabilités relatives et le piégeage des phases.

Dans tous les cas, le calcul des perméabilités relatives est effectué avec un test sur la variation de la saturation à une température de 40°C et sous la pression de 5.101 kPa. L'ensemble des courbes de perméabilités relatives est présenté ci-dessous (figure 45, 46, 47).

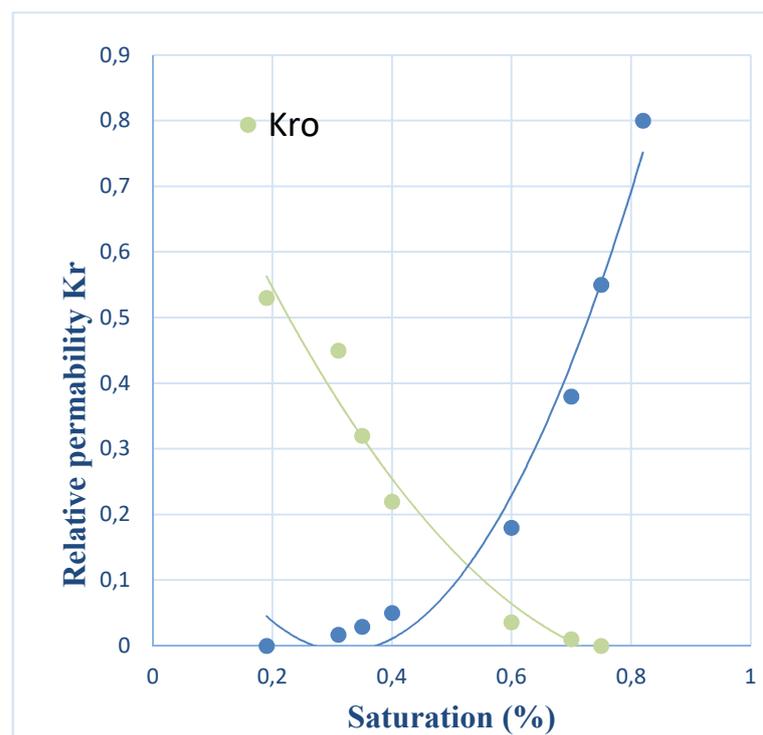


Figure 45: Courbes de perméabilités relatives à l'huile et l'eau après vieillissement avec le tensioactif Versacoat

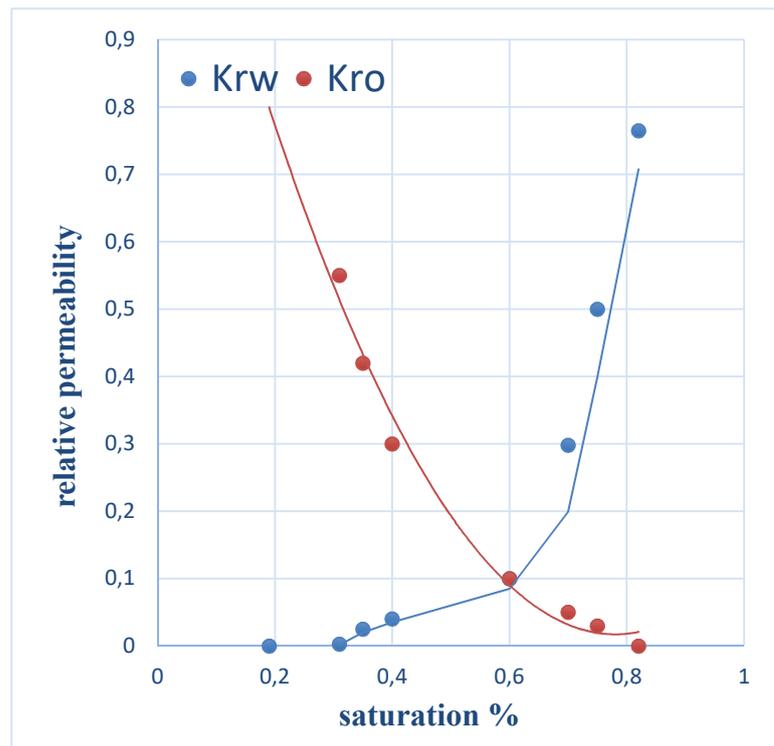


Figure 46: Courbes de perméabilités relatives à l’huile et l’eau après vieillissement avec le tensioactif Versawet

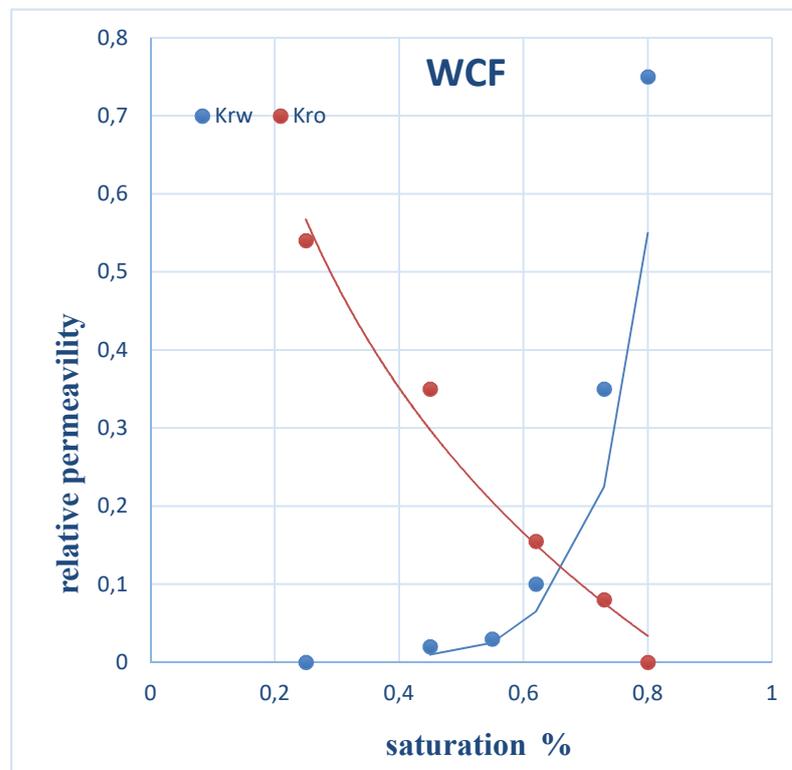


Figure 47: Courbes de perméabilités relatives à l’huile et l’eau après vieillissement avec le mélange des tensioactifs Versacoat et Versawet

- Analyse des courbes des perméabilités relatives

Le nuage des points des courbes de perméabilité relative à l'huile et au gasoil obtenue montre, une allure similaire pour les trois formulations des tensioactifs VWF, VCF et WCF. Le point final de perméabilité relative à la saumure "end point" sera au maximum de 0,75 ; le croisement des courbes de K_{ro} et K_{rw} se produira à une saturation en eau supérieure à 0.5 %.

Les réservoirs pétroliers gréseux sont initialement mouillables à l'eau (Water –wet) (Abtahi, s. d.; Morrow, 1990; Y. Wang et al., 2011; Zhang et al., 2020; Kumar & Mandal, 2020; Faramarzi-Palangar et al., 2021;) . Ils comprennent des silicates principalement de quartz, en tant que principal constituant minéralogique, provoquant une charge négative globale à la surface de la roche (Shehata & Nasr-El-Din, 2016; Wolanin, 2018). C'est ce minéral, qui, par son importante densité de charge superficielle et sa forte surface spécifique est le principal responsable de la mouillabilité des réservoirs gréseux (Douadi, s. d.).

Les courbes de perméabilité relative (figure 45,46,47) agissent de manière opposée par rapport aux systèmes mouillable à l'eau conformément à la théorie de (Craig, 1971) mentionné au chapitre1; donc le système est mouillable à l'huile, une altération de la mouillabilité a été observée.

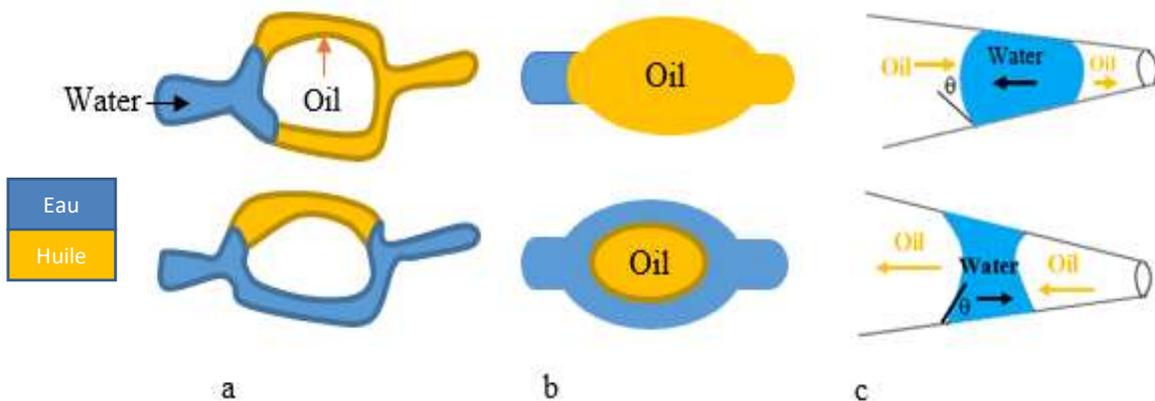


Figure 48: Illustration de piégeage de phase de l'huile dû aux effets de Bypass dans les pores (a), l'effet Snap-off (b) et l'effet Jamin (c)

La présence de charge de surface est un facteur important qui favorise l'altération de la mouillabilité des roches réservoirs. La minéralogie a également un rôle majeur car les molécules de tensioactif sont adsorbées en raison de la charge de surface opposée de la roche réservoir (Wolanin, 2018).

L'interaction des tensioactifs Versacoat et Versawet dans la formulation de fluide de forage contribue aux altérations de la perméabilité relatives observées par :

- les interactions électrostatiques avec le milieu poreux ;
- l'adsorption sur les parois des pores altérant la mouillabilité du système.

La variation des perméabilités relatives à l'échelle des pores est la conséquence des effets : Jamin, Snap-off et Bypassing de la phase mouillante (Liu et al., 2021) (voir figure 48). Le gasoil occupe les petits canaux d'écoulement (piégés au centre des pores de petit diamètre) et recouvre les parois des pores de plus grand diamètre, provoquant une perméabilité relative à la saumure plus élevée. La saumure, d'autre part, remplira les gros pores, donnant une faible mobilité d'écoulement au gasoil.

La connaissance des capacités d'un milieu poreux à piéger une phase huileuse par rapport à l'eau, constitue un enjeu majeur dans l'estimation des récupérations. Ce piégeage est induit par :

- les morphologies complexes existantes au sein des milieux poreux naturels,
- des phénomènes de mouillabilité mixte entre les fluides présents au sein d'un système,

C'est pourquoi, on observe dans les réservoirs pétroliers après endommagement de la formation par les boues de forage, une chute des indices de productivité, une augmentation rapide des Waters cut et une forte saturation résiduelle en huile.

V-3. Résultats des mesures des indices de mouillabilité Amott

Les expériences de mesures des indices de mouillabilité ont été effectuées dans les mêmes conditions expérimentales, avec des fluides identiques (gasoil et saumure) que les tests de détermination des perméabilités relatives.

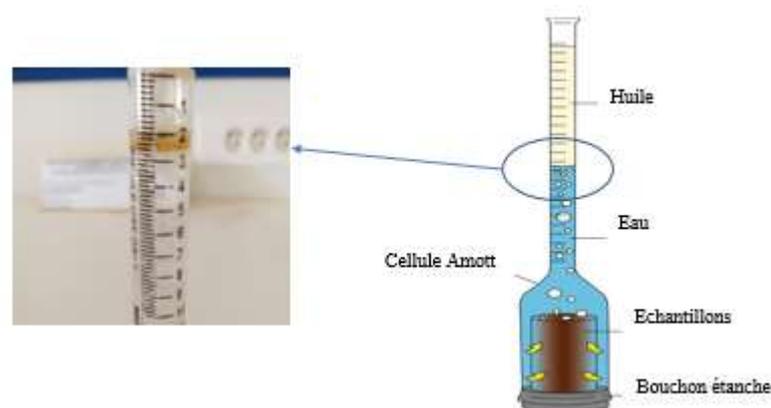


Figure 49: Exemple de volume d'huile récupérée par imbibition spontanée dans la saumure

Les interactions des formulations VWF, VCF, WCF avec le milieu poreux (déblais broyés) ont duré 24h, 46h, 72h, 168h et 720h pour chaque échantillons à une température de $T = 60^{\circ}\text{C}$.

On remarque que, malgré leur composition minéralogique similaire, ils présentent des comportements bien distincts concernant l'altération de la mouillabilité. Un exemple de volume d'huile récupéré par imbibition spontanée est illustre dans la figure 49.

V-3.1. Résultats de tests de mouillabilité à l'état initiale

- Volume de gasoil déplacé spontanément par la saumure (imbibition spontanée) :

$$V_{osp} = 1 \text{ mL}$$

- Volume de gasoil déplacé par la saumure (imbibition force) :

$$V_o = 10 \text{ mL}$$

- Volume de la saumure déplacée spontanément par le gasoil (drainage spontané) :

$$V_{wsp} = 4 \text{ mL}$$

- Volume de la saumure déplacée par le gasoil (drainage force) :

$$V_w = 5 \text{ mL}$$

- L'indice de mouillabilité à l'eau :

$$I_w = 0.444$$

- L'indice de mouillabilité à l'huile :

$$I_o = 0.091$$

- Indice de mouillabilité Amott calculé :

$$I_A = 0.334 : \text{Échantillon de mouillabilité Intermédiaire légère à l'eau.}$$

V-3.2. Résultat des indices de mouillabilité après interaction avec les tensioactifs

Les résultats des indices de mouillabilité sont exposés dans le tableau 11 et représentés aussi sur les figures 50, 51 et 52 (indice de mouillabilité d'Amott, en fonction du temps de maturation) pour une meilleure visualisation des données.

Les résultats montrent clairement que l'indice de mouillabilité d'Amott diminue avec le temps de 0.354 à 0.010 pour les échantillons qui ont été vieillis avec le tensioactifs Versawet (figure 50), de 0.354 à - 0.040 pour le tensioactifs Versacoat (figure 51) et de 0.354 à - 0.402 pour le mélange des tensioactifs (figure 52).

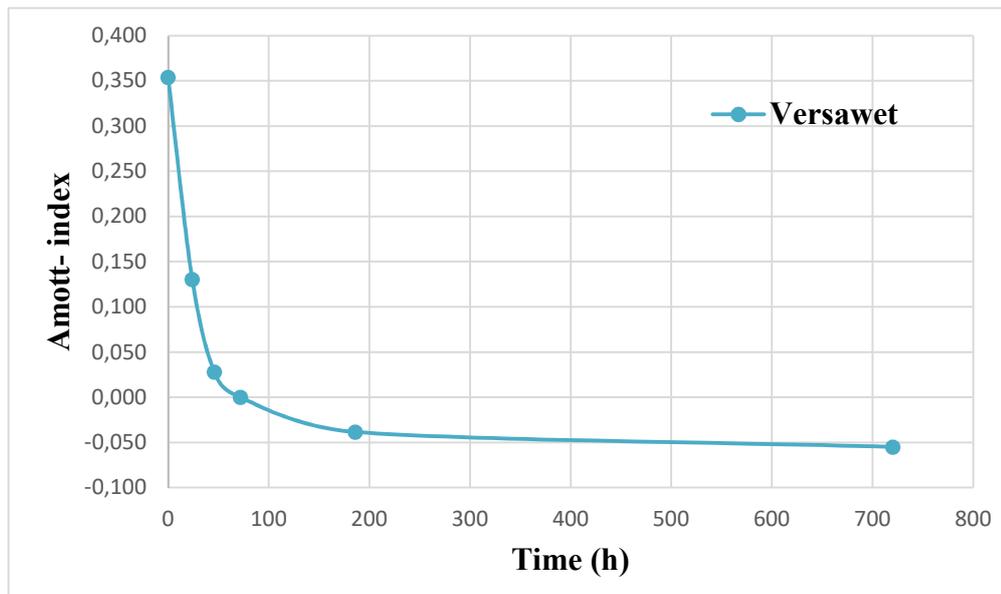


Figure 50: Représentation de l'indice de mouillabilité Amott en fonction du temps pour le tensioactifs Versawet

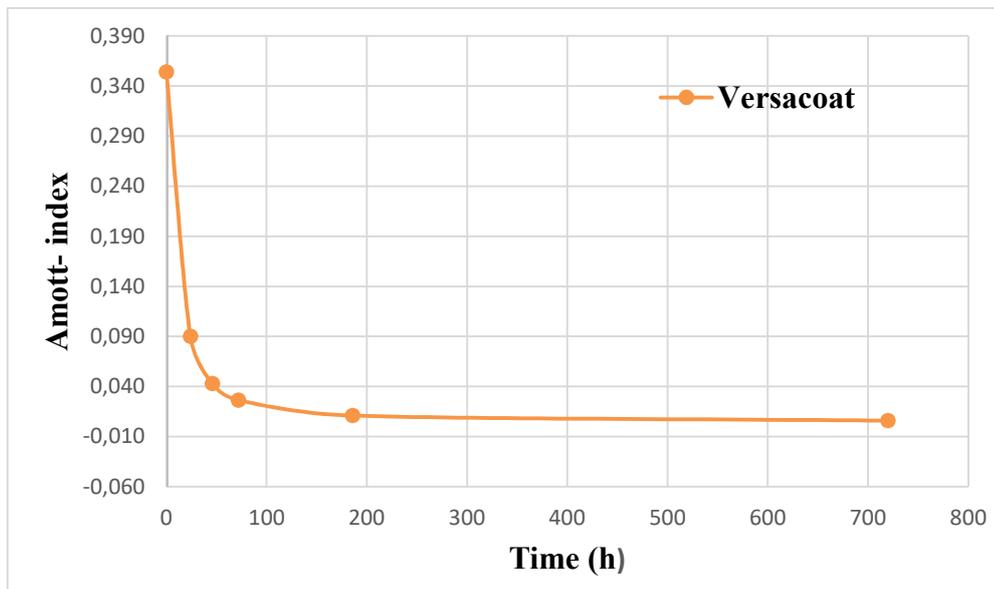


Figure 51: Représentation de l'indice de mouillabilité Amott en fonction du temps pour le tensioactifs Versacoat

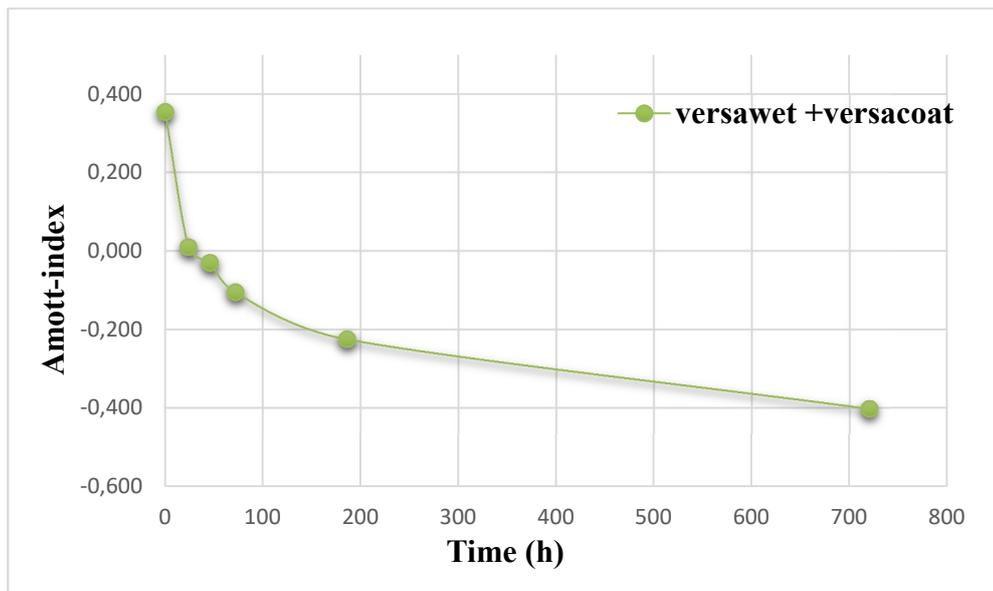


Figure 52: Représentation de l'indice de mouillabilité Amott en fonction du temps pour le mélange des tensioactifs Versawet et Versacoat

Dans l'état initial, l'indice d'Amott est de 0,354, ce qui démontre que tous les échantillons testés sont initialement hydrophiles grâce à la dissociation des groupements silanols $\equiv\text{Si-OH}$ constituant le quartz et les aluminos-silicates. Tous les systèmes dont le temps de vieillissement est inférieur ou égal à 720 heures ont donné des indices de mouillabilité d'Amott inférieurs à 0,354. Les systèmes dont l'indice d'Amott est de -0,402 sont mouillables à l'huile et ceux dont l'indice est compris entre -0,040 et 0,010 sont généralement classés de mouillabilités intermédiaires ou neutres.

Les résultats de l'étude des indices de mouillabilité montrent qu'après vieillissement avec les tensioactifs, la mouillabilité de tous les échantillons a été altérée d'un état Water-wet à Oil-wet avec l'augmentation de temps de contact des tensioactifs avec les échantillons.

Tableau 11 Résultats de test d'indice de mouillabilité Amott

Type de formulations	Formulation 1 VWF					Formulation 2 VCF					Formulation 3 WCF					
Période de contacte	24 h	46 h	72 h	168 h	720 h	24 h	46 h	72 h	168 h	720 h	24h	46 h	72 h	168 h	720 h	L'état initial
Volume d'huile déplacée spontanément par la saumure (V_{osp})	0	0	0	0	0	0	0	0	0.2	0.75	0	0.2	0.55	1.45	3.03	1
Volume d'huile déplacée par la saumure (V_o)	8	3.5	15	8	10	4	8	2	5	13	8	6.5	4.7	5	4.5	10
Volume de saumure déplacée spontanément par l'huile (V_{wsp})	0.42	0.45	0.3	0.1	0.09	0.3	0.2	0	0	0	0.1	0	0	0	0	4
Volume de saumure déplacée par d'huile (V_w)	4.25	10	11	9	15	2	7	2	6.5	5	9.5	6.5	6.5	15	10.5	5
Indice de mouillabilité à l'eau I_w	0.090	0.043	0.027	0.011	0.006	0.130	0.028	0	0.000	0.000	0.010	0	0	0	0	0.444
Indice de mouillabilité à l'huile I_o	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.040	0.054	0	0.030	0.100	0.220	0.4	0.091
Indice de mouillabilité Amott I_A	0.090	0.043	0.027	0.011	0.006	0.130	0.028	0.000	-0.038	-0.054	0.01	-0.030	-0.100	-0.220	-0.402	0.354

V-3.3. Analyse des résultats de l'altération de la mouillabilité

Les tensioactifs Versawet et Versacoat dans les formulations des fluides de forage contribuent aux altérations de la mouillabilité par l'adsorption localisée de ces composés polaires sur la surface des échantillons de quartz et les alumino-silicates. Ces agents de surface forment une monocouche oléophile, en raison de diverses attractions électrostatiques de Van der Waals entre les têtes polaires de l'agent tensioactif et la surface de l'échantillon de grès chargée.

La capacité des tensioactifs à altérer la mouillabilité dépend en grande partie de leur type et de leur structure. Le mécanisme est certainement différent d'un tensioactif à l'autre.



Figure 53: Schéma montrant les sites d'adsorption: sites occupés avec Versawet (bleu) et sites occupés avec Versacoat (vert).

La plus grande altération a été causée par le tensioactif cationique Versawet. Le tensioactif anionique Versacoat est adsorbé dans une moindre mesure en raison de la répulsion électrostatique par les surfaces négatives du silicate (Y. Wang et al., 2011; Yan et al., 1993). Dans le cas des mélanges de tensioactifs Versawet / Versacoat, les altérations sont plus importantes que pour les tensioactifs pris individuellement. L'adsorption des tensioactifs est améliorée par la formation des paires d'ions entre les deux entités du fait de leur attraction électrostatique. Le tensioactif anionique sera alors co-adsorbé avec le tensioactif cationique sur la surface de grès, les paires d'ions s'adsorbant sur les sites non chargés de la silice par interactions attractives de Van der Waals.

La différence dans le comportement des tensioactifs combinés reflète une différence dans les sites d'adsorption des tensioactifs dans le milieu poreux (figure 53). Cette différence est expliquée par l'effet de synergie entre les tensioactifs, défini par (Bagheri & Khalili, 2017) : la performance du mélange est supérieure à celle qui peut être obtenue avec les tensioactifs pris séparément.

V-4. Résultats de l'étude d'adsorption des tensioactifs

L'adsorption des tensioactifs à l'interface des déblais de forage a été mesurée en enregistrant les concentrations de tensioactifs avant et après l'équilibre.

L'adsorption des tensioactifs en état d'équilibre entre les formulations et les déblais a été déterminée en se basant sur la courbe d'étalonnage. Le comportement d'adsorption des tensioactifs sur les échantillons est montré dans les Figures 54, 55, 56 et 57.

On peut voir sur les figures que la quantité de tensioactif adsorbée sur l'échantillon de déblais augmente avec l'élévation de la concentration du tensioactif dans la formulation du fluide de forage. Un plateau de densité d'adsorption correspondant à une saturation interfaciale est obtenu en conformité avec l'équation de l'isotherme de Langmuir afin de déterminer les paramètres d'adsorption.

$$\frac{1}{\delta_e} = \frac{1}{K_L \delta_{max}} \cdot \frac{1}{C_e} + \frac{1}{\delta_{max}} \quad (69)$$

Le facteur sans dimension (R_L) est calculé par l'équation suivante :

$$R_L = \frac{1}{1 + K_L C_0} \quad (70)$$

Où δ_e est la quantité adsorbée (mg/g) à l'équilibre, C_e la concentration à l'équilibre (mg/L), C_0 la concentration initiale (mg/L), δ_{max} la capacité maximale d'adsorption (mg/g) et K_L constante d'équilibre thermodynamique de Langmuir liée à la température et au système adsorbant-adsorbé en étude (L/mg).

Les molécules des tensioactifs Versawet et Versacoat sont adsorbées sur la surface de la roche en raison de diverses forces d'attraction telles que :

- l'appariement électrostatique entre la tête chargée du tensioactif et la surface de l'échantillon de grès chargée,
- l'interaction hydrophobe entre les molécules de tensioactif adsorbées et les molécules de tensioactif libres dans la masse de la formulation,
- les forces dispersives selon le potentiel résultant de Lennard-Jones,
- les liaisons hydrogène.

Le profil d'adsorption à l'équilibre du tensioactif sur le grès, a été modélisé en vertu du modèle d'adsorption de Langmuir. Cela signifie que le processus d'adsorption des tensioactifs sur

l'échantillon est une adsorption en monocouche localisée sans interaction entre les molécules adsorbées.

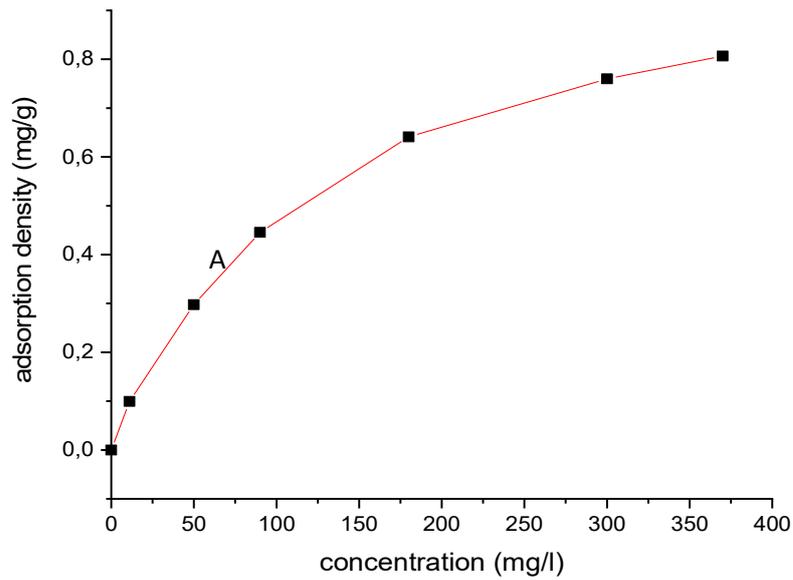


Figure 54 : Densité d'adsorption de tensioactif Versacoat sur les échantillons de déblais de forage à 30°C

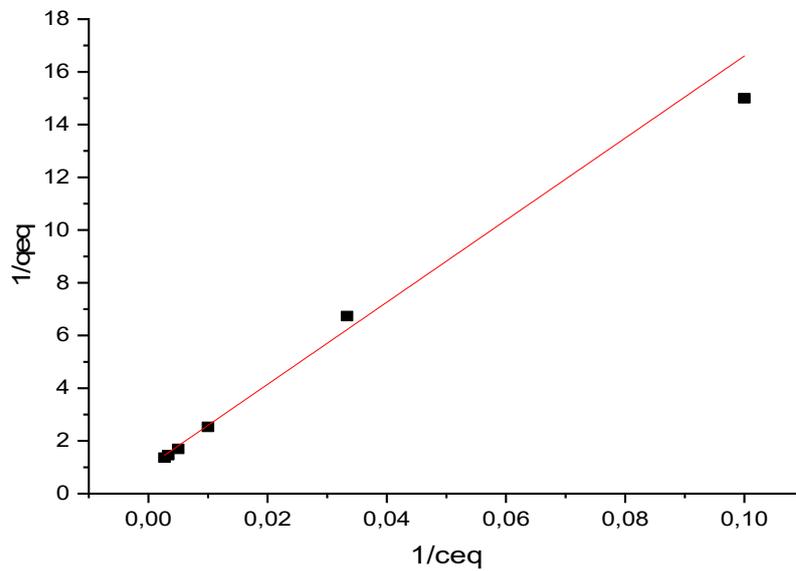


Figure 55 : La forme linéaire de l'isotherme de Langmuir pour le tensioactif Versacoat

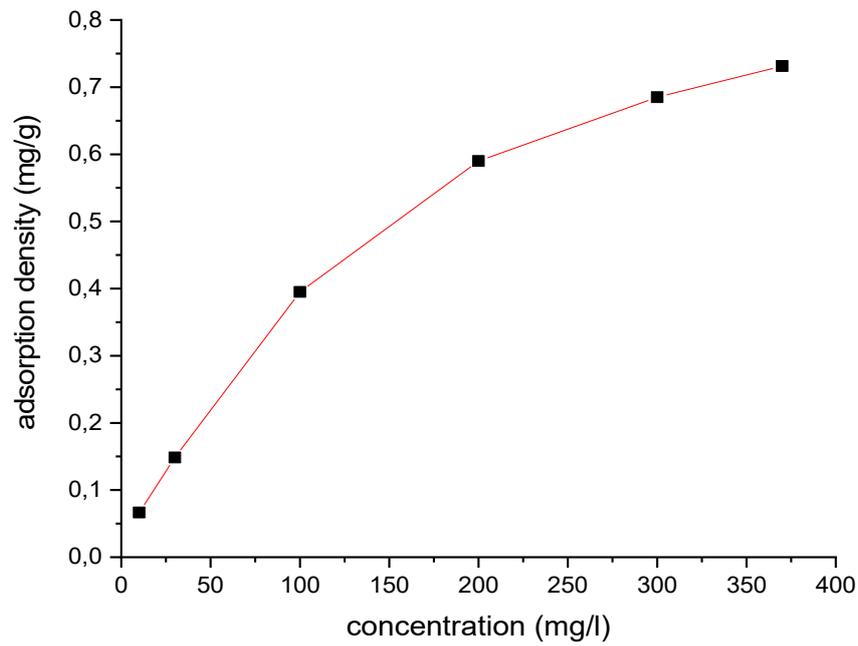


Figure 56: Densité d'adsorption de tensioactif Versawet sur les échantillons de déblais de forage à 30°C

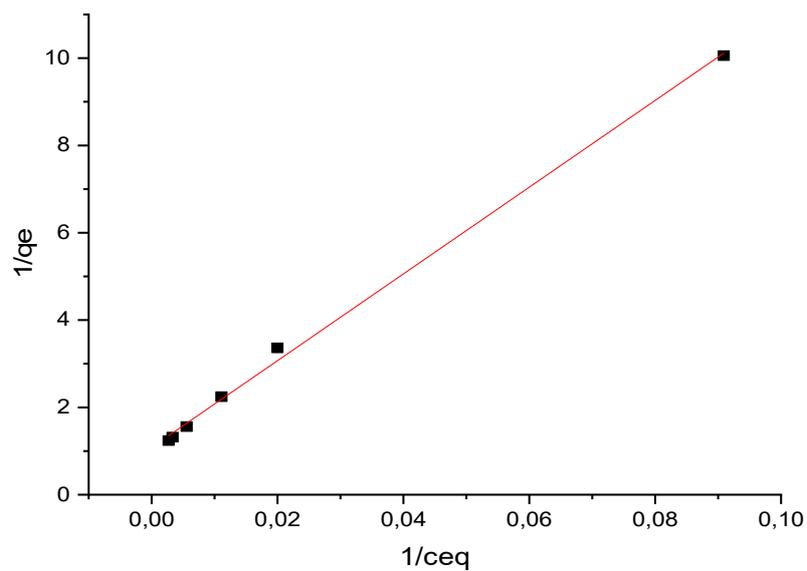


Figure 57: La forme linéaire de l'isotherme de Langmuir pour le tensioactif Versawet

Les valeurs des paramètres respectifs du modèle de Langmuir K_L : constante d'équilibre et δ_{\max} : quantité maximale adsorbée, obtenues à partir des données expérimentales d'adsorption sont représentées dans le tableau 12.

Le tensioactif Versawet cationique s'adsorbe plus rapidement que le tensioactif Versacoat ($K_L = K_{\text{ads}} / K_{\text{des}}$), avec une capacité d'adsorption maximale de 0,9223 mg/g. C.à.d. un plus grand nombre des sites d'adsorption chargés négativement.

L'hypothèse la plus probable concernant l'agrégation de tensioactifs cationiques Versawet sur la surface des déblais, est que ce tensioactif s'adsorbe sur la silice (quartz) par interactions hydrophobes de type attractive (Van der Waals) dans la plupart des cas.

Tableau 12 Paramètres d'adsorption des tensionactifs Versawet et Versacoat

Paramétrés	Adsorbats	
	Versawet	Versacoat
K_L	0.0100	0.0034
δ_{\max}	0.9223	0.8526

- **Mécanisme d'altération de mouillabilité par adsorption des tensioactifs à la surface des grès**

L'analyse des mécanismes d'altération de la mouillabilité par différents tensioactifs dans les réservoirs de grès nécessite la connaissance de leur chimie de surface distincte et des différents modèles d'interaction des tensioactifs avec les composants à la surface de la roche.

D'autres préoccupations telles que l'effet combiné de l'altération de la mouillabilité et de la réduction de la tension interraciale (IFT) sur le processus d'altération doit également être prises en compte.

En général, l'adsorption des tensioactifs peut être étudiée par différentes techniques telles que la microscopie à force atomique la microbalance à cristaux de quartz et la simulation moléculaire.

Dans cette étude l'altération de la mouillabilité induite par les agents de surface dans les fluides de forage sur la surface des réservoirs gréseux a été évaluée. Les roches réservoirs gréseux sont

constituées principalement par du quartz et des minéraux argileux. Leur surface contient des groupements polaires, silanols et aluminol.

Deux mécanismes d'adsorption des tensioactifs Versawet et Versacoat ont été proposés :

- 1) Selon les résultats de l'IR, Versawet est un agent mouillant cationique avec des cations l'ammonium-NH₂. L'ammonium de Versawet se fixe en particulier sur les sites négatifs du silanol du quartz SiO₂ des échantillons de déblais de forage (figure 58).

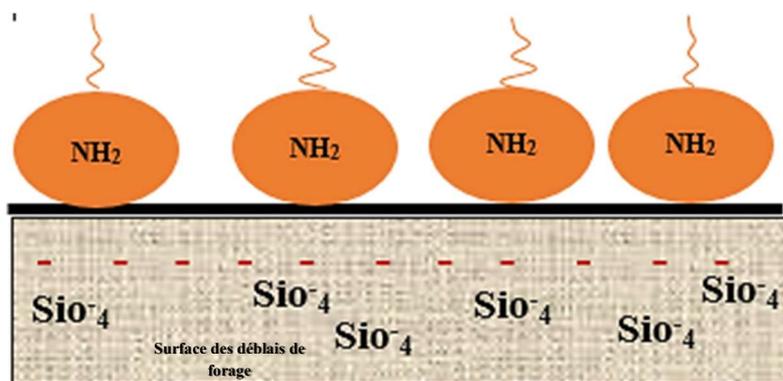


Figure 58: Schéma du mécanisme d'adsorption du tensioactif Versawet à la surface des déblais de forage

- 2) Le tensioactif Versacoat contient un groupe carboxylique -COOH. Son activation est réalisée par la présence de la chaux Ca(OH)₂ dans la formulation. Les résultats de l'analyse de l'échantillon de la roche matricielle par photométrie de flamme confirment la présence d'atomes de calcium dans les déblais (0.065 %). Selon la règle d'adsorption sélective de Panetta-Faience, les molécules du Versacoat liées au calcium sont adsorbées sélectivement sur les sites contenant du calcium à la surface des déblais de forage (Figure 59).

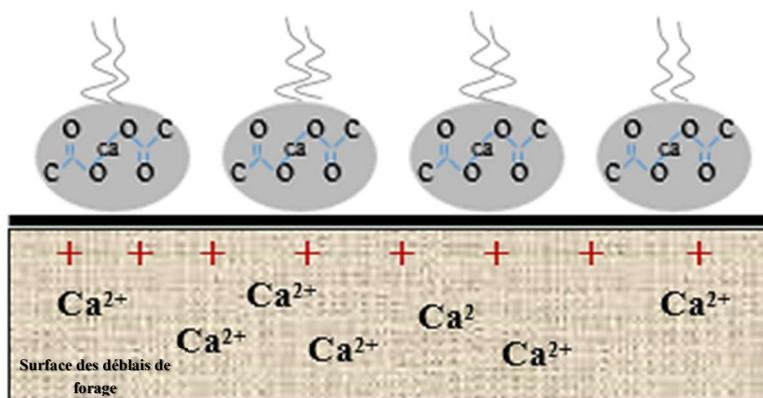


Figure 59: Schéma du mécanisme d'adsorption du tensioactif Versacoat à la surface des déblais de forage

Conclusion et perspectives

Le forage des formations productrices de pétrole s'accompagne parfois par une chute des indices de productivité d'huile. Cette réduction est le résultat d'un cas particulier d'endommagement des réservoirs par les tensioactifs présents dans les formulations des fluides de forage. Ce phénomène se manifeste par la diminution de la perméabilité relative à l'huile et l'altération de la mouillabilité.

L'objectif de ce travail consiste à étudier l'influence des émulsifiants des formulations des fluides de forage sur les propriétés pétrophysiques des roches réservoirs en particulier la mouillabilité. A cet effet des essais de mesure d'adsorption des tensioactifs à l'interface liquide solide ont permis par ailleurs de mieux cerner les mécanismes d'altération de la mouillabilité.

L'étude bibliographique a orienté notre démarche pour mettre sur pied un projet expérimental nous permettant de conduire les essais des écoulements monophasique et diphasique, le test de mouillabilité et l'étude d'adsorption.

L'échantillon de déblais de forage est initialement soumis à une procédure de nettoyage pour éliminer toute contamination par le fluide de forage.

L'utilisation de saumure, gasoil et des tensioactifs avec l'observation d'un temps de macération ont permis d'avoir une vision globale sur la perméabilité relatives et l'altération de la mouillabilité. La chaux a été utilisé dans les formulations des fluides de forage est joué le rôle d'un agent activateur des tensioactifs. Les expériences sont réalisées dans des conditions ambiantes de pressions et température.

L'originalité de cette étude réside dans l'utilisation pour la première fois :

- Des déblais de forage des formations productrices, utilisés pour la première fois en raison de l'absence des carottes qui ne peuvent pas être obtenus dans les forages des développements vu leurs coûts très élevés.
- D'un dispositif de test de mouillabilité Amott appliqué à l'étude des systèmes dispersés sous forme de poudres.

L'étude expérimentale des déplacements dans la matrice se base selon les hypothèses formulées par l'équation généralisée de Darcy appliquée aux écoulements polyphasiques dans le milieu poreux :

- ✚ Milieu saturé homogène et isotrope.

- ▣ Ecoulement horizontal.
- ▣ Ecoulement en régime laminaire.
- ▣ écoulement permanent.
- ▣ Pas d'interaction physico-chimique entre le fluide et le milieu poreux (poudre utilisée).

A la lumière des résultats obtenus : L'altération des propriétés pétrophysiques est attribuée principalement aux tensioactifs commerciaux dans les formulations des boues de forage en fonction du temps de contact.

La caractérisation des échantillons par le DRX la photométrie de flamme ont permis de déceler la présence de quartz (71.9 %), de calcium sous forme de carbonate de calcium (2.5 %) dont la teneur est 0,0655 g/g.

L'analyse des tensioactifs par la spectroscopie à infrarouge a mis en évidence les groupes fonctionnelles COOH pour le l'émulsifiant Versacoat qui correspondant à la longueur d'onde 1735.298, 2854.054 et 2923.166 cm^{-1} caractéristique de la liaison OH et C = O et l'ammonium quaternaire $-\text{NH}_2$ qui correspond à la longueur d'onde 1703.967 cm^{-1} pour le tensioactifs Versawet.

Une chute des perméabilités relatives à l'huile est observée après le contact et l'interaction des échantillons des déblais avec les tensioactifs. L'abaissement est encours favorise par l'élévation de temps de vieillissement des échantillons avec les tensioactifs. L'analyse expérimentale des résultats de perméabilité relative selon la méthode de Craig fournir une évaluation sur la mouillabilité des échantillons.

A l'échelle des pores la combinaison des mécanismes des piégeages de phase l'effet Jamin, le Snap-off, et le Bypassing contribue à accentue les pertes des perméabilités relatives.

Les mesures expérimentales d'indice de mouillabilité par la méthode Amott avec le nouveau dispositif applique à l'étude des poudres montrées que cette méthode évalue efficacement l'altération de la mouillabilité.

L'inversion de la mouillabilité des échantillons est clairement observée d'une affinité franche à l'eau avec un indice de 0.354 à divers degrés de mouillabilité intermédiaire correspondant à des indices de 0.006, -0.054, -0.402 avec l'élévation de temps de contact des tensioactifs. Cette différence de comportement est attribuée à l'effet de synergie des tensioactifs et aux mécanismes d'adsorption de chaque tensioactif.

A l'issue de ces résultats, un scénario des mécanismes physiques mis en jeu à l'échelle du pore lors d'un tel écoulement a été proposé. Le mécanisme d'adsorption du tensioactif dans la boue à base d'huile a été influencé de manière significative par la minéralogie du grès et le type de tensioactifs.

L'adsorption du Versawet et du Versacoat dépend de la partie polaire des tensioactifs :

- 3) -NH_2 pour le tensioactif Versawet adsorbées par les groupements silanols $\equiv\text{Si-OH}$.
- 4) $\text{Ca}(\text{COO})_2$ pour le Versacoat qui ont attirés sélectivement selon Panetta-faïence par les atomes de calcium Ca inclus dans la structure des roches réservoirs gréseux.

Compte tenu de l'importance de la mouillabilité reconnue comme un mécanisme d'endommagement ayant une influence sur la récupération des hydrocarbures, l'amélioration des performances des formulations des fluides de forage à base d'huile nécessite :

- ✚ Des études préliminaires sur la comptabilité des tensioactifs dans les boues à base d'huile avec les roches réservoirs.
- ✚ L'évaluation de la mouillabilité à différentes concentrations des tensioactifs pour l'optimisation de performance de fluides de forage.
- ✚ La substitution de la chaux, agent activateur CaOH_2 , par l'hydroxyde de zinc ou d'aluminium, pour éviter l'adsorption sélective du Versacoat à la surface des roches réservoirs.

BIBLIOGRAPHIE

- Abdollah-Pour, R., Torres-Verdin, C., Sepehrnoori, K., & Nasizadeh, Z. (2016). Depth variation of wettability alteration during oil-base mud-filtrate invasion and corresponding effects on resistivity logs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 147, 593-604. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.08.029>
- Abdou, M. (s. d.). *Formation Damage Caused by Oil-Well Drilling Fluids*. Lulu.com.
- Abtahi, M. (s. d.). *Experimental Reservoir Engineering Laboratory Work Book*. 107.
- Abu-Jdayil, B., & Ghannam, M. (2021). Effect of Surfactants on the Performance of Water-Based Drilling Fluids. In *Surfactants in Upstream E&P* (p. 73-111). Springer.
- Agbalaka, C., Dandekar, A., Patil, S., Khataniar, S., & Hemsath, J. (2008). The Effect Of Wettability on Oil Recovery : A Review. 1. <https://doi.org/10.2118/114496-MS>.
- Ahmad, H. M., Iqbal, T., & Yasin, S. (2021). Application of Surfactants in the Drilling Fluids to Mitigate the Shale Hydration and Swelling. In *Surfactants in Upstream E&P* (p. 41-72). Springer.
- Ahmadi, M. A., & Shadizadeh, S. R. (2015). Experimental Investigation of A Natural Surfactant Adsorption on Shale-Sandstone Reservoir Rocks: Static and dynamic conditions. *Fuel*, 159, 15-26. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.06.035>
- Ahmadi, M. A., Shadizadeh, S. R., Shah, K., & Bahadori, A. (2018). An Accurate Model To Predict Drilling Fluid Density At Wellbore Conditions. *Egyptian Journal of Petroleum*, 27(1), 1-10. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2016.12.002>
- Ahmadi, M. A., Zendejboudi, S., Shafiei, A., & James, L. (2012). Nonionic Surfactant for Enhanced Oil Recovery from Carbonates : Adsorption Kinetics and Equilibrium. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 51(29), 9894-9905. <https://doi.org/10.1021/ie300269c>
- Ahmadi, S., Hosseini, M., Tangestani, E., Mousavi, S. E., & Niazi, M. (2020). Wettability Alteration and Oil Recovery By Spontaneous Imbibition of Smart Water and Surfactants Into Carbonates. *Petroleum Science*, 17(3), 712-721. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-00412-1>
- Ahmed, A. W., & Kalkan, E. (2019). Drilling Fluids; Types, Formation Choice and Environmental Impact. 8, 66-71.
- Al-Ghouti, M. A., & Da'ana, D. A. (2020). Guidelines For The Use and Interpretation of Adsorption Isotherm Models : A review. *Journal of Hazardous Materials*, 393, 122383. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2020.122383>
- Alimhodzhaeva, N. T., Akbarhodzhaeva, H. N., & Dzhuraev, A. D. (s. d.). *Manual on The General Chemistry*. 268.
- Almahdawi, F. H. M., Al-Yaseri, A. Z., & Jasim, N. (2014). Apparent Viscosity Direct from Marsh Funnel Test. *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering*, 15(1), 51-57.
- Alveskog, P. L., Holt, T., & Torsæter, O. (1998). The Effect of Surfactant Concentration on The Amott Wettability Index and Residual Oil Saturation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 20(3-4), 247-252. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(98\)00027-8](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(98)00027-8)

- Alyafei (Éd.). (2021). *Reservoir Rock Properties Essentials Booklet*. Hamad bin Khalifa University Press (HBKU Press).
https://doi.org/10.5339/Reservoir_Rock_Properties_Essentials
- American Society of Mechanical Engineers (Éd.). (2005). *Drilling Fluids Processing Handbook*. Elsevier, Gulf Professional Pub.
- Amirmoshiri, M., Zhang, L., Puerto, M. C., Tewari, R. D., Bahrim, R. Z. B. K., Farajzadeh, R., Hirasaki, G. J., & Biswal, S. L. (2020). Role of Wettability on the Adsorption of an Anionic Surfactant on Sandstone Cores. *Langmuir*, 36(36), 10725-10738.
<https://doi.org/10.1021/acs.langmuir.0c01521>
- Amott, E. (1959). Observations Relating to the Wettability of Porous Rock. *Transactions of the AIME*, 216(01), 156-162. <https://doi.org/10.2118/1167-G>
- Anbari, A., Chien, H., Datta, S. S., Deng, W., Weitz, D. A., & Fan, J. (2018). Microfluidic Model Porous Media: Fabrication and Applications. *Small*, 14(18), 1703575.
<https://doi.org/10.1002/sml.201703575>
- Anderson, W. (1986). Wettability Literature Survey- Part 2 : Wettability Measurement. *Journal of Petroleum Technology*, 38(11), 1246-1262. <https://doi.org/10.2118/13933-PA>
- Anderson, W. G. (1987). Wettability Literature Survey Part 5 : The Effects of Wettability on Relative Permeability. *Journal of Petroleum Technology*, 39(11), 1453-1468.
<https://doi.org/10.2118/16323-PA>
- Annis, M. R., & Smith, M. V. (1996). *Drilling Fluids Technology*. Exxon Company, USA, 1-38.
- Arbad, N., & Teodoriu, C. (2020). A Review of Recent Research on Contamination of Oil Well Cement with Oil-based Drilling Fluid and the Need of New and Accurate Correlations. *ChemEngineering*, 4(2), 28.
- Avom, J., Mbadcam, J., Matip, M., & Germain, P. (2009). Adsorption Isotherme De L'acide Acétique Par Des Charbons D'origine Végétale. *African Journal of Science and Technology*, 2(2). <https://doi.org/10.4314/ajst.v2i2.44663>
- Bagheri, A., & Khalili, P. (2017). Synergism Between Non-Ionic and Cationic Surfactants In A Concentration Range of Mixed Monolayers At An Air–Water Interface. *RSC Advances*, 7(29), 18151-18161. <https://doi.org/10.1039/C6RA27382C>
- Balhoff, M. T., Lake, L. W., Bommer, P. M., Lewis, R. E., Weber, M. J., & Calderin, J. M. (2011). Rheological and Yield Stress Measurements of Non-Newtonian Fluids Using A Marsh Funnel. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 77(3), 393-402.
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.04.008>
- Ballard, T. J., & Dawe, R. A. (s. d.). wettability Alteration Induced By Oil-Based Drilling Fluid. 8.
- Bazzine, Z., Dobbi, A., Lebtahi, H., & Zerrouki, A. A. (2021). Alteration Effect on Petrophysical Properties of Reservoirs Rocks By Drilling Fluid Emulsifiers. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 1-10.
- Belhaj, A. F., Elraies, K. A., Alnarabiji, M. S., Abdul Kareem, F. A., Shuhli, J. A., Mahmood, S. M., & Belhaj, H. (2021). Experimental Investigation, Binary Modelling and Artificial Neural Network Prediction of Surfactant Adsorption For Enhanced Oil Recovery Application. *Chemical Engineering Journal*, 406, 127081.
<https://doi.org/10.1016/j.cej.2020.127081>

- Belhaj, A. F., Elraies, K. A., Mahmood, S. M., Zulkifli, N. N., Akbari, S., & Hussien, O. S. (2020). The Effect of Surfactant Concentration, Salinity, Temperature, and Ph on Surfactant Adsorption For Chemical Enhanced Oil Recovery : A review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(1), 125-137. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0685-y>
- Błaż, S., Zima, G., Jasiński, B., & Kremieniewski, M. (2021). Invert Drilling Fluids with High Internal Phase Content. *Energies*, 14(15), 4532.
- BRIANT, J. (1989). Phénomènes D'interface. Agents De Surface : Principes Et Modes D'action. Editions TECHNIP.
- Buckley, J. S. (s. d.). Mechanisms and Consequences of Wettability Alteration By Crude Oils. 201.
- Buckley, S. E., & Leverett, M. C. (1942). Mechanism of Fluid Displacement in Sands. *Transactions of the AIME*, 146(01), 107-116. <https://doi.org/10.2118/942107-G>
- Butt, H.-J., Graf, K., & Kappl, M. (s. d.). Physics and Chemistry of Interfaces. 376.
- Caenn, R., & Chillingar, G. V. (1996). Drilling Fluids : State of The Art. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 14(3), 221-230. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(95\)00051-8](https://doi.org/10.1016/0920-4105(95)00051-8)
- Caenn, R., Darley, H. C. H., Gray, G. R., & Gray, G. R. (2011). Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids (6th ed). Gulf Professional Pub.
- Candler, J. E., Rushing, J. H., & Leuterma, A. J. J. (1993). Synthetic-Based Mud Systems Offer Environmental Benefits Over Traditional Mud Systems. *SPE/EPA Exploration and Production Environmental Conference*.
- Canselier, J. (2007). Surfactants In Pollution Removal and Environmental Protection.
- Chatzis, I., Morrow, N. R., & Lim, H. T. (1983). Magnitude and Detailed Structure of Residual Oil Saturation. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 23(02), 311-326. <https://doi.org/10.2118/10681-PA>
- Chilingarian, G. V., & Vorabutr, P. (1983). Drilling and Drilling Fluids.
- Chowdhury, S., Srivastava, S., Medhi, S., & Sangwai, J. S. (2021). Novel Surfactants for Enhanced Oil Recovery. In *Surfactants in Upstream E&P* (p. 207-223). Springer.
- Civan, F. (2016). Reservoir Formation Damage : Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation (Third edition). Elsevier, Gulf Professional Publishing.
- Corapcioglu, M. Y., & Abboud, N. M. (1990). Cake Filtration With Particle Penetration At The Cake Surface. *SPE Reservoir Engineering*, 5(03), 317-326.
- Craig, F. F. (1971). The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. H. L. Doherty Memorial Fund of AIME.
- Cross, J., & Singer, E. J. (1994). Cationic Surfactants : Analytical and Biological Evaluation (Vol. 53). CRC Press.
- Cuiec, L. (1995). 1995 : Wettability Laboratory Evaluation Under Reservoir Conditions : A New Apparatus. 9529, 12.
- Davies, J. M., Addy, J. M., Blackman, R. A., Blanchard, J. R., Ferbrache, J. E., Moore, D. C., Somerville, H. J., Whitehead, A., & Wilkinson, T. (1984). Environmental Effects of The Use of Oil-Based Drilling Muds In The North Sea. *Marine Pollution Bulletin*, 15(10), 363-370.

- Desplan, D. (2018). Caractérisation Rhéologique Multi-Echelle Des Emulsions Cosmétiques Pour Leur Stabilité Et Leur Conservation. Université de Cergy Pontoise.
- d'exploitation, C. Syndicale De La Recherche Et De La Production Du Pétrole Et Du Gaz Naturel S. Laboratoires. (1969). *Manuel pratique des fluides de forage*. Editions TECHNIP.
- Donaldson, E. C., Thomas, R. D., & Lorenz, P. B. (1969). Wettability Determination and Its Effect on Recovery Efficiency. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 9(01), 13-20. <https://doi.org/10.2118/2338-PA>.
- Douadi, T. (s. d.). Mouillabilité Des Argiles Et Leurs Propriétés De Surface Au Contact Des Asphaltènes. 210.
- Economides, M. J., Watters, L. T., & Dunn-Norman, S. (1998). *Petroleum Well Construction*.
- Faramarzi-Palanger, M., Mirzaei-Paiaman, A., Ghoreishi, S. A., & Ghanbarian, B. (2021). Wettability of Carbonate Reservoir Rocks : A Comparative Analysis. *Applied Sciences*, 12(1), 131.
- Fattah, K. A., & Lashin, A. (2016). Investigation of Mud Density and Weighting Materials Effect on Drilling Fluid Filter Cake Properties and Formation Damage. *Journal of African Earth Sciences*, 117, 345-357. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2016.02.003>
- Fernandes, R. R., Turezo, G., Andrade, D. E., Franco, A. T., & Negrão, C. O. R. (2019). Are The Rheological Properties of Water-Based and Synthetic Drilling Fluids Obtained By The Fann 35A Viscometer Reliable? *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 177, 872-879.
- Gandhi, S. M., & Sarkar, B. C. (2016). Chapter 8—Drilling. In S. M. Gandhi & B. C. Sarkar (Éds.), *Essentials of Mineral Exploration and Evaluation* (p. 199-234). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-805329-4.00015-6>
- Gelpi, L. (1963). Les Surfactants Dans Les Fluides De Forage. *Journées de l'hydraulique*, 7(1), 211-215.
- Griffin, W. C. (1949). Classification of Surface-Active Agents By" HLB". *J. Soc. Cosmet. Chem.*, 1, 311-326.
- He, W. (2021). Numerical Simulation of Formation Damage By Drilling Fluid In Low Permeability Sandstone Reservoirs. 7.
- Hibbs, J. (2006). Anionic Surfactants. *Chemistry and Technology of Surfactants*, 91.
- Hu, X., Hu, S., Jin, F., & Huang, S. (Éds.). (2017). *Physics of Petroleum Reservoirs*. Springer Berlin Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-53284-3>
- Institute, A. P. (2012). *Recommended Practice For Field Testing Oil-Based Drilling Fluids*. American Petroleum Institute.
- Iskandar, A. (s. d.). Caractérisation De L'espace Poreux De Roches Sédimentaires Par L'étude D'équilibres Capillaires. 241.
- Jha, P. K., Mahto, V., & Saxena, V. K. (2014). Emulsion Based Drilling Fluids : An Overview. *International Journal of ChemTech Research*, 6(4), 2306-2315.
- Jiao, D., & Sharma, M. M. (1992). Formation Damage Due To Static and Dynamic Filtration of Water-Based Muds. *SPE Formation Damage Control Symposium*.
- Jiao, K., Feng, Q., & Davarpanah, A. (2021). Effect of Anionic and Non-Anionic Surfactants on The Adsorption Density. *Petroleum Science and Technology*, 39(9-10), 362-372.

- Johnson, E. F., Bossler, D. P., & Bossler, V. O. N. (1959). Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments. *Transactions of the AIME*, 216(01), 370-372. <https://doi.org/10.2118/1023-G>
- Kayser, H. (1881). Ueber die Verdichtung von Gasen an Oberflächen in ihrer Abhängigkeit von Druck und Temperatur. *Annalen der Physik*, 250(11), 450-468.
- Khalafi, E., Hashemi, A., Zallaghi, M., & Kharrat, R. (2018). An Experimental Investigation of Nanoparticles Assisted Surfactant Flooding for Improving Oil Recovery in a Micromodel System. *Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology*, 09(01). <https://doi.org/10.4172/2157-7463.1000355>
- Khodja, M. (2008). Les Fluides De Forage : Étude Des Performances Et Considerations Environnementales.
- Kowalczyk, I. (2008). Synthesis, Molecular Structure and Spectral Properties of Quaternary Ammonium Derivatives of 1,1-Dimethyl-1,3-propylenediamine. *Molecules*, 13(2), 379-390. <https://doi.org/10.3390/molecules13020379>
- Kumar, A., & Mandal, A. (2019). Critical Investigation of Zwitterionic Surfactant For Enhanced Oil Recovery From Both Sandstone and Carbonate Reservoirs : Adsorption, Wettability Alteration and Imbibition Studies. *Chemical Engineering Science*, 209, 115222. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2019.115222>
- Langmuir, I. (1916). The Constitution and Fundamental Properties of Solids and Liquids. Part I. Solids. *Journal of the American Chemical Society*, 38(11), 2221-2295. <https://doi.org/10.1021/ja02268a002>
- Le Maout, V. (2020). Modélisation D'écoulements Multiphasiques De Fluides Viscoélastiques En Milieux Poreux. Université de Bordeaux.
- Lei, M., Huang, W., Li, N., Jia, J., Li, J., Wang, Y., & Li, J. (2017). The Damage Mechanism of Oil-Based Drilling Fluid For Tight Sandstone Gas Reservoir and Its Optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 158, 616-625. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.09.003>
- Lenormand, R., Zarcone, C., & Sarr, A. (1983). Mechanisms of The Displacement of One Fluid by Another in a Network of Capillary Ducts. *Journal of Fluid Mechanics*, 135. <https://doi.org/10.1017/S0022112083003110>
- Li, Z., Zheng, L., & Huang, W. (2020). Rheological Analysis of Newtonian and Non-Newtonian Fluids Using Marsh Funnel : Experimental Study and Computational Fluid Dynamics Modeling. *Energy Science & Engineering*, 8(6), 2054-2072.
- Liu, S., Dou, X., Zeng, Q., & Liu, J. (2021). Critical Parameters of The Jamin Effect In A Capillary Tube With A Contracted Cross Section. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, 107635. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107635>
- Marle, C. M. (2006). Henry Darcy Et Les Ecoulements De Fluides En Milieu Poreux. *Oil & Gas Science and Technology - Revue de l'IFP*, 61(5), 599-609. <https://doi.org/10.2516/ogst:2006001>
- Martin, M. M. (1970). Caractéristiques Rhéologiques Et Composition Des Boues De Forage. *La Houille Blanche*, 56(5), 463-470. <https://doi.org/10.1051/lhb/1970034>
- Massarweh, O., & Abushaikha, A. S. (2020). The Use of Surfactants In Enhanced Oil Recovery : A Review of Recent Advances. *Energy Reports*, 6, 3150-3178. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.11.009>

- McDonald, J. A., & Buller, D. C. (1992). The significance of formation damage caused by the adsorption oil-based mud surfactant. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 6(4), 357-365. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(92\)90062-6](https://doi.org/10.1016/0920-4105(92)90062-6)
- McPhee, C., Reed, J., & Zubizarreta, I. (2015). Core analysis : A best practice guide. Elsevier.
- Menezes, J. L. (s. d.). *The Mechanism of Wettability Alteration Due to Surfactants in Oil-Based Muds*. 16.
- Menkiti, N. D., Isanbor, C., & Ayejuyo, O. (2021). Equilibrium adsorption modelling of selected crude oil components following a spill on Niger Delta soil. *Chemistry and Ecology*, 37(5), 464-480. <https://doi.org/10.1080/02757540.2021.1909002>
- Mohammadi, M., & Mahani, H. (2020). Insights into the Pore-Scale Mechanisms of Formation Damage Induced by Drilling Fluid and Its Control by Silica Nanoparticles. *Energy & Fuels*, 34(6), 6904-6919. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c00605>
- Moradi, M., Kazempour, M., French, J. T., & Alvarado, V. (2014). Dynamic flow response of crude oil-in-water emulsion during flow through porous media. *Fuel*, 135, 38-45. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.06.025>
- Morejon, J. L. J. (s. d.). Récupération assistée du pétrole par injection de polymères hydrosolubles : Nouvelle approche. 281.
- Morrow, N. R. (s. d.). Waterflood Recovery Efficiency. 45.
- Morrow, N. R. (1990). Wettability and Its Effect on Oil Recovery. 9.
- Myers, D. (2006). *Surfactant science and technology* (3rd ed). J. Wiley.
- Najimi, S., Nowrouzi, I., Khaksar Manshad, A., & Mohammadi, A. H. (2020). Experimental study of the performances of commercial surfactants in reducing interfacial tension and wettability alteration in the process of chemical water injection into carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(4), 1551-1563. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-00789-0>
- Nakama, Y. (2017). Surfactants. *Cosmetic science and technology*, 231-244.
- Nguendjio, F. L. N. (2014). Caractérisation polyphasique de la zone de transition dans un réservoir pétrolier carbonaté. Ecole nationale supérieure d'arts et métiers-ENSAM.
- Nguyen, J.-P. (1993). *Le forage*. Editions OPHRYS.
- Numkam, G. L., & Akbari, B. (2019). Effect of surfactant chemistry on drilling mud performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 174, 1309-1320. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.11.075>
- Ofoche, P., & Noynaert, S. (2020). Predictive Modelling of Drilling Fluid Rheology : Numerical, Analytical, Experimental and Statistical Studies of Marsh Funnel Flow. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*.
- Owens, W. W., & Archer, D. L. (1971). The Effect of Rock Wettability on Oil-Water Relative Permeability Relationships. *Journal of Petroleum Technology*, 23(07), 873-878. <https://doi.org/10.2118/3034-PA>
- Pedreira, B. (2002). Influence de la mouillabilité sur les propriétés polyphasiques d'un milieu poreux lors d'un drainage par gravité. Bordeaux 1.
- Perinelli, D. R., Cespi, M., Lorusso, N., Palmieri, G. F., Bonacucina, G., & Blasi, P. (2020). Surfactant Self-Assembling and Critical Micelle Concentration : One Approach Fits All? *Langmuir*, 36(21), 5745-5753.

- Pitt, M. J. (2000). The Marsh Funnel and Drilling Fluid Viscosity : A New Equation for Field Use. *SPE Drilling & Completion*, 15(01), 3-6. <https://doi.org/10.2118/62020-PA>
- Poré, J. (1992). Émulsions, Micro-Emulsions, Emulsions Multiples : Les Agents De Surface. 2, Balance Hydrophile. Éd. techniques des industries des corps gras.
- Quintero, L. (2002). An Overview of Surfactant Applications in Drilling Fluids for the Petroleum Industry. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 23(1-3), 393-404. <https://doi.org/10.1080/01932690208984212>
- Rabbani, A., & Salehi, S. (2017). Dynamic modeling of the formation damage and mud cake deposition using filtration theories coupled with SEM image processing. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 42, 157-168.
- Radford, H. E. (1947, janvier 1). Factors Influencing The Selection of Mud Fluid For Completion of Wells. *Drilling and Production Practice*. <https://onepetro.org/APIIDPP/proceedings/API47/All-API47/API-47-023/52075>
- Ragouilliaux, A. (s. d.). Etude rhéophysique de systèmes émulsions inverses / argile organophile. Applications au boues de forage pétrolier. 167.
- Rana, A., Khan, I., & Saleh, T. A. (2021). Advances in Carbon Nanostructures and Nanocellulose as Additives for Efficient Drilling Fluids: Trends and Future Perspective—A Review. *Energy & Fuels*, 35(9), 7319-7339.
- Salehi, S., Ghalambor, A., Saleh, F. K., Jabbari, H., & Hussmann, S. (2015). Study of filtrate and mud cake characterization in HPHT : Implications for formation damage control. *SPE European Formation Damage Conference and Exhibition*.
- Samiei Nezhad, M., Wood, D. A., Sadatshojaei, E., & Esmaeilzadeh, F. (2021). New insight to experimental study of ionic solutions with a non-ionic surfactant on wettability, interfacial tension and micro-model flooding. *Fuel*, 285, 119126. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119126>
- Sanner, D. O., & Azar, J. J. (1994, février 7). Alteration of Reservoir Rock Wettability and Its Flow Properties Caused by Oil-Based and Water-Based Drilling Muds. SPE Formation Damage Control Symposium. <https://doi.org/10.2118/27354-MS>
- Sauerer, B., Al-Hamad, M., Ma, S. M., & Abdallah, W. (2020). Effect of Oil-Based-Mud Filtrate on the Wettability of Rock Surfaces with Different Mineralogy and Topology. *Energy & Fuels*, 34(7), 8250-8259. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c01335>
- Sayyad Amin, J., Nikooee, E., Ayatollahi, Sh., & Alamdari, A. (2010). Investigating wettability alteration due to asphaltene precipitation: Imprints in surface multifractal characteristics. *Applied Surface Science*, 256(21), 6466-6472. <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2010.04.036>
- Schramm, L. L., & Kutay, S. M. (2000). Emulsions and foams in the petroleum industry. *Surfactants: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*, 94-111.
- Sedaghat, A. (2017). A novel and robust model for determining rheological properties of Newtonian and non-Newtonian fluids in a marsh funnel. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 156, 896-916.
- Shehata, A., & Nasr-El-Din, H. (2016). The Role of Sandstone Mineralogy and Rock Quality in the Performance of Low-Salinity Waterflooding. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 20. <https://doi.org/10.2118/181754-PA>

- Shukla, D., & Tyagi, V. K. (2006). Cationic gemini surfactants : A review. *Journal of oleo science*, 55(8), 381-390.
- Smith, W. O., & Crane, M. D. (1930). The Jamin Effect In Cylindrical Tubes. *Journal of the American Chemical Society*, 52(4), 1345-1349. <https://doi.org/10.1021/ja01367a007>
- Solling, T., Shahzad Kamal, M., & Shakil Hussain, S. M. (Éds.). (2021). *Surfactants in Upstream E&P*. Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-70026-3>
- Somasundaran, P., & Zhang, L. (2006). Adsorption of surfactants on minerals for wettability control in improved oil recovery processes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 52(1-4), 198-212. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.03.022>
- Stache, H. W. (1995). Anionic surfactants : Organic chemistry (Vol. 56). CRC Press.
- Standnes, D. C., & Austad, T. (2000). Wettability alteration in chalk 2. Mechanism for wettability alteration from oil-wet to water-wet using surfactants. 21.
- Tadros, T. F. (s. d.). An Introduction to Surfactants. 237.
- Taqvi, S. T., Almansoori, A., & Bassioni, G. (2016, février 11). Understanding the Role of Asphaltene in Wettability Alteration Using ζ Potential Measurements (world) [Research-article]. ACS Publications; American Chemical Society. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5b02127>
- Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2016). Petrophysics : Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties (Fourth edition). Elsevier/GPP, Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier.
- Tognisso, P. D. E. (s. d.). L'université Bordeaux 1 École Doctorale Des Sciences Physiques De L'ingenieur. 116.
- Turner, P., Pilling, D., Walker, D., Exton, J., Binnie, J., & Sabaou, N. (2001). Sequence stratigraphy and sedimentology of the late Triassic TAG-I (Blocks 401/402, Berkine Basin, Algeria). *Marine and Petroleum Geology*, 18(9), 959-981. [https://doi.org/10.1016/S0264-8172\(01\)00039-3](https://doi.org/10.1016/S0264-8172(01)00039-3)
- Viana, R. B., da Silva, A. B. F., & Pimentel, A. S. (2012). Infrared Spectroscopy of Anionic, Cationic, and Zwitterionic Surfactants. *Advances in Physical Chemistry*, 2012, 1-14. <https://doi.org/10.1155/2012/903272>
- Wang, J., & Guo, X. (2020). Adsorption isotherm models : Classification, physical meaning, application and solving method. *Chemosphere*, 258, 127279.
- Wang, Y., Xu, H., Yu, W., Bai, B., Song, X., & Zhang, J. (2011). Surfactant induced reservoir wettability alteration : Recent theoretical and experimental advances in enhanced oil recovery. *Petroleum Science*, 8(4), 463-476. <https://doi.org/10.1007/s12182-011-0164-7>
- Welge, H. J. (1952). A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive. *Journal of Petroleum Technology*, 4(04), 91-98. <https://doi.org/10.2118/124-G>
- Wolanin, J. (2018). Étude des conditions d'adsorption des tensioactifs sur des surfaces représentatives des roches réservoirs. Application à l'EOR chimique.
- Xu, C., Kang, Y., You, Z., & Chen, M. (2016). Review on formation damage mechanisms and processes in shale gas reservoir : Known and to be known. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 36, 1208-1219. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.03.096>

- Yan, J. N., Monezes, J. L., & Sharma, M. M. (1993). Wettability alteration caused by oil-based muds and mud components. *SPE Drilling & Completion*, 8(01), 35-44.
- Yang, R., Jia, A., He, S., Hu, Q., Sun, M., Dong, T., Hou, Y., & Zhou, S. (2021). Experimental investigation of water vapor adsorption isotherm on gas-producing Longmaxi shale : Mathematical modeling and implication for water distribution in shale reservoirs. *Chemical Engineering Journal*, 406, 125982. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2020.125982>
- Yra, A. (2006). *Dispersion active en milieux poreux hétérogènes contaminés par des produits hydrocarbonés*. Bordeaux 1.
- Zevallos, M. A. L., Candler, J., Wood, J. H., & Reuter, L. M. (1996). Synthetic-based fluids enhance environmental and drilling performance in deepwater locations. *International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico*.
- Zhang, S., Wang, H., Qiu, Z., Cao, W., Huang, H., & Chen, Z. (2019). Calculation of safe drilling mud density window for shale formation by considering chemo-poro-mechanical coupling effect. *Petroleum Exploration and Development*, 46(6), 1271-1280. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(19\)60280-6](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(19)60280-6)
- Zhang, X., Ge, J., Kamali, F., Othman, F., Wang, Y., & Le-Hussain, F. (2020). Wettability of sandstone rocks and their mineral components during CO2 injection in aquifers : Implications for fines migration. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 73, 103050. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.103050>
- Zhao, X., Qiu, Z., Sun, B., Liu, S., Xing, X., & Wang, M. (2019). Formation Damage Mechanisms Associated With Drilling and Completion Fluids For Deepwater Reservoirs. *Journal of Petroleum Science on Engineering*, 173, 112-121. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.09.098>

Annexes

Annexe 1

1. Généralité sur le bassin de Berkine

En se basant sur le travail réalisé par (Ameur-Zaimeche et al., 2020; Baouche et al., 2020, 2021; Rossi et al., 2002; Turner et al., 2001; Yahi et al., 2001), nous avons pu résumer la Géologie Régionale du Bassin de Berkine comme suit:

1.1. Situation Géographique

Le bassin de BERKINE se situe dans la partie orientale (l'erg oriental), du Sahara Algérien entre les latitudes 29° et 34° Nord et les longitudes 5° et 10° Est, à l'Est des champs de Hassi Messaoud, Rhourde El Baguel et Rhourde Nouss. Il s'étend sur trois pays, La partie occidentale située en Algérie, la partie orientale située en Libye et le sud de la Tunisie pour sa partie septentrionale.



Figure A-1 : situation géographique de la région de Berkine

1.2. Situation géologique

De point de vue géologique, le bassin de Berkine est de type intracratonique (WEC. 2007), il se situe dans la partie Nord Est de la plate-forme saharienne. Il occupe une superficie globale d'environ 102 395 km².

1.3. Stratigraphie

La série stratigraphique est particulièrement composée par des dépôts Mésozoïque reposant en discordance majeure sur des formations du Paléozoïque. Et finalement, un faible

épandage détritique d'âge tertiaire repose en discontinuité sur le Mésozoïque. La série lithostratigraphique du bassin est constituée des formations suivantes .

a) Socle

Le socle est composé par des roches précambriennes sur lesquelles reposent en discordance les formations paléozoïques.

b) Paléozoïque

a. Cambrien

Ces dépôts reposent sur un socle Précambrien, représenté par des grès et des quartzites à passées conglomératique. L'épaisseur moyenne de cette formation est de 300 m.

b. Ordovicien

Représentés par un ensemble de sédiments détritiques, est caractérisé par une alternance des grès et d'argile. Du bas en haut, on distingue :

- Les argiles d'El Gassi.
- Les grès d'El Atchane.
- Les quartzites de Hamra.
- Les grès d'Ouargla.
- Les argiles d'Azzel.
- Les grès d'Oued Saret.
- Les argiles micro conglomératiques.
- Les grès de Ramade.

c. Dévonien

Le dévonien est formé par trois époques à savoir :

- *Dévonien inférieur* : Il est composé d'une alternance argilo-gréseux.
- *Dévonien moyen* : Il est caractérisé par un dépôt argileux inclus des intercalations de niveaux carbonatés.
- *Dévonien supérieur* : Il est représenté par des argiles à passées de marne, calcaire et dolomie, au sommet on trouve des grès et des silts.

d. Carbonifère

Constitué par :

- *Carbonifère inférieur* : Il est caractérisé par une alternance d'argiles, de silts et de grès.
- *Carbonifère supérieur* : Il est représenté par une alternance des grès et des argiles, et peut observer des carbonates dans la partie centrale.

c) Mésozoïque :

a. Trias

- *Trias Argilo Carbonaté (TAC)* : Il est constitué par des argiles brun rouge, rarement verte à grise, tendre à indurée.

- *Trias Argilo- Gréseux inférieur (TAGI)* : Il est composé par des grès gris blanc à blanc et gris vert, fin à moyen parfois grossier subarrondi à subanguleux, siliceux à silico-argileux.

- *Trias Argilo- Gréseux supérieur (TAGS)* : Il est constitué par des grès gris à blanc, très fin, siliceux à silico-argileux, dur avec intercalations d'argile brun rouge et gris vert, tendre à indurée, silteuse.

b. Jurassique

Les formations du Jurassique ont une épaisseur de 770 m, ils sont composés de sédiments marins lagunaires, à sa base, il se trouve un niveau dolomitique caractéristique.

c. Crétacé

Le Crétacé est présent partout, sur la plateforme saharien. Il est caractérisé par une épaisseur de 1250 en moyenne.

d) Cénozoïque :

a. Mio- Pliocène

Les formations du Mio-pliocène sont constituées de sable blanc à translucide, jaunâtre localement rougeâtre, rarement rosâtre fin à moyen, parfois grossier subarrondi à arrondi avec des intercalations d'argile brun rouge sableuse avec la présence parfois, de banc de calcaire argileux.

b. Quaternaire

Ce sont des sables dunaires.

1.2. Les roches réservoirs du bassin de Berkine

Les formations gréseuses du Paléozoïque et du Trias argilo-gréseux constitués les principaux roches réservoirs dans le bassin de Berkine (Echikh, 1998).

a) Les réservoirs du Paléozoïque

- **Le réservoir cambrien** : il atteint jusqu'au les bordures Nord (môle de Dahar) et Sud-Ouest du bassin avec des faible profondeurs ; son épaisseur varie de 500 à 600 m. Ces réservoir sont formés par les niveaux Ri et Ra où la couverture est assurée par les argiles ordoviciennes d'El Gassi, avec une porosité moyenne variée de 4 à 11 %.

- **Le réservoir ordovicien** : est représenté généralement par les quartzites de Hamra. Surtout dans la partie Sud-Est du bassin qui ont révélé leur importance. Sur l'axe de Gassi Touil- Nezla leur épaisseur maximale est de 325 m, avec une porosité varié de 5 à 10 %.
- **Le réservoir silurien argilo-gréseux** : il est représenté par les unités M, A et B. il correspond à la partie supérieure du Silurien ; elle est subdivisée en cinq unités M1, M2, A, B1 et B2 qui forment la partie inférieure et moyenne du réservoir " F6". Ces réservoirs produits de l'huile et du gaz à condensât à Rhourd Nous et à Rhourde Adra.
- **Les réservoirs du Dévonien inférieur** : ils sont formés par des grés massifs de la base du Gédinnien ainsi que le Siégenien et l'Emsien ; (alternance de grés et d'argile).
- **Le réservoir Carbonifère** : (Rhourde El Khrouf, (RKF)) : il forme un nouvel objectif pétrolier dans le bassin de Berkine avec des excellentes caractéristiques pétrophysiques, où la porosité moyenne varie entre 8 et 17 %.

b) Les réservoirs du Mésozoïques

Au Mésozoïque, seuls les réservoirs du Trias qui peuvent être considérés comme potentiels pétroliers. Il existe trois principaux réservoirs : le TAGI (Trias argilo-gréseux inférieur qui repose directement sur la surface de la discordance hercynienne, le TAC (Trias argilo-Carbonaté), qui représente la partie médiane) et le TAGS (Trias argilo-gréseux supérieur) constitue la partie supérieure.

- **Le TAGI** : le Trias argilo-gréseux inférieur existe dans tout le bassin à l'exception sur la bordure Sud-Ouest, il présente hiatus. L'épaisseur du TAGI est de 100 m dans la partie central et ouest et varie entre 10 à 200 m avec la présence des roches éruptives dans la partie nord-ouest, qui détruit toutes ses qualités réservoirs.
- **Le TAC** : Le Trias argilo-carbonaté est d'origine lacustre, il est constitué par les argiles de couleur brun rouge dolomitique et silteuse, avec des passages de dolomie microcristalline et de grés fins siliceux à silico-argileux, il est aussi connue par l'existence des roches éruptives dans la région de Nezla.
- **Le TAGS** : Le Trias argilo-gréseux supérieur, il a une extension à la limite de la dépression triasique Sud-Est. Il est de provenance fluviale et formé de grés couleur blancs, silico-argileux un petit peu anhydritique, avec une épaisseur est de 200 m.

Annexe 2

Caractéristiques physico-chimiques du gasoil utilisé

Caractéristiques physico-chimiques	Gazole algérien	Gazole sans soufre NF EN 590 : 2004	Spécifications du gazole Norme algérienne NA 8110-1992
Masse volumique à 15°C, g/cm ³	0,8321	De 0,820 à 0,845	de 0,810 à 0,860
°API	38,4		
Viscosité cinématique, cSt, à :			
20°C	4,615		8 cSt max
37,8°C	2,960		
40°C	2,001	De 2,00 à 4,50 mm ² /s	
Point d'écoulement, °C	-29		Hiver -12 °C max
Point de congélation, °C	-32		Eté -7°C max
Point d'éclair, °C	89,8		55°C min
Indice d'acidité, mg KOH/g	0,859		
Teneur en soufre	734 ppm	10.0 mg/kg max	2500 ppm max
Teneur en eau et sédiments, BSW, %Vol	<0.1		Traces non dosables
Teneur en eau par extraction, %Vol	Nulle	max 200 mg/kg	2.5 max
Couleur ASTM	4,5L		
Corrosion à la lame de cuivre (3h à 50°C)	1a	classe 1	
Indice de cétane	55,3	min 51,0 (mesuré)/ min 46,0 (calculé)	48 min
Température limite de filtrabilité, °C	-16	Classe E (max -15°C) Classe B (max °C)	
Facteur de caractérisation, Kuop*	11,90		
Masse molaire, g/mole	208		
Pouvoir calorifique supérieur, kcal/ kg	10 940		
Distillation ASTM			
Point initial, °C			
5 % Vol	207,9		
10 "	222,7		
20 "	230,1	% (v/v) récupéré à 350	
30 "	239,9	°C :	
40 "	249,5	85% min	65% Vol. 250°C min
50 "	259,6		90% Vol. 350°C max
60 "	270,8		Point Final 390°C max
70 "	282,5		
80 "	296,2		
90 "	312,7		
95 "	336,2		
Point Final, °C	355,8		
Distillat, % vol	362,9		
Résidu "	98,5		
Pertes "	0,6		
	0,9		

Annexe 3

Caractéristiques des tensioactifs Versawet et Versacoat (Rapport MI-SWACO 2007)

VERSACOAT* organic surfactant is a multi-functional additive which serves as an emulsifier and wetting agent in the Versa* oil mud systems.

Secondary benefits include improved thermal stability and High-Temperature, High-Pressure (HTHP) filtration control. The product is effective over a wide temperature range and in the presence of contaminants and for reducing the adverse effects of water contamination.

Applications

VERSACOAT additive functions as a wetting agent and secondary emulsifier when used in conventional, low-fluid-loss, high-lime systems in combination with VERSAMUL* additive. In this application, the product oil-wets barite and drill solids to prevent water-wet solids; it improves thermal stability, rheological stability, filtration control and emulsion stability; and it improves the fluid's resistance to contamination.

Concentrations for initial formulations range from 1 to 3 lb/bbl (2.85 to 8.6 kg/m³) when used as a wetting agent, with occasional daily treatments.

VERSACOAT additive functions as the primary emulsifier when used in relaxed-fluid-loss, lower-lime systems, in combination with VERSAWET* additive. In this application, the product forms a stable, water-in-oil emulsion and provides a degree of oil-wetting. Concentrations for initial formulations range from 2 to 8 lb/bbl (5.7 to 22.8 kg/m³) when used as the primary emulsifier, with occasional daily treatments. High- temperature applications and some "light" mineral oils require higher concentrations of Versacoat agent.

VERSACOAT additive is a primary ingredient in all VERSA system formulations. Consult the M-I SWACO Drilling Fluids Engineering Manual or individual system information for specific formulations. The recommended treatment levels depend on the oil-water ratio, anticipated temperatures, desired properties and the other products used in the formulation. The VERSA family of systems includes VERSADRIL*(diesel), VERSAcLEAN* (mineral oil), VERSAPORT* (elevated low-shear-rate viscosity) and VERSAcORE* (minimal-water) systems.

Advantages

- Wide application, including higher-lime, conventional and lower-lime, relaxed VERSA systems
- Improves emulsion stability
- Improves oil-wetting and prevents water-wet solids
- Maintains stable water-in-oil emulsion and helps prevent water in HTHP filtrate
- Improves thermal stability, rheological stability, filtration control and contamination
- Effective at counteracting the adverse effects of water contamination such as high viscosity, low-emulsion stability and water-wet solids

Limitations

- Overtreatment with VERSACOAT additive can thin VERSAPORT systems under certain conditions
- Environmental restrictions concerning the use of oils and oil-base fluids should be considered since Versacoat is used in conjunction with oil

Toxicity and Handling

Bioassay information is available upon request.

Handle as an industrial chemical, wearing protective equipment and observing the precautions described in the Material Safety Data Sheet (MSDS).

Packaging and Storage

Versacoat additive is packaged in 55-gal (208-L) drums and 5-gal (18.9-L) cans.

Store in a dry, well-ventilated area. Keep container closed. Keep away from heat, sparks and flames. Store away from incompatibles. Follow safe warehousing practices regarding palletizing, banding, shrink-wrapping and/or stacking.

VERSAWET* organic surfactant is a concentrated and powerful oil-wetting agent for oil-base muds.

It is used primarily in relaxed-fluid-loss, lower-lime VERSA* oil mud systems which use Versacoat* as the emulsifier. VERSAWET surfactant is an excellent wetting agent which is especially effective in systems using difficult-to-wet FER-OX* hematite. It is also effective at oil-wetting barite and drill solids and at reducing the adverse effects of water contamination.

Applications

VERSAWET surfactant functions as a wetting agent when used in relaxed-fluid-loss, lower-lime systems, usually in combination with Versacoat. It oil-wets weight material and drill solids to prevent water-wet solids, improves thermal stability, rheological stability, filtration control and emulsion stability while it improves the fluid's resistance to contamination.

Concentrations for initial formulations range from 1 to 4 lb/bbl (2.85 to 11.4 kg/m³) with occasional daily treatments of ~0.063 lb/bbl (0.18 kg/m³). Consult the M-I SWACO Drilling Fluids Engineering Manual or individual system information for specific formulations. The recommended treatment levels depend on the oil-water ratio, anticipated temperatures, desired properties and the other products used in the formulation.

The VERSA family of systems includes VERSADRIL* (diesel), VERSAcLEAN* (mineral oil), VERSAPORT* (elevated low-shear-rate viscosity) and VERSAcORE* (minimal-water) systems.

Advantages

- Concentrated, powerful oil-wetting agent, used in low-lime/low-alkalinity fluids; prevents water-wet solids
- Can reduce initial mixing costs and maintenance costs by reducing the amounts of other surfactants needed
- An excellent wetting agent for the difficult-to-wet FER-OX hematite additive
- Improves emulsion stability and helps prevent water in HTHP filtrate
- Effective at counteracting the adverse effects of water contamination such as high viscosity, low emulsion stability and water-wet solids
- Improves thermal stability, rheological stability, filtration control and contamination-resistance of oil-base muds

Limitations

- VERSAWET surfactant is not recommended for high-lime systems such as conventional systems which use VERSAMUL* additive as the primary emulsifier, in wells with lower temperatures~200°F (~93.3°C). Under certain conditions in high-lime fluids, VERSAWET surfactant can cause undesirable viscosity increases.
- Versacoat additive is the recommended wetting agent for most high-lime, medium-temperature applications
- Environmental restrictions concerning the use of oils and oil-base fluids should be considered since VERSAWET surfactant is used inconjunction with oil

Toxicity and Handling

Bioassay information is available upon request.

Handle as an industrial chemical, wearing protective equipment and observing the precautions described in the Material Safety Data Sheet (MSDS).

Packaging and Storage

VERSAWET surfactant is packaged in 55-gal (208-L) drums and 5-gal (18.9-L) cans.

Store in a dry, well-ventilated area. Keep container closed. Keep away from heat, sparks and flames. Store away from incompatible.

Annexe 4

MUD PROGRAM

Programme de boue (Puits de développement vertical)

6" Hole For 4 1/2" liner at 2800 m
Mud Type: Versadril Conventional O.B.M

Formation.

Ordovicien Unité III-3, III-2, III-1 Cambrien, Unité II	sandstone with siliceous cement often cracked and Clays. The black clay base with quartz .
Socle	Granodiorite (quartz, feldspar and black mica)

For the 6" hole section, we have recommended an **Versadril Conventional System** that was used successfully and extensively for drilling the same formation in the previous wells. The mud could be treated with acid soluble bridging agents (if necessary) to enhance the mud filter cake structure thereby preventing invasion of the reservoir section by mud filtrate and fines.

We would recommend a high *efficient Solid Control Equipment device such as Linear Motion shakers* to optimize the solid content efficiency thereby maintaining good mud properties and reducing expensive dilution and risk of formation damage by fines. Lower solids increase penetration rates resulting in shorter drilling times and a better hole conditions, fewer problems, and less down time due to failure by mechanical abrasion (maintenance).

Potential Problems.

1. Risk of well control condition while drilling through the reservoirs.
2. Losses, differential sticking and/or kicks in the reservoir due to high overbalance.
3. Risk of tight hole in claystone layers.

Mud System.

- **Discussion:**

1. This interval section will be drilled through Cambro-Ordovicien formation and **loss circulation and formation damage** with fines are potential problems.
2. Previous drilling experience in this area, have shown the Conventional Versadril OBM to be highly effective in preventing such problems and whilst ensuring that gauge hole is drilled and high penetration rate is achieved.
3. The seepage and losses problems could be prevented by treating the mud with acid soluble sealing and bridging agents, such CaCO₃ and M-IX II or equivalent. These loss circulation materials could be circulated through the system without any risk, and it is not going to be discarded on the shakers.

4. The micron size of the fine **MIX II** is 44 -74 μ , which means it could easily pass through a 100 mesh shaker screen. The concentration will remain in the entire system while circulation, act as bridging agent across all the high permeable formation, and improve filter cake quality.

Formulation for 1 m³ of Conventional Versadril (O/W Ratio 95/05, S.G 0.90)

DIESEL	m ³	0.90
WATER	m ³	0.047
COAT EH	kg/m ³	5
VERSACOAT	kg/m ³	14.25
VERSAWET	kg/m ³	8
VG-69	kg/m ³	34.2
ECOTROL 717 D	kg/m ³	14
LIME	kg/m ³	19.95
NaCl	kg/m ³	16.62
CaCO ₃	kg/m ³	163 or As required

This formulation was tested in M-I HMD lab in order to get the specifications according to Tender Program after 16 hours hot rolling at 250°F.

Engineering comments.

- **Yield point:**

Hole cleaning should not represent a problem while drilling this section, due to the high annular velocity based on well geometry. The YP should always be adjusted at lowest value, consistent with good hole cleaning. This is due to the possible adverse effects of unnecessary high YP on surge & swab pressures, bit hydraulics and ECD (equivalent circulating density).

- **HTHP:**

Values should be maintained at the required level of 3 to 4.0 cc's. The importance of good fluid loss control with good filter cake is essential, so that the potential reservoir sections can be evaluated and cased off with minimum formation damage.

- **Alkalinity:**

Alkalinity control will be achieved with lime addition, it will perform many

functions crucial to the success of the mud system i.e.: maximize the performance of the emulsifiers, improves the emulsion stability under higher temperatures, and it functions as an indicator of acid gas contamination because of rapid alkalinity decrease (POM).

- **Electrical Stability:**

This will be a relative measurement through which the emulsion stability is observed for improving or deteriorating. When the system is newly mixed, the electrical stability will typically run at +/- 800 volts. Upon circulating for a short period of time, this will normally tend to increase to >1200 volts. Additions of emulsifiers and Lime will further increase the electrical stability of the system.

- **Drill Solids:**

The Drilled solids of the mud should be controlled ALAP. All regular mechanical methods of solids control must be utilized to keep the LGS ALAP to reduce the risk of formation damage. So every effort should be made to ensure that the solids content is minimized for the mud weight in use.