

UNIVERSITE DE KASDI MERBAH OUARGLA

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

Département de forage et mécanique des chantiers pétroliers

N° Série: /2019



Mémoire de fin d'étude

Pour l'obtention du diplôme en

MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : sciences et techniques

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Forage

Présenté par :

HADJI Ahmed

BELFRAH Chaimaa Zoulikha

ZATOUT Sofiane

Thème

**Altération de la mouillabilité des roches réservoirs par
les émulsifiants des boues de forage application sur
dispositif AMOTT et dans un puits témoin HBNS-35b**

Soutenu le : 29/06/2019

Devant le Jury :

Président	M. DOBBI Abdelmadjid	UKM Ouargla
Encadreur	M. LEBTAHI Hamid	UKM Ouargla
Examinatrice	Me. BOUFADES Djamila	UKM Ouargla
Co Encadreuse	Me. BAZZINE Zineb	UKM Ouargla

Année universitaire : 2018/2019



Remerciement

*Nous tenons à remercier en premier lieu Allah
le tout puissant qui a fait que ce travail soit terminé ;*

*En achevant ce modeste travail, nous remercions
vivement notre promoteur chargé du suivi notre travail :*

DR. LEBTAHI HAMID,

Pour ses encouragements, ses conseils et sa disponibilité.

*Nous tenons à remercier les membres de jury pour l'importance qu'ils ont bien à
porter à notre mémoire.*

*Nous adressons notre gratitude à Dr. DOBI ABDELMADJID « Doyen de la
Faculté des hydrocarbures » pour toute l'attention et l'aide qu'il nous a accordés,
aussi bien les discussions que nous avons eu, ses paroles, ses conseils et ses critiques
à guider nos réflexions.*

*Nous voudrions présenter nos sincères reconnaissances à tous les enseignants de la
faculté des hydrocarbures, qui ont assuré notre formation durant tout le cycle
d'étude.*

*Enfin, on ne pouvait pas mentionner tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à
l'élaboration de ce travail, que tous ceux qui nous ont aidé d'un
simple encouragement trouvent ici l'expression de nos
reconnaisances les plus sincère.*

AHMED & CHAIMA & SOFIAN



Dédicace

On dédie ce modeste travail à:

*Nos parents qui nous ont soutenus tous le long de cycle
pédagogique, pour leurs amours, leurs encouragements, soutiens
et sacrifices.*

*Nos dédicaces s'adressent également à nos familles, nos amies et
collègues pour leurs inconditionnels soutiens.*

CHAIMA , AHMED et SOFIAN.



Liste d'abréviation :

A : L'aire de l'échantillon [cm^2].

BaSO₄ : sulfate de baryum

Ca(OH)₂ : La chaux éteinte

CaCO₃ : carbonate de calcium

CMC : concentration micellaire critique

DR : Damage Ratio (taux de dommage)

D : Diamètre de l'échantillon [cm].

h : Épaisseur du réservoir [m].

HLB : Balance hydrophile-lipophile

HBNS : hassi berkine nord-sud

I w : Indice de mouillabilité a l'eau.

I o : Indice de mouillabilité a l'huile.

K : perméabilité [mD].

K e f f : perméabilité effective.

K r : perméabilité relative .

L: longueur de l'échantillon [cm].

L600 et L300 : sont les lectures respectives à 600 rpm et 300 rpm sur le rhéomètre

FANN 35.

M : mouillant

MD :measurement depth (profondeur mesuré)

NM : Non mouillant

n = nombre de moles

OBM : oil base mud (boue a base d'huile)

P : pression

P c : La pression capillaire [Pa].

Q : débit de fluide traversant l'échantillon [cm^3 / mn].

R : rendement d'écoulement

R : le rayon de courbure de l'interface

r : Rayon d'un échantillon [m].

S : Facteur de skin.

Sw : saturation water

So : saturation oil

SG: saturation gaz

T : température

TVD : total vertical depth (cote verticale totale)

V : viscosité

VA : viscosité apparente

Vp : viscosité plastique

Veim : volume eau imbibé

Voim : volume oil imbibé

Ved : volume eau déplacé

Vod : volume oil déplacé

WBM : water base mud (boue a base d'eau)

WI : Amott Wettability index (indice de mouillabilité d'Amott).

SOMMAIRE

CHAPITRE I : LES FLUIDES DE FORAGE ET LES TENSIOACTIFS

I.1 Les fluides de forage	1
I.2 Fonctions des fluides de forage	1
I.3 Propriétés des fluides de forage	1
I.4 Différents types de fluide de forage	6
I.5 Description des principaux produits à boue	7
I.6 Les Tensioactifs	8
I.7 Influence du fluide de forage au milieu poreux	12
I.8 Évaluation de l'influence du fluide de forage	14

CHAPITRE II : L'ALTERATION DE LA MOUILLABILITE

II.1. Caractéristiques des écoulements en milieux poreux	16
II.1.1. Porosité	16
II.1.2. Perméabilité	17
II.1.3. Saturation	18
II.2. Les phénomènes capillaires	18
II.2.1. Tension interfaciale	18
II.2.2. Notion de mouillage	19
II.2.3. Pression capillaire	19
II.3. La mouillabilité des réservoirs	20
II.3.1. Les différentes mouillabilités des réservoirs	20
II.3.2. L'altération de la mouillabilité	20
II.4. Influence de la mouillabilité des écoulements en milieux poreux	22
II.4.1. Effet de la mouillabilité sur la répartition des phases	22
II.4.2. Influence de la mouillabilité sur la perméabilité relative	23
II.5. Test Amott-IFP	23
II.5.1. Description du test Amott-IFP	24
II.5.2. Interprétation du test Amott-IFP	24

CHAPITRE III : GEOLOGIE DE LA ZONE D'ETUDE

III-1 HISTORIQUE SUR LE CHAMP DE HASSI BERKINE	25
III-2 SITUATION GEOGRAPHIQUE	26
III-3 ASPECT GEOLOGIQUE	30
III-4 CARACTERISTIQUES DU RESERVOIR	31

SOMMAIRE

III-5 COMPOSITIONDUCHAMP	32
--------------------------------	----

CHAPITRE IV : LE Puits TEMOIN HBNS-35b

I. LE Puits HBNS-35b	34
I.1.Historique de puits :	34
I.2.Localisation :.....	34
I.3.Coupe géologique du puits HBNS-35b	35
II.Profondeur totale mesure par apport au temps et aux densités	37
III.les essais de puits ::.....	39

CHAPITRE V : ETUDE EXPERIMENTALE A L' AIDED' UNMICRO-MODELE

V. Caractéristique des produits utilisés	45
V.1 Projet expérimental avec un micro modèle	45
V.2 Le milieu poreux	45
V.3 Description d'installation de déplacement de fluide dans un milieu poreux	46
V.4 Mode opératoire	47
V.4.1 Analyse granulométrie	47
V.4.2 Détermination de la porosité (\emptyset)	48
V.4.3 Test de la perméabilité K.....	49
V.4.4 Test de l'inversion de la mouillabilité (Test AMOTT)	49
V.4.5 Test de relargage	52
V.4.6 La loi de TATE.....	52
V.5 Résultats et interprétations	52
V.6 Etude économiques	56

LISTE DES FIGURES :

CHAPITRE I

Figure I.1 : Densimètre Fann	2
Figure I.2 : Rhéomètre Fann 35	3
Figure I.3 : Courbe caractéristique du fluide	4
Figure I.4 : Appareil de mesure de filtrat (Source : Milpark CKS).....	4
Figure I.5 : Variation de taux de filtration en fonction de la viscosité	5
Figure I.6 : Emulsion Tester Fann.....	5
Figure I.7 : Schéma représentatif d'un tensioactif.....	8
Figure I.8 : Stabilisation des émulsions à l'aide de tensioactifs	9
Figure I.9 : Organisation de tensioactifs sous forme de micelles	10
Figure I.10: Micelle	10
Figure I.11 : Comportement du tensioactif entre l'interface et la solution.....	10
Figure I.12 : Détermination expérimentale de la cmc.....	11
Figure I.13 : Propriété du tensioactif en fonction de sa HLB	12
Figure I.14 : Illustration de deux phénomènes : absorption et adsorption	13
Figure I.15 : Relation entre le skin S et le rendement d'écoulement R	14

CHAPITRE II

Figure II.1: Milieu poreux	16
Figure II.2 : Loi de Darcy pour un liquide en écoulement linéaire.....	17
Figure II.3 : Equilibre entre deux fluides non-miscibles α et β dans un milieu poreux.	18
Figure II.4 : Illustration de la notion de mouillage et d'angle de contact	19
Figure II.5 : Illustration de la pression capillaire dans un tube capillaire	19
Figure II.6 : Caractérisation de la mouillabilité d'une surface solide	20
Figure II.7 : Phénomène d'altération de la mouillabilité dans les roches réservoirs.....	21
Figure II.8 : Distribution de la mouillabilité selon l'angle de contact	21
Figure II.9 : Cellule d'amont dans la température Ambient et High température	22
Figure II.10 : Evolution de la différence des indices de mouillabilité, en fonction de la durée du vieillissement des systèmes roches-fluides.....	22

LISTE DES FIGURES ET DES TABLEAUX

Figure II.11 : Répartition en taille de pores de l'eau irréductible et de l'huile résiduelle dans le cas d'un milieu mouillable à l'eau	23
Figure II.12 : Test d'Amott et l'installation d'étude d'altération de la mouillabilité.....	23

CHAPITRE III

Figure III.1 : CPF HBNS	25
Figure III.2 : Emplacement du champ	26
Figure III.3 : Bassin de berkine.....	27
Figure III.4 : Vue de satellite du champ hassi-berkine.....	28
Figure III.5 : Blocs (404-208).....	28
Figure III.6 : Carte stratigraphique du gisement	31

CHAPITRE IV

Figure IV.1 : Situation du puits HBNS-35b	34
Figure IV.2 : Coupe géologique du puits HBNS-35b	35
Figure IV.3 : Coupe transversale du structure TAGI et position du puits HBNS-35b par rapport aux puits HBNS-04 et HBNS-35.....	36
Figure VI.4: Profondeur totale mesure contre nombre de jours.....	37
Figure IV.5 : Profondeur totale mesure contre la densité de boue.....	38
Figure IV.6 : Premier test de puits sur site sans jauge.....	39
Figure IV.7 : Deuxième test de puits sur site sans jauge.....	40
Figure IV.8 : Troisième test de puits sur site avec jauge de fond	41
Figure IV.9 : Quatrième test de puits sur site sans jauge.....	42
Figure IV.10 : Cinquième test de puits sur site sans jauge	43

CHAPITRE V

Figure V.1 : Schéma principal d'installation de déplacement de fluide dans un milieu poreux ..	46
--	----

LISTE DES FIGURES ET DES TABLEAUX

Figure V.2 : Photo réelle d'installation de déplacement de fluide dans un milieu poreux.....	47
Figure V.3 : Appareillage de tamisage	48
Figure V.4 : Saturation des échantillons pour imbibition.....	50
Figure V.5 : Test AMOTT.....	51
Figure V.6 : Dispositif pour mesurer l'indice globale de mouillabilité par le test Amott.....	51
Figure V.7 : Le pourcentage de chaque tamisât par rapport à la quantité du sable.....	52
Figure V.8 : Evolution de la perméabilité en fonction du rapport $Q/ \Delta P$ à 25 °C.....	53
Figure V.9 : Cinétique de restauration de la mouillabilité des sables	56

LISTE DES TABLEAUX :

CHAPITRE I

Tableau I.1 : Propriétés de l'agent tensioactif en fonction de sa valeur HLB	11
--	----

CHAPITRE III

Tableau III .1 : Caracteristiques du gisement	32
---	----

CHAPITRE IV

Tableau V.1 : Analyse minéralogique de sable de la région de Sidi Khouiled (OUARGLA).	46
Tableau V.2 : Formulation1	49
Tableau V.3 : Formulation2.....	49
Tableaux V.4 : Formulation3	49
Tableau V.5 : Résultats de tamisage.....	52
Tableau V.6 : Porosité des échantillons par pesée	53
Tableau V.7 : Résultats de mesure pour application de la loi de DARCY.....	53
Tableau V.8 : Variation Perméabilité des échantillons à ($p = 0 ,0196$).....	53

LISTE DES FIGURES ET DES TABLEAUX

Tableau V.9 : Variation Perméabilité des échantillons à ($p = 0,0232$).....	53
Tableau V.10 : Variation Perméabilité des échantillons à ($p = 0,0271$).....	53
Tableau V.11 : Variation Perméabilité des échantillons à ($p = 0,0309$).....	53
Tableau V.12 : Variation Perméabilité des échantillons	54
Tableau V.13 : échantillon saturé sans TA.....	54
Tableau V.14 : échantillon saturé 2h.....	54
Tableau V.15 : échantillon saturé 6h.....	55
Tableau V.16 : échantillon saturé 2j.....	55
Tableau V.17 : échantillon sans TA	55
Tableau V.18 : échantillon saturé 6h.....	55
Tableau V.19 : échantillon saturé 2j.....	55
Tableau V.20 : indice et type de mouillabilité	55

ملخص:

يمكن أن يؤدي التنقيب عن النفط في بعض الأحيان إلى حدوث تغيير ناتج عن استحلاب طين الحفر وهو انعكاس لقدرة الببل الناتجة عن امتزاج السطح على جدران شعيرات صخور الخزان. ولهذه الأضرار تأثير مباشر على مؤثرات إنتاج النفط مع صعود للماء بنسبة مرتفعة. غياب التجارب الموافقة لهذه التعقيدات مع تسجيل بطء في مدة الاختبارات الأولية يؤدي إلى حدوث أضرار في مصفوفة الخزان مع وجود خطر إغلاق الآبار مما ينتج عنه خسائر مالية كبيرة. ولعلاج هذا الإهمال تم تطوير جهاز جديد يسمح بإجراء الاختبارات في وقت قصير. الكلمات الدالة : طين الحفر، انعكاس لقدرة الببل، أضرار مصفوفة الخزان، صعود الماء .

Abstract:

The drilling of oil reservoirs can sometimes lead to alteration caused by the emulsification of drilling mud, indeed an inversion of the wettability caused by the adsorption of surfactant on the walls of the capillaries of the reservoir rock.

These damages have a direct impact on the oil production indices with a very high water cut .

The absence of compatibility tests due to complexities and slowness of preliminary tests caused damage in the reservoir matrix with substantial financial losses.

To remedy this negligence developed to allow tests to be carried out in very short time.

Key words: Drilling fluids ,alteration of wettability, formation damage, Water cut .

Résumé :

Le forage des réservoirs pétroliers peut aboutir parfois à une altération provoquée par les émulsifiants des boues de forage, en effet une inversion de la mouillabilité provoquée par l'adsorption des tensioactifs sur les parois des capillaires de la roche réservoir.

Ces endommagements ont une incidence directe sur les indices de production d'huile avec une production d'eau très élevée.

L'absence des essais de compatibilité due aux complexités et la lenteur des tests préliminaires engendrent des dommages dans la matrice du réservoir, accompagné de risque de fermeture de puits avec des pertes financières substantielles.

Pour remédier à ces négligences un nouveau dispositif a été mis au point pour permettre la réalisation des tests dans des délais très courts.

Mots-clés : des boues de forage, inversion de la mouillabilité, endommagement de la formation, production d'eau.

Introduction

Lors des forages pétroliers, l'utilisation de fluide est indispensable pour la réussite de la traversée des diverses formations. On peut compter plusieurs types de boues pour cette tâche, mais le meilleur d'entre eux est la boue à base d'huile (OBM)

Les boues de forage à émulsion inverse reposent sur les surfactants pour maintenir la stabilité de l'émulsion inverse. Un excès d'agents mouillant dans la formulation est toujours nécessaire pour rendre les déblais de forage mouillable à l'huile afin de faciliter leur ascension vers la surface.

Cet excès en surfactant accentue l'altération de la mouillabilité et par conséquent affecte la perméabilité effective à l'huile d'où une baisse de productivité d'hydrocarbures et une augmentation significative de production en eau soit un Water Cut dépassant les 60 % : c'est le cas de notre puits témoin HBNS-35b. [31].

Cette altération de la mouillabilité de la roche réservoir est provoquée par un film oléophile sur les parois des capillaires, et par conséquent une formation de piège d'huile apparaît dans la matrice ; la présence de ces films conduits au contournement des capillaires oléophiles contiennent les huiles. C'est ce phénomène correspondant à un water by pass qui est l'origine de la production excessive d'eau.

Les compagnies pétrolières abstinent généralement d'effectuer des tests de compatibilité avec les roches réservoirs pour les raisons suivantes :

- ✚ La complexité des techniques expérimentales utilisées pour l'évaluation de la compatibilité.
- ✚ Ces techniques d'investigation nécessitent des équipements lourds et coûteux.
- ✚ Les durées de la réalisation des tests assez longues.

Le nouveau dispositif que nous proposons se distingue par :

- ✚ Une rapidité d'exécution des essais et d'obtention de résultats.
- ✚ Les essais peuvent être réalisés sur les déblais à la place des carottes.
- ✚ La simplicité des composants de dispositif ainsi que des méthodes pratiques.
- ✚ Le coût très bas des équipements.
- ✚ Originalité de la méthode

Ce dispositif a été mis au point et développé à l'université Kasdi Merbah de Ouargla au laboratoire de pétrophysique de la faculté des hydrocarbures des énergies renouvelables et des sciences de la terre et de l'univers

Ce mémoire sera présenté en cinq chapitres :


Le premier est comprendre les fluides de forage et les tensioactifs.

Le deuxième correspond à la mouillabilité des roches réservoir.

Le troisième est consacré à la géologie de la zone d'étude.

Le quatrième contient un puits témoin HBNS-35b.

Le cinquième chapitre renferme une étude expérimentale sur un micro-modèle pour l'altération de la mouillabilité et le test Amott.



CHAPITRE I

Les fluides de forage et les tensioactifs

I.1 Les fluides de forage

La réussite d'un forage des puits de pétrole et de gaz dépend principalement des propriétés de fluide de forage (dites boues de forage). Le choix d'une boue adéquate aux particularités spécifiques des terrains traversés et aux conditions géologiques permet d'augmenter le rendement des appareils de forage et d'éviter l'endommagement (colmatage) des couches productrices, ce qui donnera une meilleure productivité des puits [1].

Le fluide de forage est un système composé de différents constituants liquides (eau, huile) et/ou gazeux (air ou gaz naturel) contenant en suspension d'autres additifs minéraux et organiques (argiles, polymères, tensioactifs, déblais, ciments,...etc.) [2].

I.2 Fonctions des fluides de forage

Les fluides de forage doivent avoir les propriétés leur permettant d'optimiser les fonctions suivantes [3, 4] :

1. Assurer la remontée des déblais du fond du puits jusqu'à la surface par la circulation d'un fluide visqueux dans l'espace annulaire. Ces déblais donnent des informations géologiques sur les formations traversées lors du forage.
2. Maintenir les déblais en suspension lors d'un arrêt de circulation dans le but d'empêcher la sédimentation des déblais afin de redémarrer le forage sans coincement et ceci est possible grâce à la nature thixotropique du fluide.
3. Refroidir et lubrifier l'outil pour éviter l'usure rapide des pièces métalliques en mouvement.
4. Maintenir les parois du puits en raison de la pression hydrostatique exercée par le fluide en écoulement et prévenir le cavage et les resserrements des parois des puits.
5. S'opposer aux venues d'eau, de gaz ou d'huile.

I.3 Propriétés des fluides de forage

I.3.1 Densité : C'est le rapport de la masse volumique d'un corps à la masse volumique d'un corps de référence dans des conditions qui doivent être spécifiées pour les deux corps (l'eau à 4°C pour les liquides et les solides et l'air pour les gaz). Elle s'exprime par un nombre sans dimension. La densité est un paramètre important des boues de forage. Elle doit être assez élevée pour que la pression hydrostatique exercée par la boue sur les formations empêche les venues des effluents et

par conséquent les éruptions. Mais elle ne doit pas dépasser la limite de résistance des roches pour ne pas les fracturer et amener des pertes de circulation [4].



Figure (I-1) : Densimètre Fann [28].

I.3.2 viscosité : C'est la mesure de la résistance d'un fluide à l'écoulement. Elle doit faire en sorte de soutenir les parois, éviter les éboulements, les pertes de boues, les gonflements des argiles et tenir en suspension les déblais en cas d'arrêt brusque [5]. Il existe deux types de viscosité qui caractérisent les boues de forage :

a) La viscosité apparente (V_A) : c'est la résistance totale à l'écoulement d'un fluide plastique, elle est exprimée en centi-poise et donnée par la relation suivante :

$$V_A = L_{600}/2 \text{ (cP)} \quad \text{(I-1)}$$

b) La viscosité plastique (V_P) : pour qu'un fluide s'écoule, on a tendance essentiellement à appliquer une force sur ce dernier. Les frictions internes existantes dans ce fluide sont traduites par cette viscosité plastique. Cette dernière dépend avant tout de la teneur en solides contenus dans la boue, la viscosité plastique est également liée à la taille des particules, et à leur forme. Elle est exprimée en centi-poise et donnée par la relation :

$$V_P = L_{600} - L_{300} \text{ (cP)} \quad \text{(I-2)}$$

L_{600} et L_{300} sont les lectures respectives à 600 rpm et 300 rpm sur le rhéomètre FANN 35.



Figure (I-2) : Rhéomètre Fann 35[28].

I.3.3 Contrainte tangentielle « yield value » : Lors de l'utilisation de la boue de forage, il apparaît une tension limite au-dessous de laquelle il n'y a pas d'écoulement, cette tension représente la contrainte seuil, plus connue sous le nom de « yield value » ou « yield point ». Elle est due aux interactions physiques ou chimiques entre les particules en suspension

$$Y_P = L_{300} - V_P = (V_A - V_P) \times 2 \text{ (lb/100ft}^2\text{)} \quad \text{(I-3)}$$

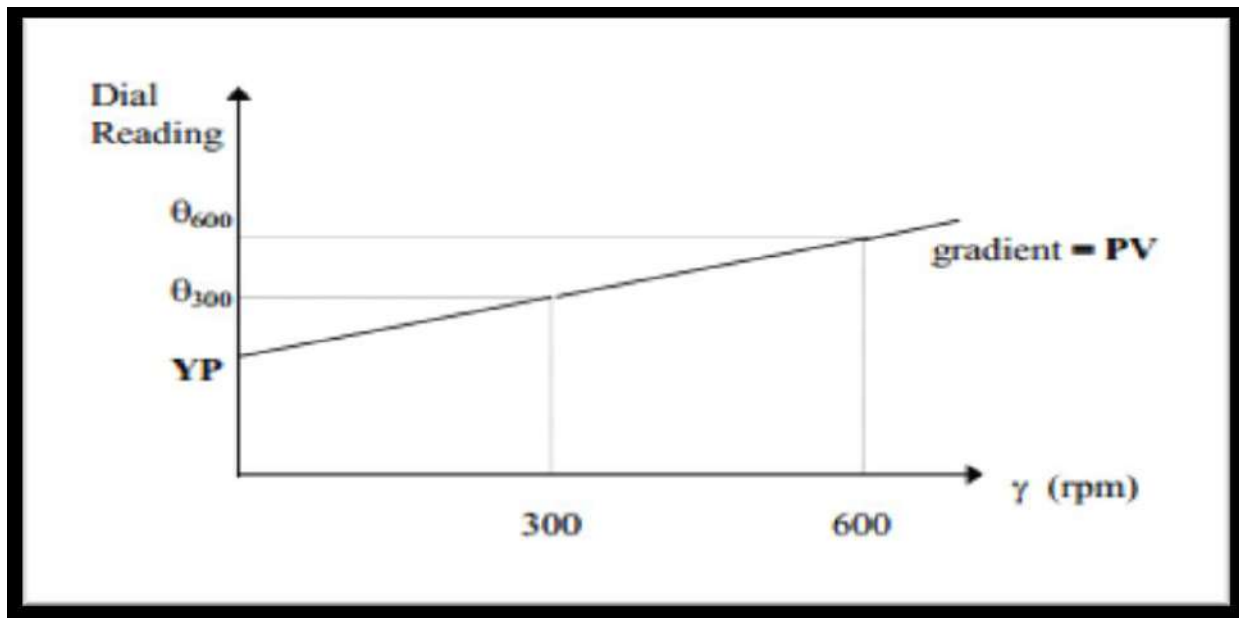


Figure (I-3) : Courbe caractéristique du fluide. [7].

I.3.4 Thixotropie : Une boue de forage laissée au repos édifie progressivement une structure gel qui en augmente la rigidité et qui peut être détruite par agitation. On appelle thixotropie le fait que ce phénomène soit réversible et non instantané.

Le caractère thixotrope d'une boue est évalué en mesurant d'une part le gel 0 représentant la résistance du gel aussitôt après agitation de la boue, d'autre le gel 10 représentant la résistance du gel après un repos de la boue de 10 minutes [2].

I.3.5 Filtration et cake :

Lorsque la boue se trouve au contact des parois plus ou moins perméables du trou, la partie liquide filtre dans la formation en déposant sur les parois sa partie solide que l'on appelle « cake ». Dans un puits, on a affaire à deux types de filtrations : la filtration dynamique qui se produit lorsque le fluide est en circulation et la filtration statique qui se produit lorsque le fluide est immobile et ne circule pas. Il est extrêmement important de connaître les paramètres de filtration. En effet, les hauts filtrats peuvent déliter les formations délicates (argiles, marnes) et favoriser les éboulements. De plus, le cake déposé peut être épais au point d'empêcher le passage du tricône lors des manœuvres de changement d'outils [4].

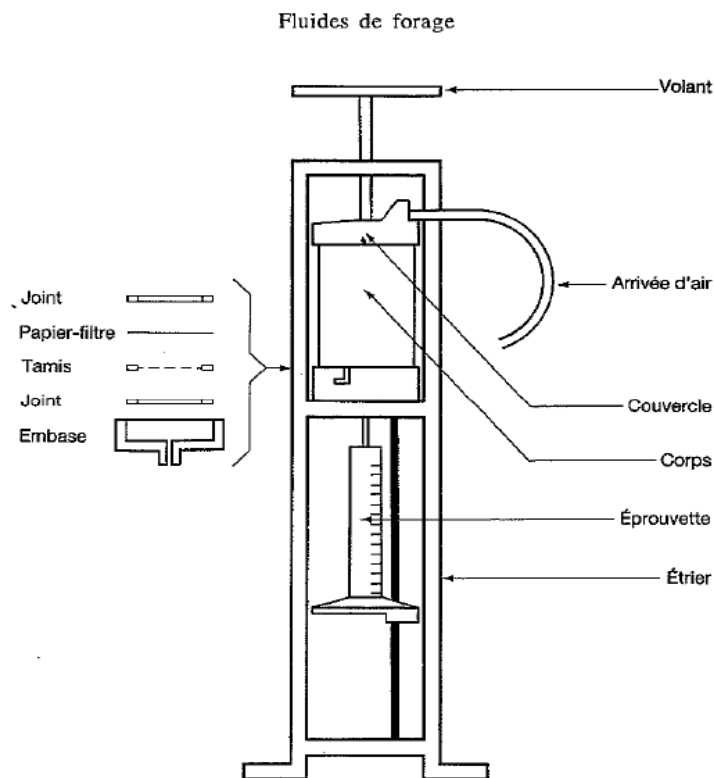


Figure (I-4) Appareil de mesure de filtrat (source : Milpark CKS) [5].

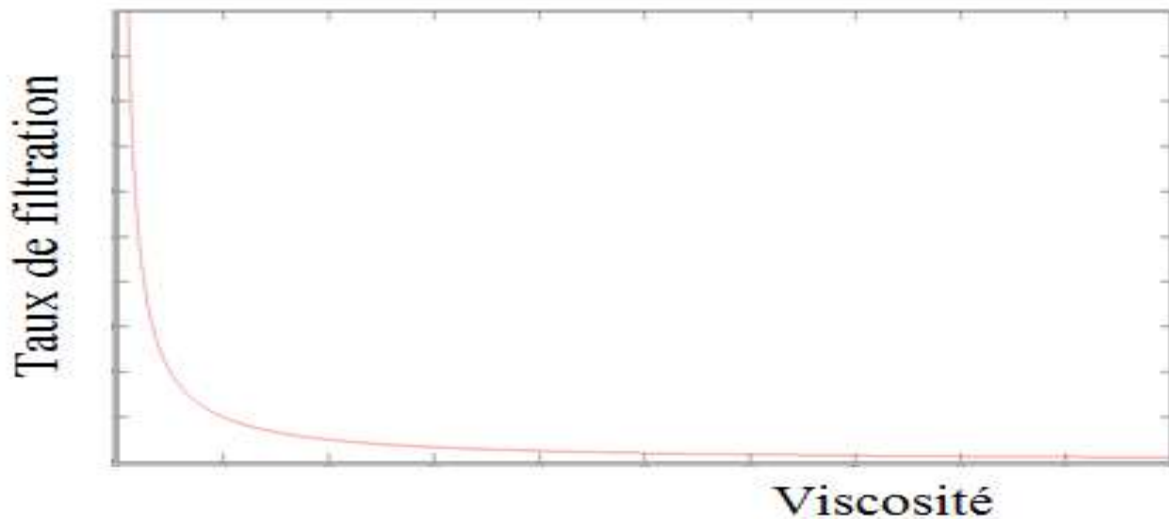


Figure (I-5) : Variation de taux de filtration en fonction de la viscosité. [28].

I.3.6 Concentration en solides, en eau et en huile : La connaissance de la concentration en solides, en eau et en huile est d'une importance considérable dans les boues alourdis et dans les boues émulsionnées. Pour déterminer les pourcentages en volume de ces différents constituants, on emploie un distillateur à boue [1].

I.3.7 Emulsion : Système hétérogène constitué par la dispersion sous forme de gouttelettes d'au moins un liquide dans un autre auquel il n'est pas miscible. Les gouttelettes constituent la phase dispersée dans l'autre dite phase continue [1]. Dans les boues émulsionnées, c'est l'huile qui est dispersée dans l'eau. On appelle cela une émulsion directe (par opposition à l'émulsion inverse où c'est l'eau qui est dispersée dans l'huile) [4].

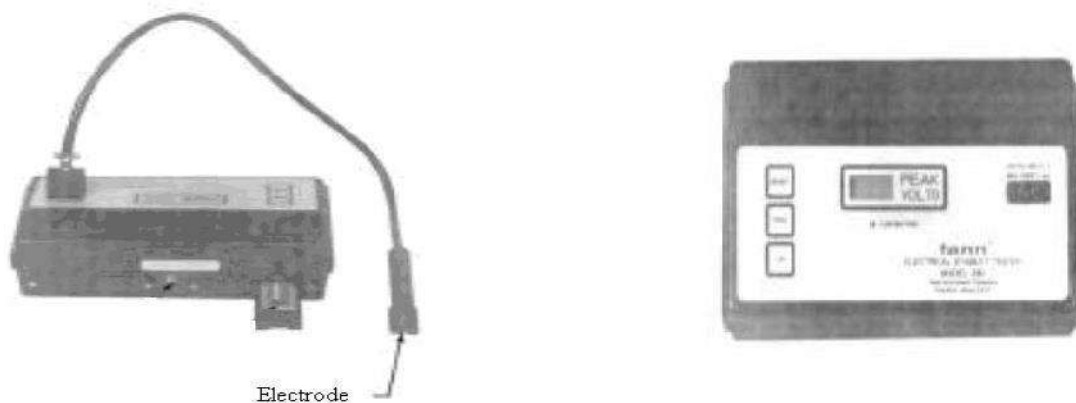


Figure (I-6): Emulsion Tester Fann [28].

I.4 Différents types de fluide de forage :

Une classification des fluides de forage est généralement basée sur la nature du constituant de la phase continue de ces fluides. [1].

On peut ainsi distinguer trois grandes familles de fluides de forage :

- les fluides de forage gazeux, dont la phase continue est de l'air ou du gaz naturel ;
- les fluides de forages à base d'huile, dont la phase continue est une huile minérale (pétrole brut, fuel, gas-oil, ...) ;
- les fluides de forage à base d'eau, dont la phase continue est de l'eau éventuellement chargée en NaCl.

I.4.1 Boues de forage à air-gaz : Ces systèmes de fluide sont composés d'air ou de gaz naturel mélangés avec de l'eau. Ils sont utilisés couramment dans les formations contenant des quantités importantes d'eau ou règne une pression élevée [3].

I.4.2 Boues à base d'eau (WBM) : Les boues à base d'eau sont généralement utilisées pour forer les sections supérieures d'un puits. Pendant le forage, les matériaux des formations traversés s'incorporent dans la boue et peuvent ainsi changer sa composition et ses propriétés [6].

Elles se présentent essentiellement comme suit :

- Les boues douces dont la teneur en NaCl ne dépasse pas quelques grammes par litre. Celles-ci sont principalement constituées par une suspension colloïdale d'argile, plus précisément de la bentonite sodique dans l'eau dont la concentration varie généralement de 15 à 70 g/l selon le rendement de la bentonite et les caractéristiques de la boue désirées.
- Les boues salées dont la teneur en NaCl peut être comprise entre quelques dizaines de grammes par litre. et à saturation (320 g/l). Ces boues sont utilisées pour la traversée des zones salifères pour éviter le cavage.

I.4.3 Boues à base d'huile (OBM) : Jugeant que les couches pouvaient être plus sensibles à une invasion par l'eau que par l'huile ; les boues à l'huile furent utilisées pour le forage des horizons productifs, ces boues se sont révélées très efficaces pour résoudre les problèmes engendrés par l'utilisation des boues à base d'eau comme le gonflement des argiles. Les boues à base d'huile sont utilisées pour :

- ✚ Forage et carottage des niveaux producteurs.
- ✚ Reprises et entretiens des puits productifs.
- ✚ D'une manière générale pour tous les travaux au droit des horizons productifs [1].

I.4.3.1 Boues à huile et boues inverses : 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. Pour ces deux types de boues, selon le mode opératoire l'émulsion formée est toujours du type eau dans l'huile [4].

I.4.3.2 Composition des boues à l'huile et boues émulsionnées inverses : En général, les boues à l'huile et les boues inverses utilisent le même principe de base, tant en ce qui concerne leur constituant que leur entretien. Les différences résident dans l'aptitude de leurs constituants respectifs à donner aux fluides les caractéristiques souhaitées. De plus chaque formule commercialisée met en œuvre ses propres produits dont la nature exacte n'est pas donnée par le fabricant. Donc nous nous contenterons des généralités suivantes [1, 7] :

a) Huile de base : le choix de l'huile utilisée dépendra du type de boue et de la nature des additifs, allant de l'huile diesel à de l'huile brute très asphaltique.

b) L'eau dispersée : eau douce, eau chlorurée sodique, eau chlorurée calcique.

c) Les additifs : Ces produits sont classés par familles

✚ Agents viscosifiant

✚ Agents émulsifiants et stabilisants

✚ Agents fluidifiants

✚ Réducteurs de filtrat

✚ Alourdissant

I.5 Description des principaux produits à boue

a) **Les alourdissants** : ils sont utilisés pour améliorer la densité de la boue, ils sont représentés par la barytine ou sulfate de baryum $BaSO_4$ et le carbonate de calcium $CaCO_3$.

b) **Les agents fluidifiants** : le but de l'utilisation de ces produits est de réduire la viscosité de la boue, ces produits peuvent être : des acides gras à longues chaînes, des bases azotées à long radical, alcools fortement sulfatés ou des composés hétéro polaires solubles dans l'huile.

c) **Agents plastifiants** : Ce sont des produits utilisés pour le contrôle de la filtration et de la viscosité de la boue, ces produits peuvent être : des acides naphthéniques, noir de fumée, silicate de soude, et essentiellement les argiles organophiles L'intérêt du traitement organophile est de donner à l'argile une plus grande affinité pour les milieux organiques afin d'améliorer les propriétés rhéologiques des fluides de forage.

d) **La chaux éteinte $\text{Ca}(\text{OH})_2$** : La chaux éteinte est employée pour augmenter la viscosité d'une suspension d'argile (ceci entraîne une augmentation de filtrat), ainsi comme agent activateur de

e) **Viscosifiants** : la bentonite, l'attapulgite, la CMC et d'autres polymères sont utilisés pour augmenter la viscosité et permettre ainsi une bonne suspension des solides.

f) **Agents tensioactifs** : ces produits sont utilisés pour favoriser la formation et la stabilité d'une émulsion eau-huile. Ils entrent dans la composition de la plupart des boues à l'huile et diffèrent selon le type de boue mis en œuvre [1, 3, 4, 7,8].

I.6 Les Tensioactifs

I.6.1 Définition

Les agents de surface, ou tensioactifs, se composent de molécules amphiphiles présentant un côté lipophile (affinité pour l'huile) et un côté hydrophile (affinité pour l'eau) [9].

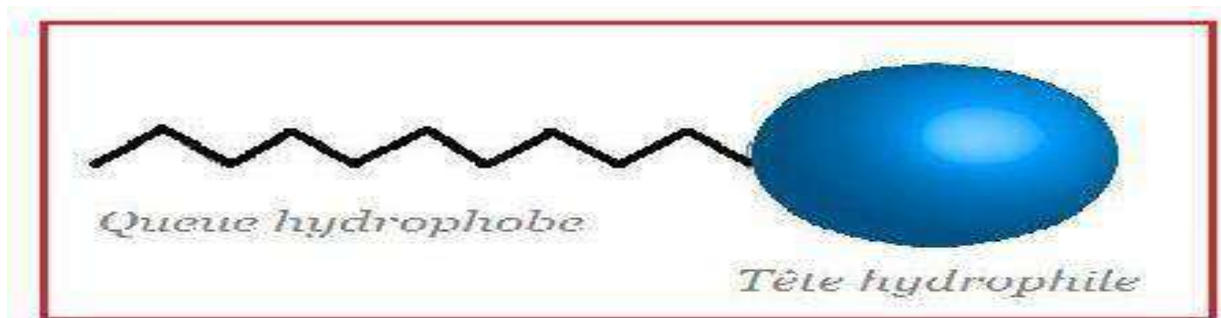


Figure (I.7) : Schéma représentatif d'un tensioactif. [10].

Un tensioactif est un composé qui modifie la tension superficielle entre deux surfaces. La diminution de la tension de surface favorise l'affinité des deux phases non miscibles et la dispersion de l'une dans l'autre [10]. Lorsque les tensioactifs sont utilisés pour stabiliser une émulsion, ils sont appelés émulsifiants. Ils se positionnent de manière à ce que leur partie hydrophile établisse des liaisons hydrogène et des liaisons ioniques avec les molécules de la phase hydrophile, et que leur partie hydrophobe établisse des liaisons de Van der Waals avec les molécules de la phase lipophile (voir figure I.8).

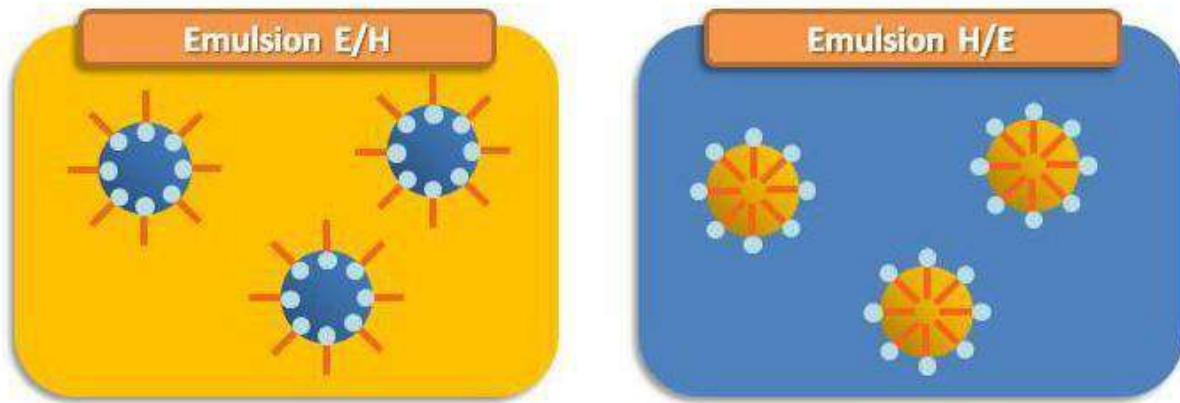


Figure (I.8) : Stabilisation des émulsions à l'aide de tensioactifs [28].

I.6.2 Les différents types de tensioactifs

- a) Tensioactifs anioniques (charge polaire négative).
- b) Tensioactifs cationiques (charge polaire positive).
- c) Tensioactifs zwitterioniques ou amphotères (charge négative en pH alcalin, charge positive en pH acide, chargé +et- en milieu iso électrique).
- d) Tensioactifs non anioniques (absence de charge) [11].

I.6.3 Propriétés des agents tensioactifs

I.6.3.1 Adsorption aux interfaces : L'adsorption est un phénomène de surface qui a pour origine la non-compensation dans toutes les directions des attractions intermoléculaires aux interfaces. Il en résulte des forces résiduelles dirigées vers l'intérieur, qui sont atténuées lorsque des entités amphiphiles se fixent à la surface [12].

I.6.3.2 Elasticité : La première des propriétés conférées par la monocouche de tensioactif adsorbée est l'élasticité, c'est à dire la capacité à retrouver son aire initiale à l'issue d'un étirement (effet Gibbs -Marangoni) [13].

I.6.3.3 Déformation du film interfacial : La deuxième propriété essentielle est liée à la déformation par courbure du film interfacial. En raison des interactions moléculaires existantes (et qui ne sont en général pas strictement égales) de chaque côté du film avec chacune des deux phases en présence, l'interface peut adopter une courbure spontanée, plus facilement observable dans les systèmes liquide-liquide. [13]. Plusieurs travaux ont été réalisés en testant la force de ce film, dans le but de déterminer ses propriétés exactes. Ce film peut être rompu par des moyens chimiques ou par l'action d'un champ électrique [14].

I.6.3.4 La concentration micellaire critique (CMC) : Au-delà d'une certaine concentration, les tensioactifs s'organisent sous forme de micelles de manière à minimiser les interactions défavorables (voir figure I.9). On peut déterminer expérimentalement la concentration micellaire critique par tensiométrie ou bien par conductimétrie. (Voir figure I.12).

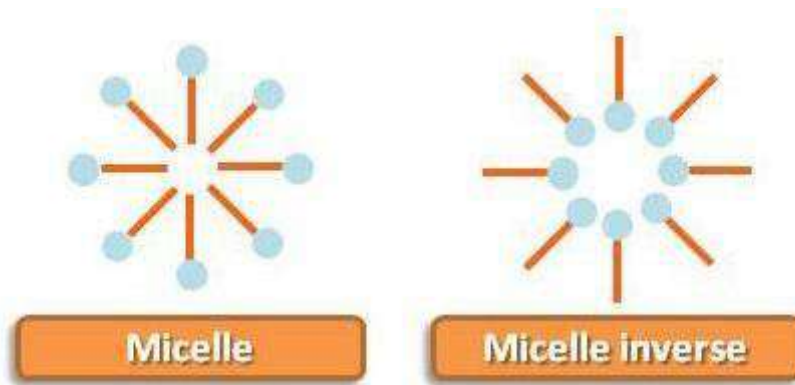


Figure (I.9) : Organisation de tensioactifs sous forme de micelles [28].

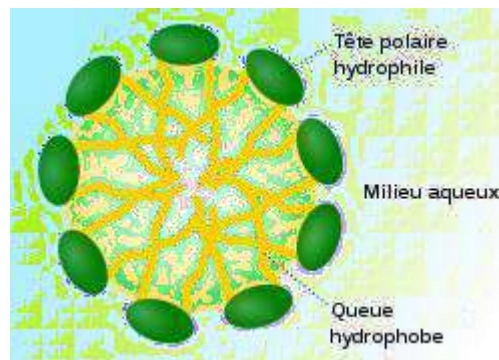


Figure (I-10): Micelle [31].

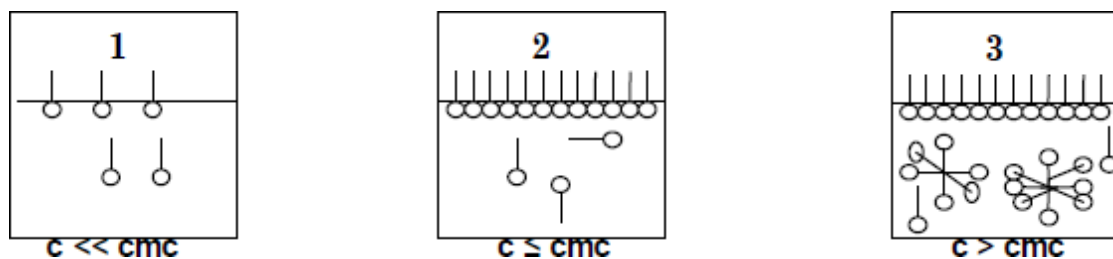


Figure (I.11) : Comportement du tensioactif entre l'interface et la solution [2].

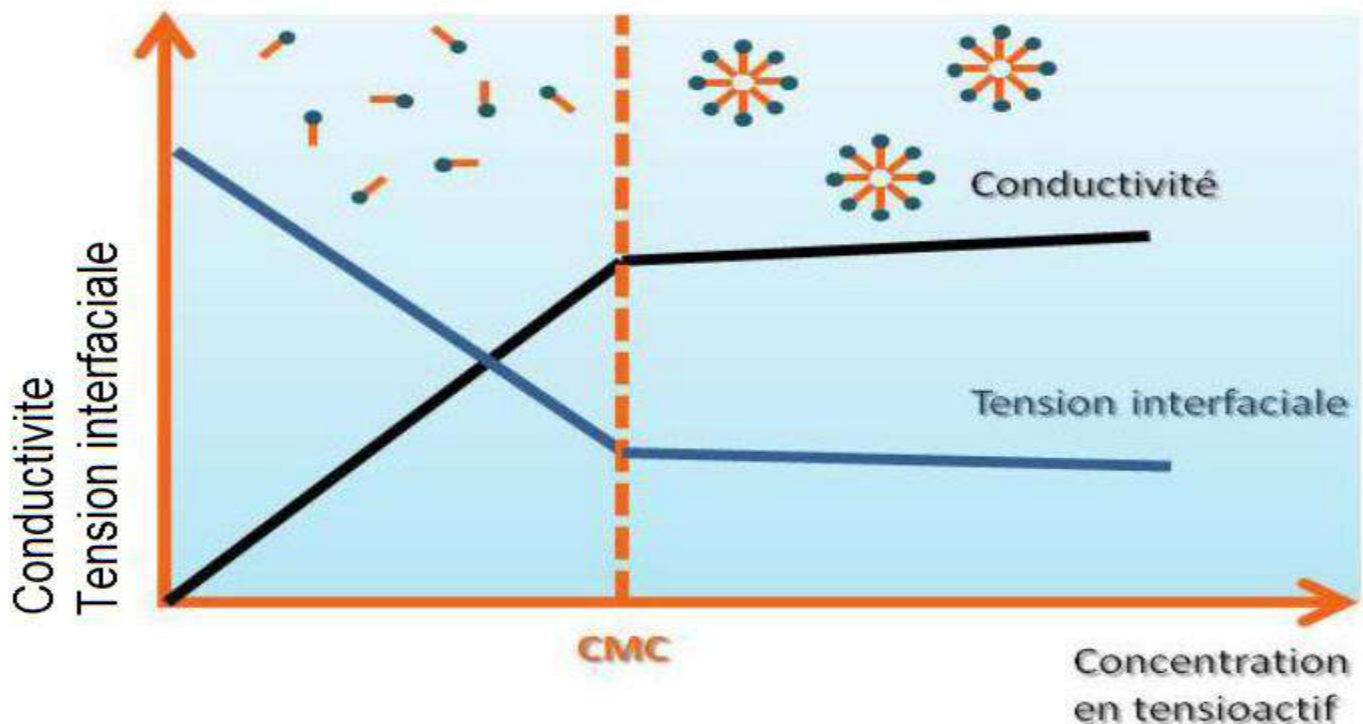


Figure (I.12) : Détermination expérimentale de la cmc [28]

I.6.3.5 Notion de HLB et sa détermination (Balance hydrophile-lipophile) : Ce système, imaginé par Griffin en 1949, consiste à attribuer à chaque agent de surface, une valeur illustrant sa balance hydrophile-lipophile. Le HLB varie de 0 à 20, 0 étant attribué à un produit totalement lipophile et 20 à un produit totalement hydrophile. La connaissance de cette valeur HLB de chaque agent de surface est très importante car:

- Les diverses caractéristiques applicatives des agents de surface (y compris leur solubilité dans l'eau) correspondent à des valeurs données du HLB.

Propriété de l'agent tensioactif	HLB _{min}	HLB _{max}
Antimoussant	1,5	3
Emulsifiant eau dans l'huile	3	6
Mouillant	7	9
Emulsifiant huile dans l'eau	8	13
Détergent	13	15
Solubilisant	15	20

Tableau I.1 : Propriétés de l'agent tensioactif en fonction de sa valeur HLB [2].

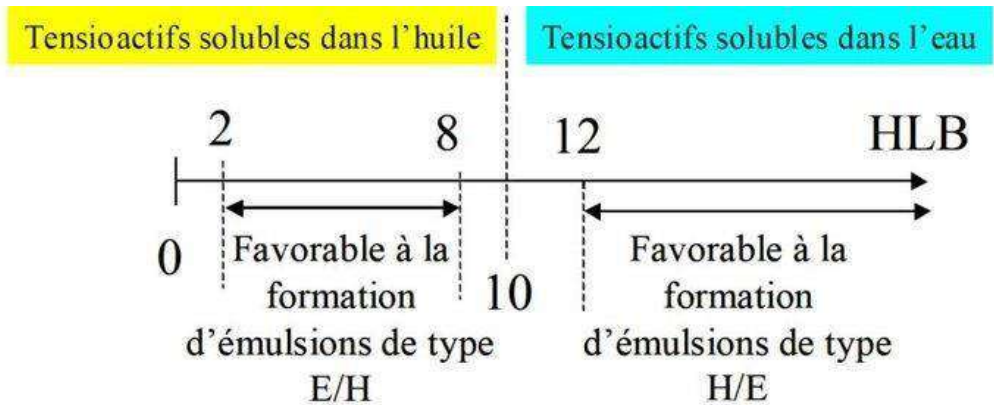


Figure (I-13) : Propriété du tensioactif en fonction de sa HLB (Hydrophilic-Lipophilic Balance) avec E/H émulsion d'eau dans l'huile et H/E émulsion d'huile dans l'eau [28]

I.6.4 Les pouvoirs des tensioactifs [17].

I.6.4.1 Pouvoir mouillant : Les tensioactifs permettent à la solution d'adhérer sur une surface en diminuant la tension superficielle et l'angle de contact liquide/solide, cette propriété permet d'augmenter la surface de contact liquide/solide.

I.6.4.2 Pouvoir dispersant : C'est la propriété que possède un agent de surface de maintenir des particules solides en suspension dans un liquide. Une dispersion désigne en effet le mélange de deux phases non miscibles, l'un étant réparti en fines particules au sein de l'autre.

I.6.4.3 Pouvoir émulsifiant : Le tensioactif permet aux gouttelettes de l'un des deux liquides non miscibles de rester dispersées dans l'autre, en se disposant à l'interface gouttelettes/liquide environnant. Chaque gouttelette entourée de tensioactif forme une micelle.

I.6.4.4 Pouvoir solubilisant : Au-delà de la CMC. Les tensioactifs, en formant des micelles permettent la solubilisation de certaines matière organique, naturellement insolubles dans l'eau (huile, hydrocarbure).

I.6.4.5 Pouvoir moussant : La formation de mousse, dispersion d'un volume important de gaz dans un faible volume de liquide, nécessite la présence d'agents tensioactifs qui s'adsorbent à l'interface eau-air.

I.7 Influence du fluide de forage au milieu poreux

Est causé par différents phénomènes à savoir [3, 26, 27,28] :

I.7.1 Effets mécaniques : Sont directs sans interactions chimiques entre les équipements et le fluide utilisé pour achever les travaux de forage, de complétion ou de stimulation d'un forage.

Parmi ces effets on peut citer :

CHAPITRE I : Les fluides de forage et les tensioactifs

I.7.1.1 Broyage de la roche réservoir : Cette action purement mécanique est de nature à bloquer certains réservoirs. En effet, la pulvérisation de nombreuses particules permet à celles-ci de boucher les pores alors que l'effet de compactage s'y ajoute pour parvenir au blocage.

I.7.1.2 Migration des fines : Il s'agit du mouvement des particules naturelles existant dans le système poreux suite aux forces de cisaillement considérablement élevées appliquées par le filtrat des fluides de forage. Au cours du forage, de la cimentation, de la complétion ou de work-over.

I.7.1.3 Entraînement des solides externes : Ce phénomène est lié à l'invasion des particules qui sont en suspension dans les fluides de forage ou autre fluide pouvant être injecté ou exposé à la matrice des roches autour du puits. Ces particules peuvent être soit des agents alourdissant, des agents réducteurs de filtrat et des solides générés par les débris forés.

I.7.2 Effets chimiques : Lies soit à l'interaction entre les fluides externes et la formation, soit à l'interaction entre les fluides de la formation et ceux externes. Parmi ces effets, on peut citer :

I.7.2.1 Gonflement des argiles : C'est un mécanisme classique de l'endommagement de la formation qui implique l'interaction et l'hydratation des matériaux hydrophiles (ex : la bentonite) par l'eau fraîche ou l'eau à faible salinité. L'expansion de ces argiles peut conduire à une sévère réduction de la perméabilité.

I.7.2.2 Défloculation des argiles : La défloculation des argiles est entraînée par les forces de répulsions électrostatiques. Un choc d'une salinité rapide ou une transition rapide du pH peuvent entraîner la défloculation.

I.7.2.3 Adsorption chimique : Des polymères ou des matériaux alourdissant présents dans les fluides peuvent s'adsorber à la surface de la formation matrice et sur les argiles et, en raison de leur taille importante, conduire à la diminution de la taille des canaux d'écoulement, donc de la perméabilité.

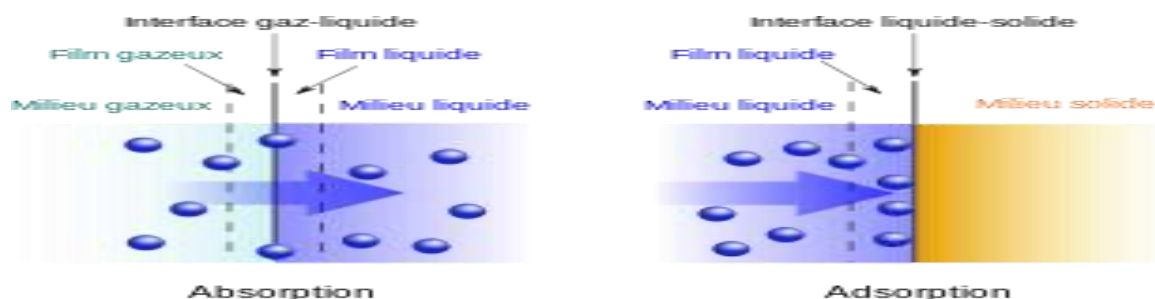


Figure (I-14) : Illustration de deux phénomènes : absorption et adsorption [28].

I.7.2.4 Formation d'émulsions : Les émulsions peuvent se former au cours des opérations de forage. C'est le résultat d'un mélange intime entre deux fluides non miscibles, à savoir ici :

- L'eau du filtrat avec le brut du réservoir ;
- Le filtrat de brut d'une boue à base d'huile avec l'eau de formation.

La caractéristique principale d'une émulsion est sa forte viscosité, ce qui la rend à même de réduire de façon drastique la productivité des puits qui lui est inversement proportionnelle.

I.7.2.5 Water block: Le phénomène de water block peut être défini comme un obstacle au flux des fluides de réservoir provoqués par les forces capillaires dans les pores de la roche et la présence de forte saturation d'eau qui fait diminuer la perméabilité relative aux hydrocarbures.

I.7.2.5 Mauvaise mouillabilité (action des surfactants) : Plusieurs additifs des fluides de forage, en particulier les tensioactifs ont une tendance à s'adsorber sur la roche, la rendant ainsi mouillable par l'huile dans la région du réservoir ou ils s'infiltrèrent, ce qui entraîne une diminution de la perméabilité relative à l'huile donc une diminution de la productivité.

I.8 Évaluation de l'influence du fluide de forage : La connaissance des caractéristiques pétrophysiques, minéralogiques et pétrographiques de la roche réservoir a une importance capitale pour l'étude [26].

I.8.1 Effet de Skin : La différence de qualité de la liaison couche-trou entre les hypothèses de base (puits idéal sans altération de la perméabilité) et la réalité à laquelle on aboutit, traduit la présence d'un certain nombre de perturbation. Celles-ci sont groupées sous le terme de **effet de skin S**, ou effet de paroi car se trouvant aux abords du puits.

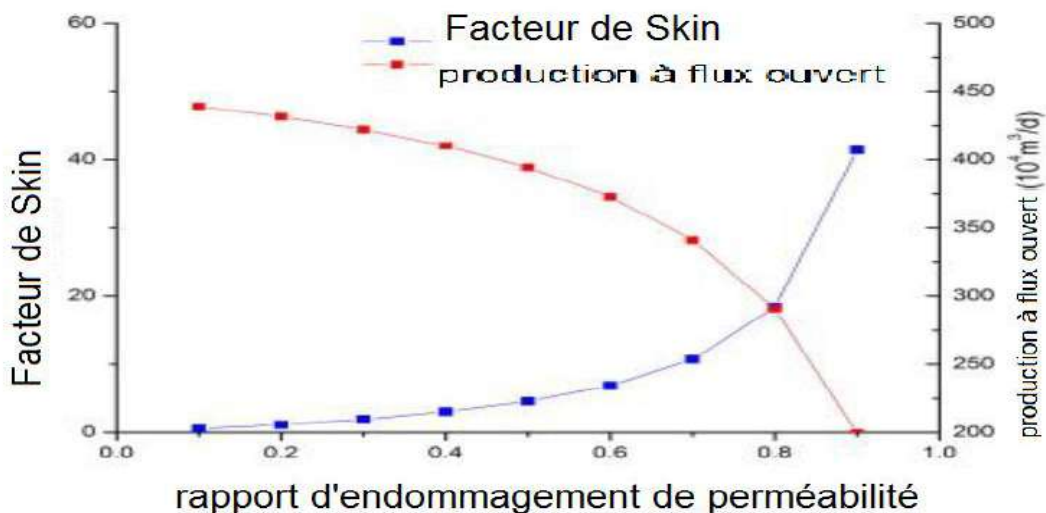


Figure (I-15) : Relation entre le skin S et la production du puits [32].

I.8.2 Indice de variation de perméabilité : L'indice de variation de perméabilité (PVI, Permeability Variation Index) exprime le changement de la perméabilité de la formation par l'endommagement situé aux abords de puits.

I.8.3 Taux d'endommagement : Le taux d'endommagement exprime le changement de débit suite à l'endommagement. (DR, Damage Ratio).

I.8.4 Water cut : le water-cut par définition est le rapport entre le débit d'eau et la somme des débits d'eau et d'huile. Il joue un rôle néfaste dans la production car il fait augmenter la densité de l'effluent, donc la colonne de production s'alourdit, ce qui nous oblige à injecter une grande quantité de gaz.

Ce problème est causé par l'hétérogénéité de la perméabilité du réservoir qui permet à l'huile de se déplacer à des différentes vitesses, ce qui donne à l'eau la possibilité d'arriver au puits en même temps que l'huile.

C'est un sérieux problème car les réserves sont en diminution et leurs volumes produits sont remplacés par des volumes d'eau, donc la quantité d'eau dans le réservoir va augmenter avec le temps, et au fur et à mesure que le débit d'eau augmente le pourcentage du water cut sur puits augmente.



CHAPITRE II

L'altération de la mouillabilité

II.1. Caractéristiques des écoulements en milieux poreux :

Le milieu poreux a une structure composée d'une matrice solide considérée continue et d'un réseau de pores. Les écoulements y prenant place peuvent être monophasiques ou polyphasiques. Ces écoulements sont donc gouvernés par les forces adhésives (interface fluides-solide) et les forces cohésives (interfaces fluides-fluides). Dans le cas d'écoulements polyphasiques, la présence de chaque phase « i » dans le milieu poreux est caractérisée par sa saturation(S).

L'écoulement de chaque phase « i » est caractérisé par sa perméabilité relative. Les interactions aux interfaces entre les phases sont caractérisées par les tensions interfaciales, les pressions capillaires et le mouillage [18].

II.1.1.Porosité :

Considérons un échantillon de roche. Son volume apparent, ou volume total V_T , est constitué d'un volume solide V_S et d'un volume de pores V_p . On appelle porosité ϕ :

$$\phi = \frac{V_{\text{pores}}}{V_{\text{Total}}} \quad (\text{II.1}) \quad \text{Exprimée en \% avec } V_{\text{total}} = V_{\text{solide}} + V_{\text{pore}} \quad (\text{II.2})$$

La porosité, qui intéresse le spécialiste gisement, est celle qui permet la circulation des fluides se trouvant dans les pores. C'est la porosité utile ϕ_u qui correspond aux pores reliés entre eux et avec l'extérieur.

On définit aussi la porosité totale ϕ_t , correspondant à tous les pores, reliés ou non entre eux, et la porosité résiduelle ϕ_r qui ne tient compte que des pores isolés (Figure II.1)

$$\phi_t = \phi_u + \phi_r \quad (\text{II.3})$$

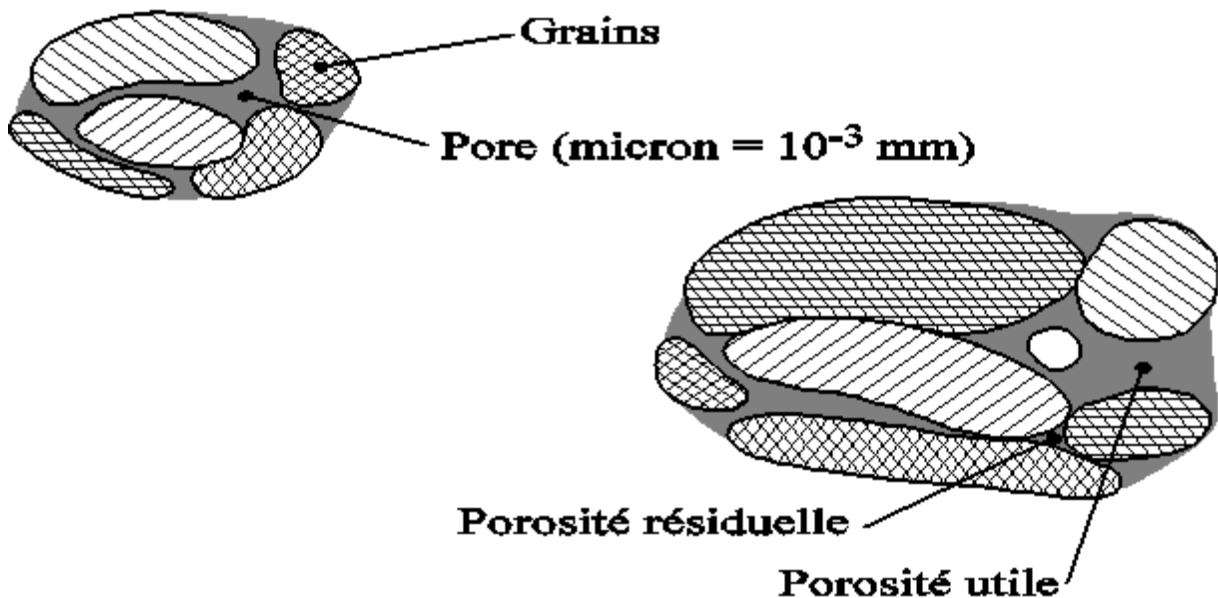


Figure (II.1):Milieu poreux [21].

La porosité utile des roches varie entre $> 1 \%$ et $< 40 \%$.

On dit souvent que la porosité est :

- ✚ faible si $\phi < 5 \%$,
- ✚ médiocre si $5 \% < \phi < 10 \%$,
- ✚ moyenne si $10 \% < \phi < 20 \%$,
- ✚ bonne si $20 \% < \phi < 30 \%$,
- ✚ excellente si $\phi > 30 \%$.

On distingue entre la porosité intergranulaire, la porosité de dissolution (par exemple pour les calcaires) et la porosité de fissures pour les roches fissurées, la porosité des fissures rapportée au volume de roche est souvent très inférieure à 1% .

De façon générale, la porosité est une fonction décroissante de la profondeur. [21].

II.1.2. Perméabilité :

Elle est caractérisée par l'aptitude à l'écoulement des fluides à travers les pores interconnectés d'un réservoir supposé isotrope.

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 l'aire A d'un échantillon de longueur L , à la perte de charge ΔP nécessaire à cet écoulement. On a alors la loi de Darcy en écoulement linéaire (Figure II.2) [20].

$$Q = A \cdot \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dx} \quad (\text{II.4})$$

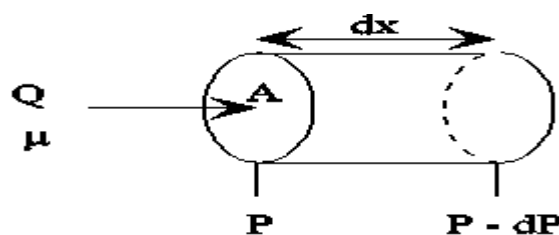


Figure (II.2) : Loi de Darcy pour un liquide en écoulement linéaire [21].

Les conditions d'applications de la loi de darcy : écoulement unidimensionnelle laminaire, un seul fluide incompressible, continuité, isotropie, milieux poreux et perméable et saturé .Si l'échantillon est entièrement saturé par un fluide monophasique utilisé pour mesurer la perméabilité, celle-ci est appelée **perméabilité absolue** K_{abs} et n'est pas fonction du fluide. Si, par contre, la saturation de l'échantillon résulte de plusieurs phases fluides, la perméabilité à l'un de ces fluides est appelée **perméabilité effective** K_{eff} . Elle est alors inférieure à la perméabilité

absolue et varie selon les variations de saturation de ce fluide. On obtient expérimentalement le rapport de la perméabilité effective à la perméabilité absolue pour une saturation donnée : c'est la **perméabilité relative K_r** [21].

II.1.3. Saturation :

Dans le volume de pores V_p se trouvent un volume V_w d'eau, un volume V_o d'huile et un volume V_g de gaz ($V_w + V_o + V_g = V_p$). (II.5)

Les saturations en huile, eau et gaz sont :

$$S_w = \frac{V_w}{V_p}, \text{ (II.6)} \quad S_o = \frac{V_o}{V_p}, \text{ (II.6)} \quad S_g = \frac{V_g}{V_p}, \text{ (II.7)} \quad \ll \text{ exprimés en pourcents} \gg$$

$$\text{Avec } S_w + S_o + S_g = 100 \%. \text{ (II.8)}$$

La connaissance des volumes d'huile et de gaz en place dans un gisement nécessite la connaissance des saturations en tout point, ou au moins une approche satisfaisante [21].

II.2. Les phénomènes capillaires :

La surface qui sépare deux phases homogènes non-miscibles dans un pore est couramment appelée interface (figure II.3).

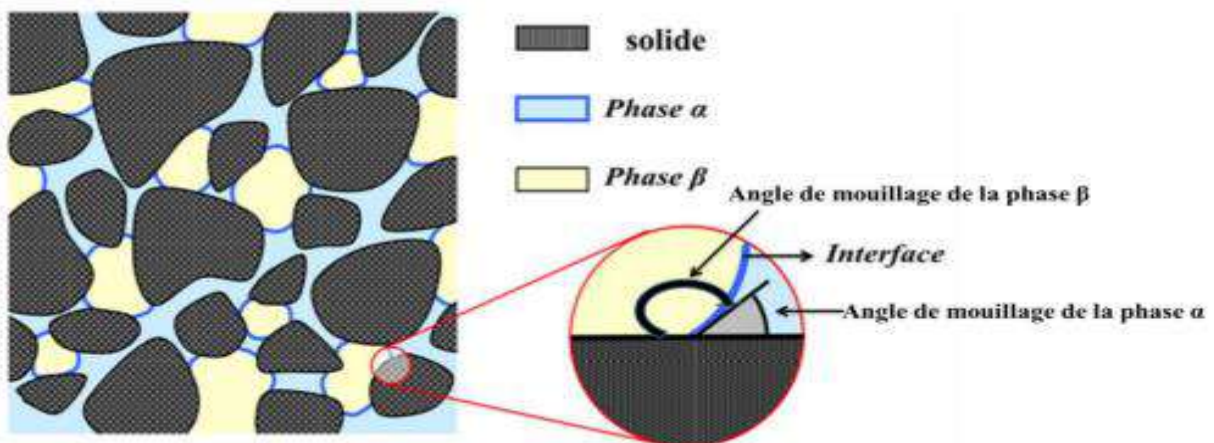


Figure (II.3) : Equilibre entre deux fluides non-miscibles α et β dans un milieu poreux Cette surface est considérée d'épaisseur nulle par le modèle de Gibbs (Gibbs, 1931) [18].

II.2.1. Tension interfaciale:

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

$$\sigma_{\alpha\beta} = \left(\frac{\partial G}{\partial A_{\alpha\beta}} \right)_{T,P,n} \quad (II.9)$$

Où P = pression, T = température, n = nombre de moles et $\sigma_{\alpha\beta}$ est la tension interfaciale entre les phases α et β . Elle dépend essentiellement de la nature des fluides [18].

II.2.2. Notion de mouillage :

Considérons deux phases o (huiles) et w (eau) en contact avec une surface solide (s). L'effet de mouillage est caractérisé par l'angle de contact θ_c (figure II.4) formé par l'interface entre les phases (o et w) avec la surface solide. [18].

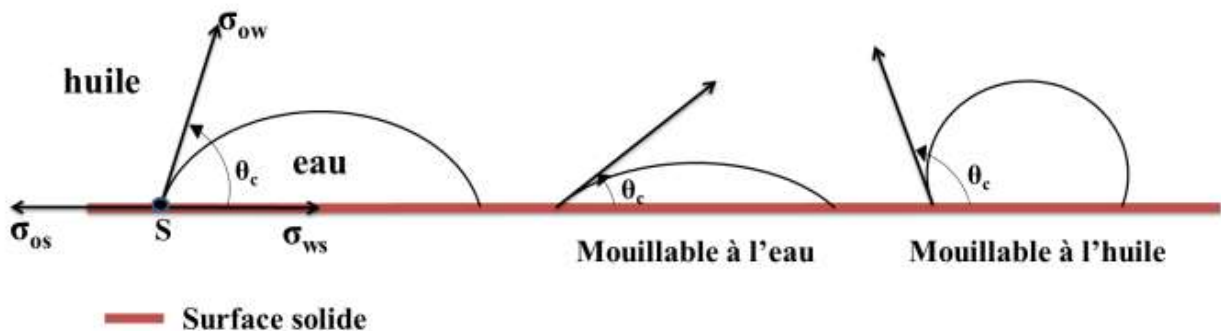
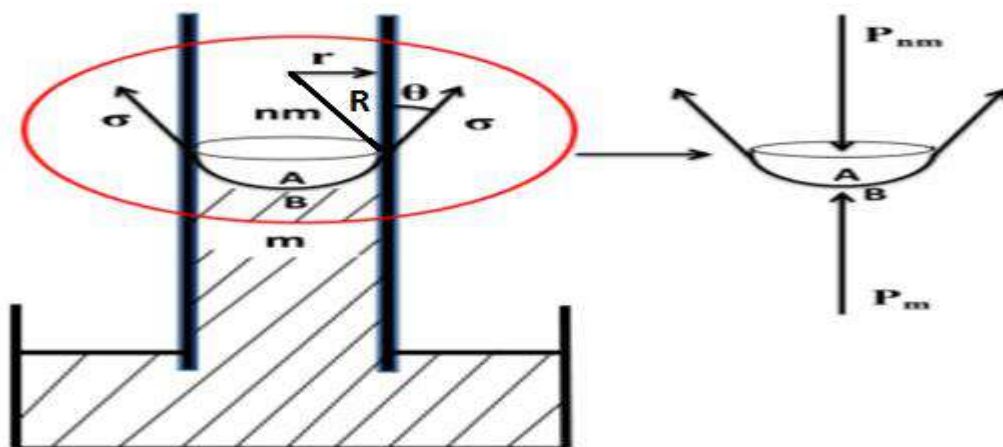


Figure (II.4) : Illustration de la notion de mouillage et d'angle de contact [18].

II.2.3. Pression capillaire :

On appelle pression capillaire P_c la différence de pression existant entre deux points infiniment voisins situés de part et d'autre de l'interface de contact entre deux fluides non miscibles. Considérons un tube capillaire de rayon r et deux fluides non-miscibles « nm » (non mouillant) et « m » (mouillant) séparés par l'interface de contact (figure II.5). R étant le rayon de courbure de l'interface, on a :

$$r = R \cdot \cos \theta \quad (II.10)$$



Figure(II.5): Illustration de la pression capillaire dans un tube capillaire [18].

L'équation de Laplace appliquée à l'interface de contact aux points infiniment voisins A et B devient [18] :

$$P_c = (P_{nm} - P_m) = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{r} \quad (\text{II.11})$$

II.3. La mouillabilité des réservoirs :

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 [18].

II.3.1. Les différentes mouillabilités des réservoirs:

II.3.1.1. Mouillabilité franche à une phase (à l'eau ou à l'huile) :

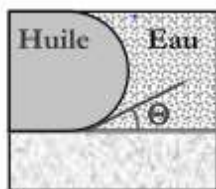
C'est la forte préférence d'attraction d'une phase sur les surfaces solides en dépit des autres phases. Les roches de réservoirs sont considérées de mouillabilité franche à l'eau avant la migration d'hydrocarbures. Toutes les parois sont dès lors tapissées de films d'eau [18].

II.3.1.2. Mouillabilité intermédiaire :

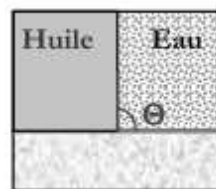
C'est le cas où l'attraction des phases en présence est relativement identique pour la surface solide. Elle correspond à des angles de contact proches de 90° entre les fluides et la surface solide [18].

II.3.1.3. Mouillabilité hétérogène, fractionnaire ou dalmatienne :

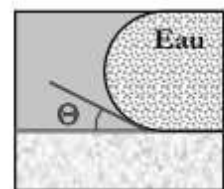
On parle de ce type de mouillabilité lorsque certaines parties de la roche réservoir où des molécules d'huile se sont fortement adsorbées sont devenues mouillables à l'huile tandis que les autres sont restées mouillables à l'eau [21].



Mouillabilité à l'eau



Mouillabilité intermédiaire



Mouillabilité à l'huile

Figure (II.6) : Caractérisation de la mouillabilité d'une surface solide [32].

II.3.2. L'altération de la mouillabilité :

Les roches réservoirs étant initialement fortement mouillables à l'eau voient leur mouillabilité s'altérer lors de la migration des hydrocarbures et de leur vieillissement. Le degré de cette altération va dépendre de [18,23] :

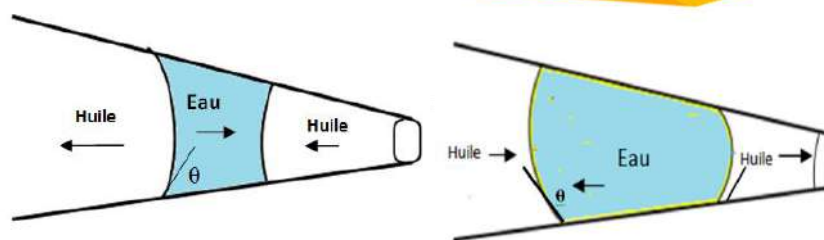


Figure (II.7) : Phénomène d'altération de la mouillabilité dans les roches réservoirs.

II.3.2.1 L'huile brute et ses composants polaires :

Le pétrole brut est constitué de quatre familles de composants : les hydrocarbures saturés, les composés aromatiques, les résines et les asphaltènes. Les asphaltènes constituent la fraction la plus polaire et la plus lourde des bruts. Ils sont responsables de l'altération de la mouillabilité dans les réservoirs pétroliers, de part leur capacité à flocculer et à s'adsorber sur les surfaces minérales.

II.3.2.2 De la minéralogie de la surface solide :

La composition minéralogique des surfaces solides du milieu poreux a une importance capitale dans les processus d'échanges ioniques et d'adsorption des fluides sur ces dernières. Toutes les roches calcaires montrent un caractère plutôt très mouillable à l'huile après altération de mouillabilité à l'huile brute, tandis que les grès de réservoirs sont plus ou moins de mouillabilité intermédiaire dans les mêmes conditions d'altération.

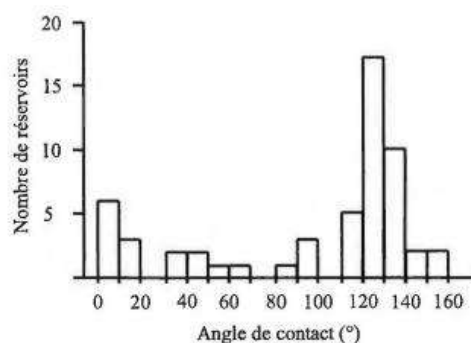


Figure (II.8) : Distribution de la mouillabilité selon l'angle de contact mesuré sur des surfaces minérales planes à partir de fluides provenant de 55 réservoirs différents (d'après Morrow, 1976) [33].

II.3.2.3 Des conditions de température et de pression :

La pression joue un rôle important sur la stabilité des films aqueux, ces derniers sont contrôlée par la pression au niveau des interfaces huile/saumure et saumure/minéral. La continuité du film aqueux dépend dès lors de cette pression et peut-être rompue permettant ainsi aux composés de l'huile brute d'entrer directement en contact avec la surface du pore et ainsi de s'adsorber plus facilement et d'altérer la mouillabilité.

Plusieurs études ont montré que la solubilité des asphaltènes augmente avec la température. Elle joue un rôle dans la cinétique d'adsorption des asphaltènes sur les minéraux. Autres études

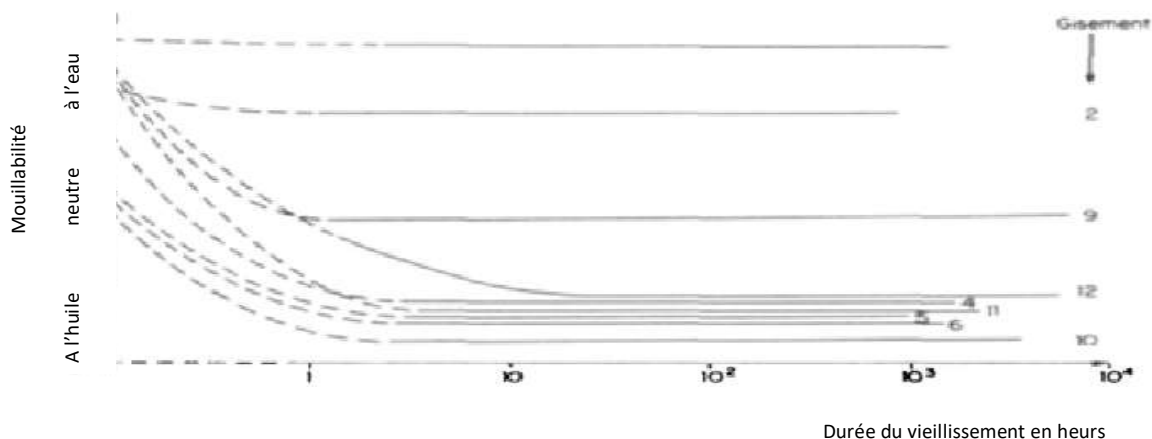
ont montré que l'élévation de la température favorise l'altération de mouillabilité vers une mouillabilité à l'huile.



Figure (II.9) : Cellule d'Amott dans la température ambiante et température élevée [34].

II.3.2.4. Du temps de vieillissement des fluides dans le réservoir :

Morrow et Al. (1998) ont mis en évidence l'évolution de l'altération de mouillabilité en fonction du temps. Les auteurs ont observé une récupération d'huile en imbibition spontanée de saumure qui diminuait pour des temps de vieillissement plus long. Le déplacement de l'huile brute par capillarité devient donc moins important à cause de l'adsorption de ses composants sur les surfaces solides[38].



Figure(II.10) : Evolution de la différence des indices de mouillabilité, en fonction de la durée du vieillissement des systèmes roches-fluides en conditions de réservoir, dans le cas de neuf réservoirs [35].

II.4. Influence de la mouillabilité des écoulements en milieux poreux :

II.4.1. Effet de la mouillabilité sur la répartition des phases dans un écoulement diphasique :

Différentes études rapportées par [Elmkies, 2001] montrent l'influence de la mouillabilité sur le piégeage des phases lors d'un écoulement immiscible diphasique. Lors d'un drainage d'huile dans un milieu mouillable à l'eau, l'eau piégée occupe les pores de plus petite taille car l'huile ne peut accéder à ces pores. Lors d'une imbibition sur le même milieu, l'huile résiduelle réside dans les pores de plus grande taille.

Dans le cas d'une mouillabilité à l'huile, les répartitions de l'huile et de l'eau sont inversées. Dans le cas d'un milieu de mouillabilité intermédiaire, l'eau irrédistribuable et l'huile résiduelle occupent un ensemble de pores de différentes tailles [21].

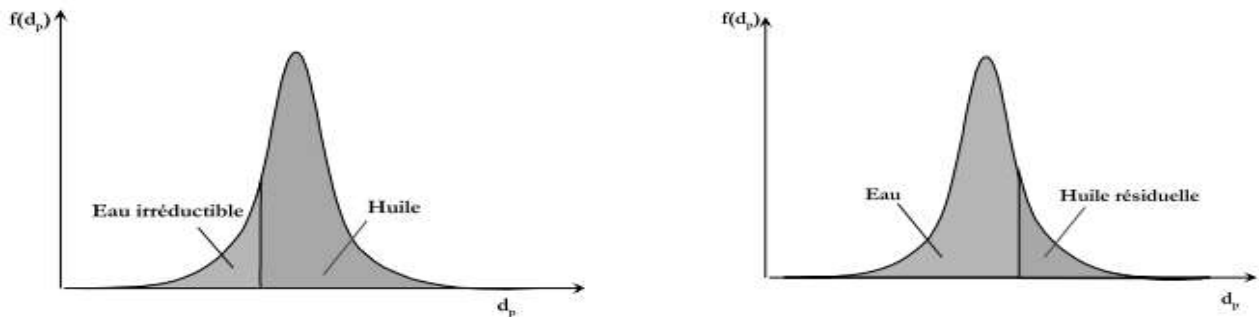


Figure (II.11) : Répartition en taille de pores de l'eau irrédistribuable et de l'huile résiduelle dans le cas d'un milieu mouillable à l'eau [32].

II.4.2 Influence de la mouillabilité sur la perméabilité relative :

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. Quand on passe d'un milieu de mouillabilité franche à l'eau à un milieu de mouillabilité à l'huile, la perméabilité relative à l'huile décroît pour une même saturation tandis que celle à l'eau augmente [18].

II.5. Test Amott-IFP :

Il existe dans la littérature, plusieurs façons d'évaluer la mouillabilité. Soit par des tests microscopiques basés sur la mesure des tensions interfaciales ou de l'angle de mouillage pour les fluides et roche considérés, soit par des tests macroscopiques. Il existe des tests de centrifugation et des tests en déplacement (test Amott-IFP), celui qui a été retenu ici.

Le test Amott-IFP consiste à comparer les quantités de fluides récupérées par imbibition spontanée et par injection forcée, d'une avec de l'eau et d'autre part avec de l'huile.

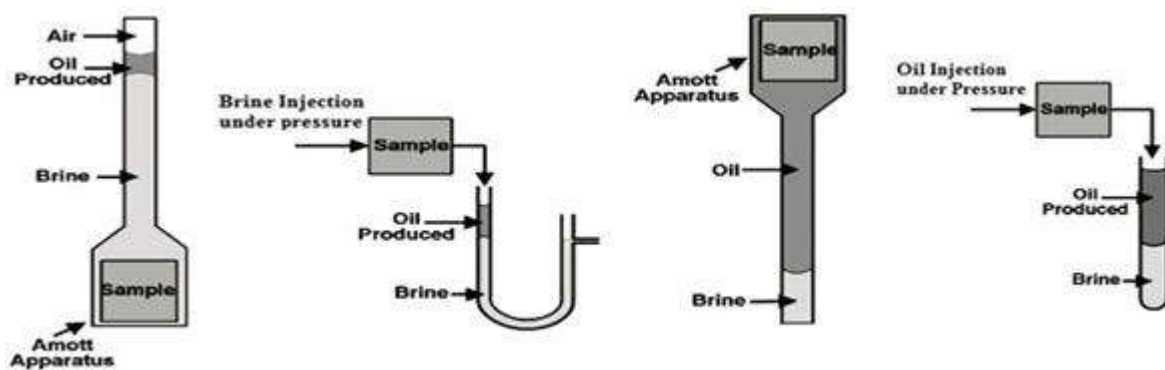


Figure (II.12) : Test d'Amott et installation d'étude de l'altération de la mouillabilité [37].

II.5.1. 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 irréductible. L'huile en place est ensuite remplacée par déplacement miscible par une huile moins visqueuse.

La procédure expérimentale du test est la suivante [24] :

- ✚ Imbibition spontanée en saumure et mesure du volume d'huile déplacée V_1 ;
- ✚ Déplacement forcé par la saumure et mesure du volume d'huile déplacée V_2 ;
- ✚ Imbibition spontanée en huile et mesure du volume de saumure déplacée V_3 ;
- ✚ Déplacement forcé par l'huile et mesure du volume de saumure déplacée V_4 .

Les déplacements forcés sont effectués aux mêmes débits.

De ces mesures, sont déduits les indices suivants :

- ✚ Un indice de mouillabilité à l'eau I_W :

$$I_W = V_1 / (V_1 + V_2) \quad (\text{II.12})$$

- ✚ Un indice de mouillabilité à l'huile I_O :

$$I_O = V_3 / (V_3 + V_4) \quad (\text{II.13})$$

- ✚ Un indice global de mouillabilité WI de la roche :

$$WI = I_W - I_O \quad (\text{II.14})$$

II.5.2. 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. 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 [25].

Tableau (II.1) : La mouillabilité en fonction de l'indice d'Amott [25].

WI	-1	-0.3	-0.1	0	0.1	0.3	1
Indice de mouillabilité	Franche à l'huile	Intermédiaire				Légère à l'eau	Franche à l'eau
		Légère à l'huile	Neutre				



CHAPITRE III

Géologie de la zone d'étude



Figure III-1 CPF HBNS [30].

III-1 HISTORIQUE SUR LE CHAMP DE HASSI BERKINE ET LE GROUPEMENT BERKINE [30] :

Le champ de Hassi Berkine a été découvert en février 1994 et le groupement a été créé en 1998 en tant qu'organisme d'opération conjointe par Sonatrach, l'Entreprise Pétrolière et Gazière Nationale Algérienne, et Anadarko Petroleum Corporation qui est l'une des premières Compagnies indépendantes d'exploration et de production de pétrole et de gaz dans le monde.

Le groupement Berkine est chargé de gérer l'ensemble des activités de l'association Sonatrach/Anadarko sur les blocs 404 et 208 dans le désert du Sahara algérien. Le forage a commencé en 1993. La profondeur maximum de 3440 mètres a été atteinte le 1er janvier 1994. L'objectif principal était les grès du Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI) qui s'étaient avérés productifs dans les puits. Le réservoir TAGI dans le puits HBN-1 consiste en deux couches de grès ayant une épaisseur totale de 23m. Trois carottes de 27m ont été coupées dans ce puits, les résultats du test et les indices trouvés dans les carottes indiquent tous que le réservoir pénètre est complètement dans la colonne d'hydrocarbures. La porosité moyenne des zones déterminées par l'analyse conventionnelle des échantillons de carotte était d'à peu près 19%. La moyenne des perméabilités de carottes était de 552 md.

Le test de puits a été effectué dans le TAGI à travers des intervalles perforés de 3238-3248m et 3255-3272m. Le débit obtenu est de 4.900 bbl/d et 6.3 MMCF avec une duse de 3/4" de diamètres et une pression de 1330 lbs/in².

CHAPITRE III :GEOLOGIE DE LA ZONE D'ETUDE

Le Groupement Berkine (Association Sonatrach/Anadarko) a foré et complété plus de 300 puits dans les blocs 404 et 208. Les champs dans les blocs 404 et 208 sont actuellement en production, la quantité produite dépasse les 220.000 b/d d'huile (HBNS et EL MERK) et une certaine quantité de condensat (environ de 25000 bbl). Le bloc 404 inclut six champs actuellement en production, à savoir : HBN, HBNS, HBNSE, RBK, QBN, BKNE et BKE. Tous les champs produisent à partir du TAGI (trias Argileux gréseux inférieur). La récupération de l'huile est accélérée et maximisée par l'injection de l'eau et le gaz. Tous les puits de développement (producteurs et injecteurs) sont verticaux. Seulement les grès supérieurs et moyen du TAGI contiennent de l'huile, ils possèdent une épaisseur totale à voisinant des 100m et l'épaisseur utile s'étend de 18 à 40m.

La qualité du réservoir est bonne avec des porosités de 14-18% et une perméabilité échangeante de 400 à 700 md.

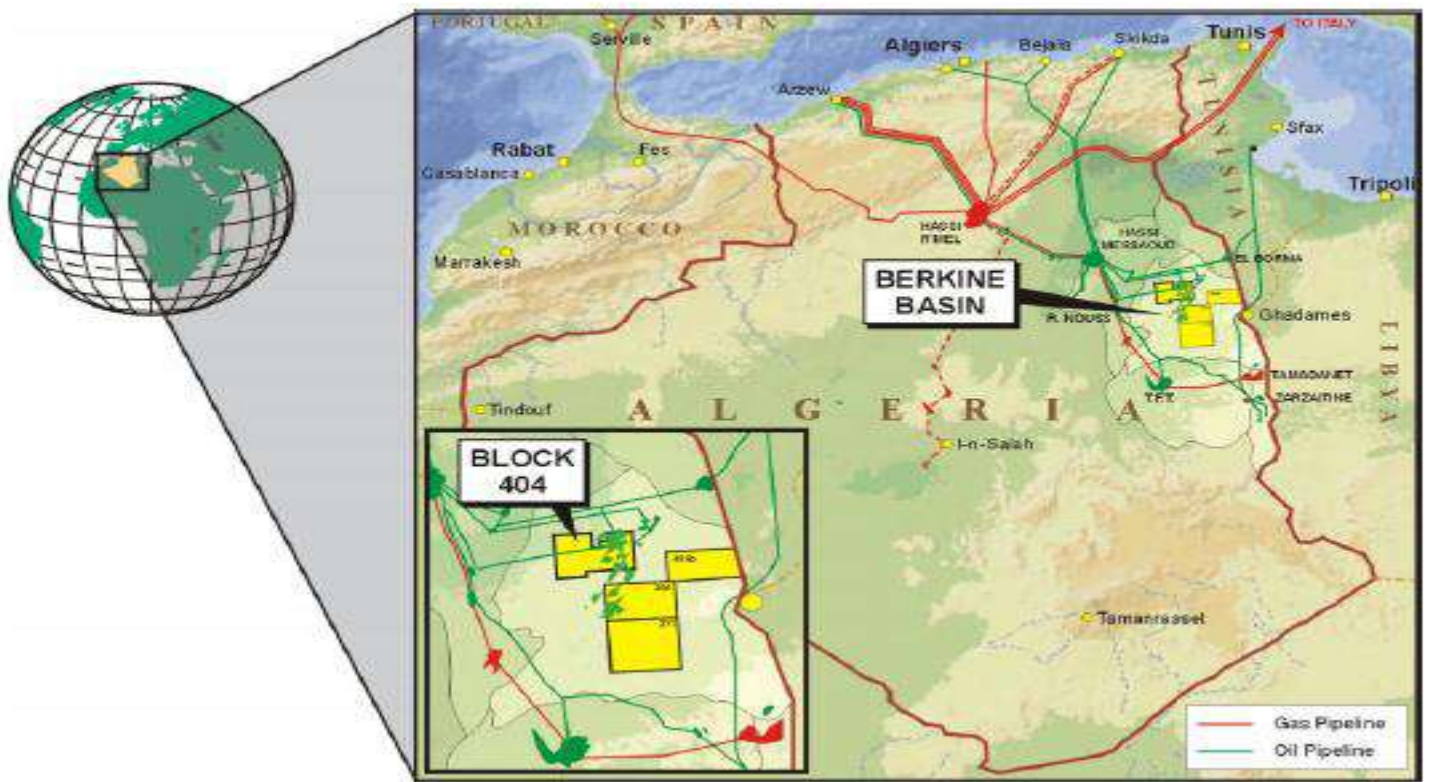


Figure III-2 : Emplacement du champ[30].

III-2 SITUATION GEOGRAPHIQUE: Le bassin de Berkine se présente comme étant un grand bassin intracartonique situé au nord de l'Afrique et constitue la partie occidentale d'un plus grand bassin (celui de Ghadamès) qui se prolonge vers la Libye et au sud de la Tunisie.

La partie Algérienne est limitée par :

- ✚ Les frontières Tunisienne et Libyenne à l'est,
- ✚ Le bassin d'Illizi au sud,

CHAPITRE III :GEOLOGIE DE LA ZONE D'ETUDE

- ✚ Le dôme de Dahar au nord,
- ✚ Hassi Messaoud à l'ouest.

Le Groupement Sonatrach/Anadarko possède actuellement deux blocs en Algérie(bloc404, bloc208), qui sont actuellement en exploitation, la surface d'exploration estd'environ 5.5 millions d'âcres, jusqu'ici le Groupement a trouvé approximativement 2.8milliards de barils de réserves récupérables de huile.[30].

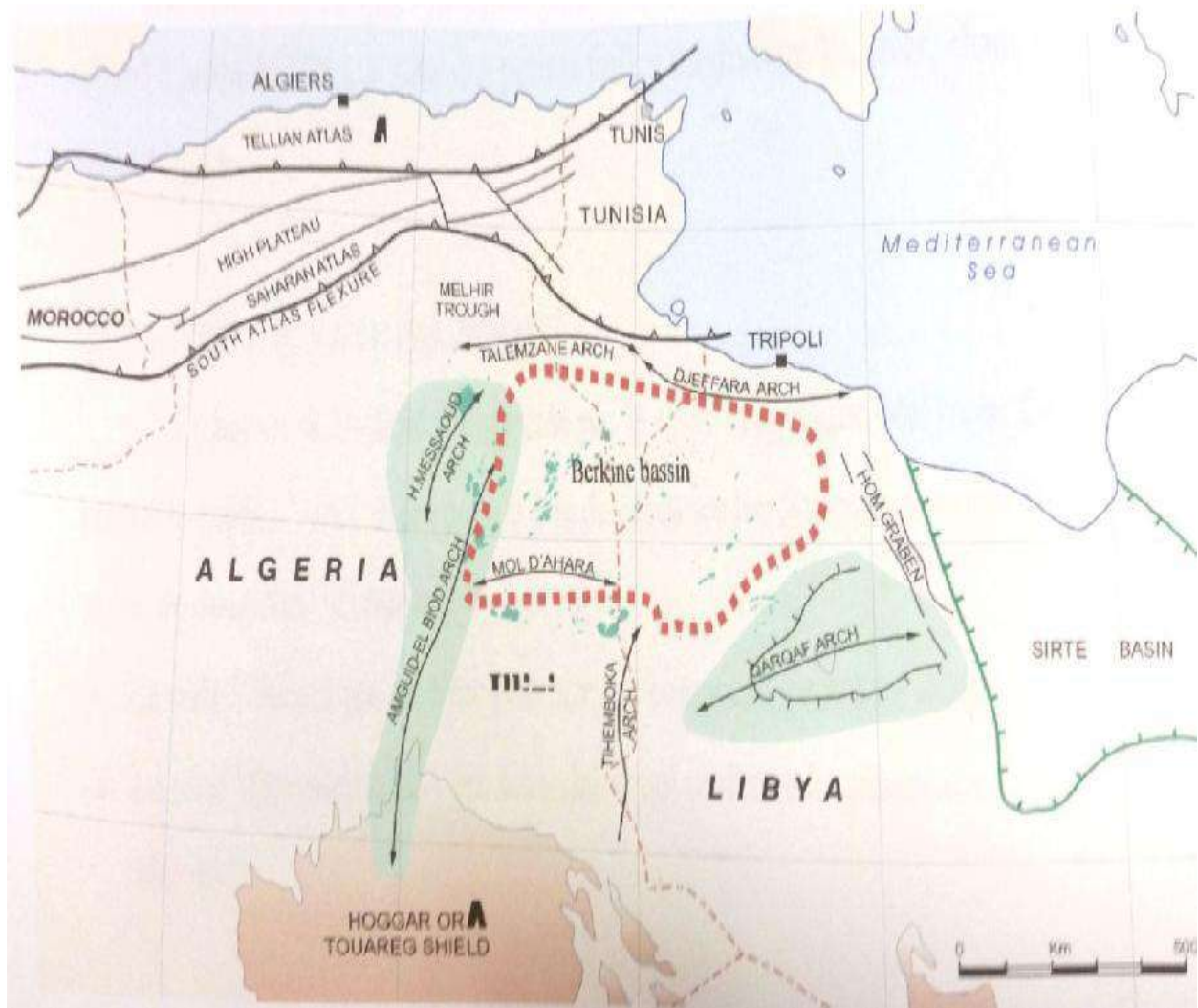


Figure III-3 : bassin de berkine[30].

Le puits destiné à notre étude fait partie du bloc404, ce dernier est situé à 240 km au Sud-Est de Hassi Messaoud, et approximativement 1000 km d'Alger.

Le champ HBNS est situé à 1100 Km d'Alger, 300Km au Sud-est de Hassi Messaoud, à 114Km de la frontière tunisienne et à 160Km de la frontière libyenne. [30].

Position de HBNS par rapport aux autres régions :

- L'organisation Ourhoud est située à 50 Km au Sud-ouest.
- BRN est située à 60 Km au Nord-est.
- CEPSA est située à 50 Km au Sud-est.

CHAPITRE III :GEOLOGIE DE LA ZONE D'ETUDE

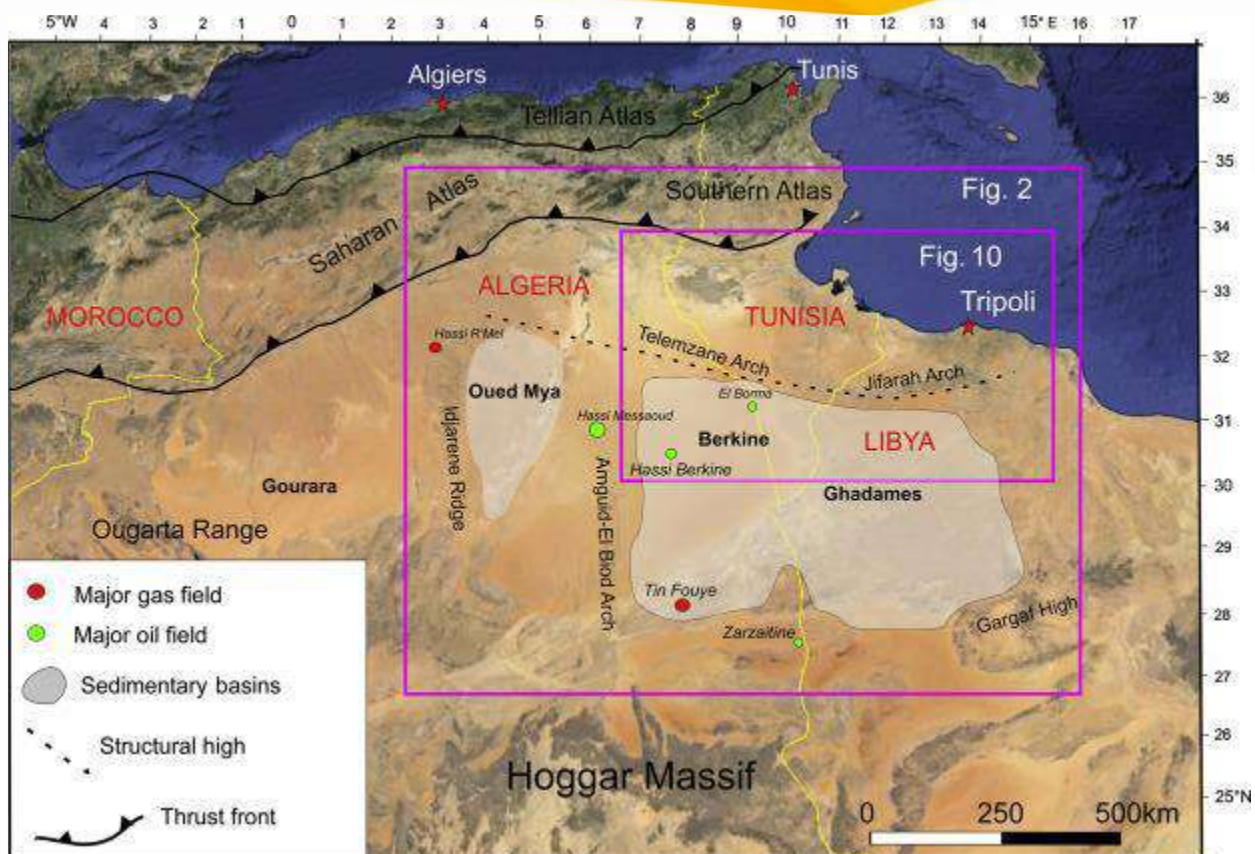


Figure III-4 : vue de satellite du champ hassi-berkine [30].

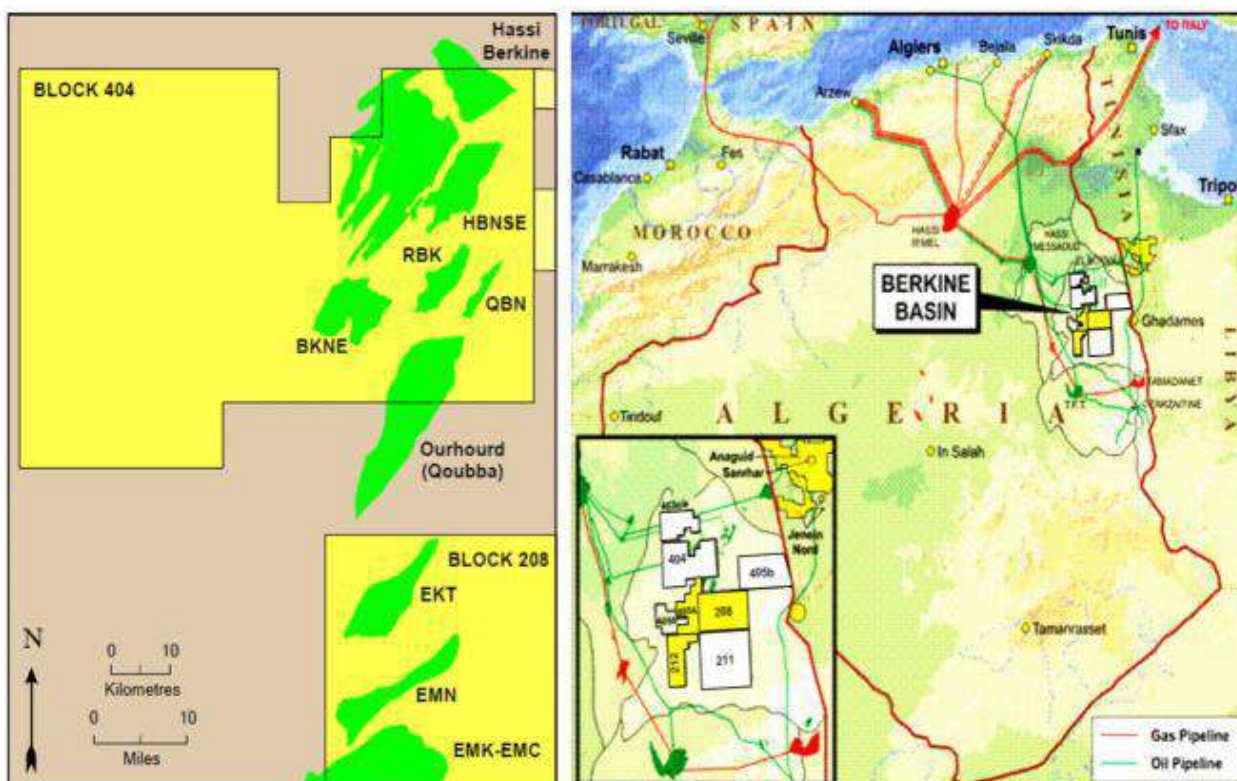


Figure III-5 : blocs (404-208)[30].

III-3 Aspect géologique [30] :

A. Aspect structurel du gisement :

Le mécanisme principal de piégeage dans le bloc 404 est structural. Le gisement est d'âge triasique, sa profondeur moyenne est d'environ 3000 m. Il possède une structure anticlinale asymétrique au relief très peu prononcé et un réseau de failles orientées SO/NE. Le bloc 404 a été soumis à plusieurs accidents structuraux créant un ensemble de failles dont les principales sont des failles normales, de même direction, leur rejet peut atteindre jusqu'à 200m, de plus des petites tailles subdivisent les divers champs en série de petit blocs.

✚ ASPECT STRATIGRAPHIQUE

Le bassin BERKINE fut affecté par le cycle orogénique hercynien. Ce dernier a permis le dépôt d'une surface érodée dite discordance hercynienne, séparent ainsi deux ères différentes :

- la série paléozoïque, de l'ère primaire qui comprend les roches mères.
- la série mésozoïque, de l'ère secondaire, qui renferme les principaux réservoirs du bloc 404

✚ SUBDIVISION GÉOLOGIQUE DU RÉSERVOIR

L'horizon producteur est constitué par les grès du TAGI, d'âge triasique. Ces grès continentaux ont été déposés par un système fluvio-deltaïque dans une large vallée, située le long du système de faille Pan -Africain. L'épaisseur totale du TAGI varie de 88 à 108m. La hauteur utile définie par une porosité, tirée de la diagraphe densité >10% et un cut-off en rayons gamma de 90°API, varie de 17 à 59m parmi les puits existants.

Les trois unités stratigraphiques principales ont été corrélées avec les sept puits disponibles et décomposées en onze couches dont les caractéristiques réservoirs ont été établies à l'aide des diagraphies et des mesures sur carottes. Pour chaque couche, les cartes isopaques des hauteurs totales, des hauteurs utiles ainsi que des porosités et des perméabilités ont été établies et introduites dans le simulateur afin de déterminer l'accumulation d'huile en place et d'optimiser le plan de développement du gisement.

B. Formation TAGI :

Cette formation a résulté d'une déposition des matériaux silicate composés essentiellement des dépôts fluviaux, l'épaisseur totale du TAGI augmente selon la direction N-O vers S-E allant de 80 jusqu'à 115 mètres. Le TAGI de Berkine est divisé en trois unités principales (couches),

B-1 Le TAGI inférieur (Lower TAGI) : Le TAGI inférieur à environ 32-58 mètres d'épaisseur et est classé du bas vers le haut à travers un complexe de faciès associés et déposés dans un environnement aride, incluant : tubes provisoires en tresses, dépôts lenticulaires à faible énergie, dépôts éoliens, dépôts marginaux et sur pilotis, plaines d'inondation et dépôts distaux de méandres en forme de cloche. L'orientation des dépôts de l'intervalle complet du TAGI inférieur

donne un trend SO-NE et s'épaissit vers le SE. Ce niveau est formé par les sédiments qui se sont formés sur la discordance Hercynienne. Au-dessus du contact huile/eau, les grés de la base et du sommet du TAGI inférieur sont caractérisés par des propriétés réservoir de bonne qualité. Cependant leur étendue latérale dépend des faciès rencontrés c.-à-d. de l'environnement de dépôt.

B-2 Le TAGI moyen (Middle TAGI) : L'épaisseur utile du TAGI moyen varie entre 10 et 30 mètres et se compose essentiellement de grés. Les grés montrent deux trends de granulométrie l'une fine et l'autre à grains grossiers homogènes. En général, l'unité réservoir a une direction N-S le long du champ. La qualité du réservoir est excellente et le coefficient H_u/H_t (hauteur nette/hauteur totale) est partout très élevé.

Les environnements de dépôts interprétés incluent des cours d'eau à méandres de forte et faible sinuosité, des cours d'eau en tresses, des plaines d'inondation fluviales et des nappes de sable éoliennes. Ces dépôts sont la preuve d'un épisode correspondant à un transport de sable important et d'un dépôt par de grands cours d'eau. Des strates éoliennes moins importantes existent aussi.

B-3 Le TAGI supérieur (Upper TAGI) : Le TAGI supérieur montre une distribution de l'épaisseur totale qui est essentiellement le contraire du TAGI intermédiaire, c.-à-d. où le TAGI intermédiaire est fin, Deux axes de dépôts sont définis à l'Ouest et à l'Est du champ. Il en résulte que les niveaux du TAGI supérieur ont des directions de dépôts multiples au sein de l'unité, avec des changements de faciès latéraux très variables. Cette unité représente le dernier stade de dépôt du TAGI avant d'être recouvert par le trias Carbonaté. Cette période de dépôt commence avec une énergie fluviale élevée qui diminue à la fin du TAGI. Des failles contemporaines pourraient influencer l'épaisseur de l'intervalle supérieur est épais. Il s'épaissit en allant vers S-O et vers N-E de 27 à 42 mètres.

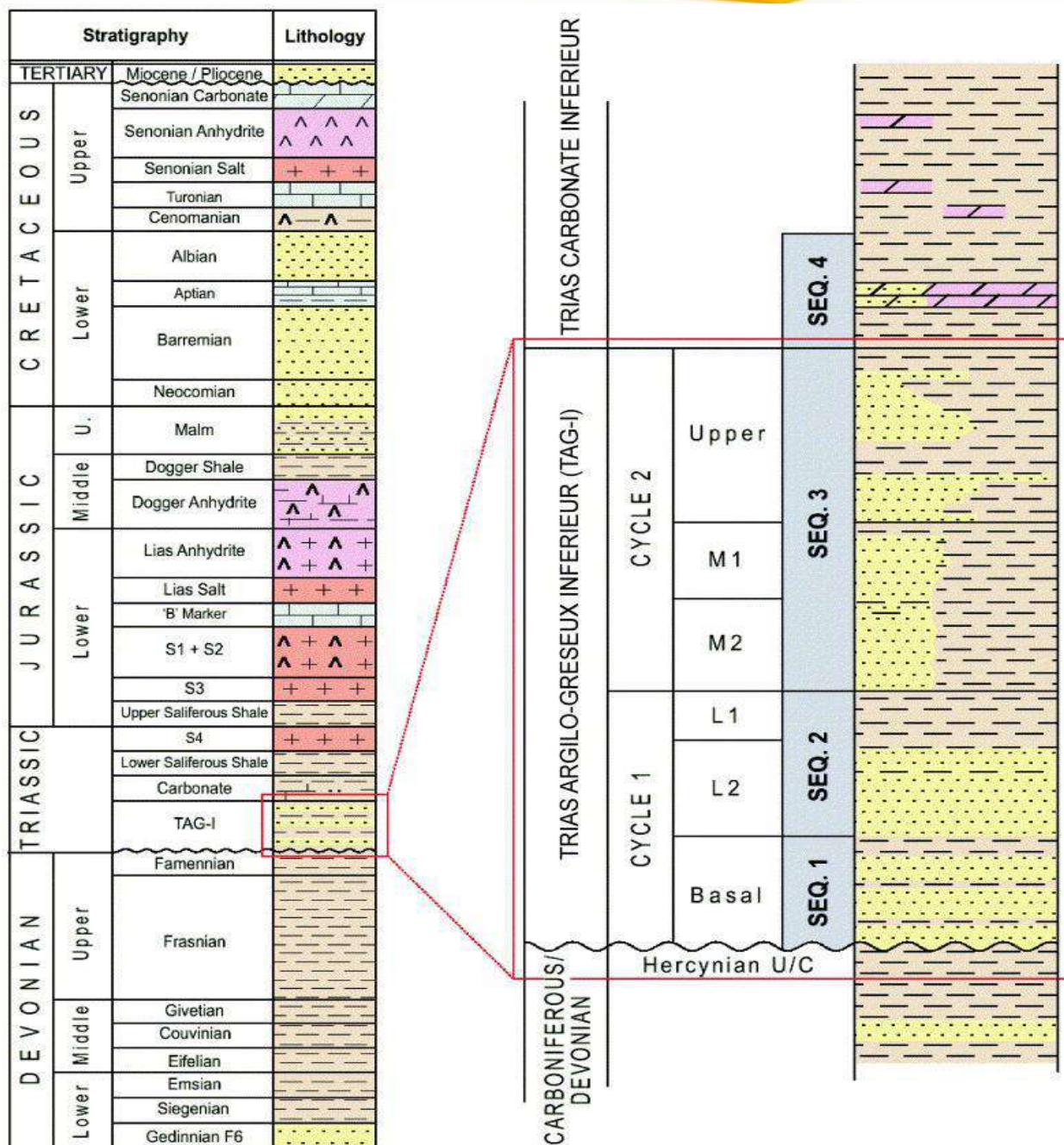


Figure III-6 carte stratigraphique du gisement [30].

I-4 Caractéristiques du réservoir :

- Réservoir Producteur : Grès du TAGI
- Profondeur moyenne : 3180 m
- Pression du réservoir : 348 bars
- Température du réservoir : 102°C
- Degré API : 42,5
- GOR moyen : HBNS → 2276 SCF/b

HBNSE → 4685 SCF/b

CHAPITRE III :GEOLOGIE DE LA ZONE D'ETUDE

BKE → 12748 SCF/b

BKNE → 2925 SCF/b

HBN → 2314 SCF/b

Tableau III-1 : caractéristiques chimiques du réservoir [30].

Nom des champs		HBN	HBN	HBNSE	REK	BKNE EST	BKNE OUEST	BKE	QEN
Réservoir	TAGI/STR/RKF	TAGI	TAGI	TAGI	TAGI	TAGI	TAGI	RKF	TAGI
Type d'huile		Black Oil		Volatile	Black Oil		Volatile	Gaz/Condensât	Black Oil
Densité d'huile	API	43	43	46	39	48	48	48	41
Densité du gaz	Air=1	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72	0.72
Boi	Rb/Std	1.65	1.65	2.20	1.15	1.26	2.71	Z=1.024	1.26
Viscosité (Pr, Tr)	Cp	0.6	0.6	0.201	1.072	0.42	0.098	0.61
GOR	Scf/bbl	1150	1150	2200-2300	220-325	475	3025	Gaz/Condensât	400
Profondeur au datum	M(ftdss)	3056	3067	2962		3093			
Pression de réservoir	PSI at datum	5140	5140	4955	5048	5182	5192	5234	5117
Température de réservoir	deg F	197	197	199	211	212	212	219	218
Pression de tête	PSI	1000-1400	1100-1500	1925-2225	1100-1250	1100-2200	2000-2400	2000	1150
Pression de ligne	PSI	600	600	900	600	1100	1100	1100	1150
Pression au séparateur	PSI	600	600	600	600	600	600	600	600
Pression de bulle	PSI	3000	3000	3895	1404	1853	4237	4990	1584
Salinité	Ppm NaCl (10 ³)	205	209	209	209	209	209	235	209
CO2	Mol%	0.04	0.04	0.36	0.33	0.44	0.60	1.12	0.59
H2S à partir du séparateur de gaz	ppm	0	0	0	0	0	0	0	0

I-5 Composition du champ : Le champ BERKINE est constitué de :

1. Puits :

- ✚ 75 puits de production d'huile.
- ✚ 10 puits injections de gaz.
- ✚ 38 puits injection d'eau.
- ✚ Puits injecteurs (eau & gaz) (WAG) :33 puits.
- ✚ 15 puits producteurs d'eau.

2. Satellites :

Des satellites sont installés pour regrouper des puits et permettre ainsi de déterminer la production et la valeur des différents composants véhiculés par le brut pour chaque puits. Ces satellites sont au nombre de 4 : HBNSE, BKNE, RBK et QBN.

3. Installation centrales de procédé(CPF) :

- ✚ -4 trains de séparation et stabilisation.
- ✚ -Installation de compression et de traitement degaz.
- ✚ -Système de comptage d'huile.
- ✚ -Pompes d'exportation d'huile.
- ✚ -Système d'utilités.
- ✚ -Bâtiment (CCR, compresseurs, générateur de secours...etc.).



CHAPITRE IV
LE PUIITS TEMOIN
HBNS-35b

I. LE Puits HBNS-35b :

I.1. Historique de puits :

Le puits Hassi Berkine North South – 35b, est prévu comme producteur d'huile dans le réservoir trias argileux gréseux inférieur. Il fait partie d'un programme de forage de correction du puits hbns-35 après l'abondement de ce dernier à cause de mauvais suivi des annulaires, ce qui provoque une communication.

Il atteindra la profondeur de 3508m MD et 3399.03 m TVD.

I.2. Localisation :

Le puits HBNS-35b est situé à environ 200m au Sud du puits HBNS-35 et 1km au Sud West du puits HBNS-68b producteurs d'huile au niveau du champ HBNS.

Tableau IV.1 : les coordonnées du puits HBNS-35b [30].

Coordonnées géographiques	Coordonnées UTM
M : 0 8°09'21.85183 "E	X : 419,430.579 m
L : 31°00'05.22304" N	Y : 3, 429,803.697m
Z _s : 246.549m	Z _T : 255.929m

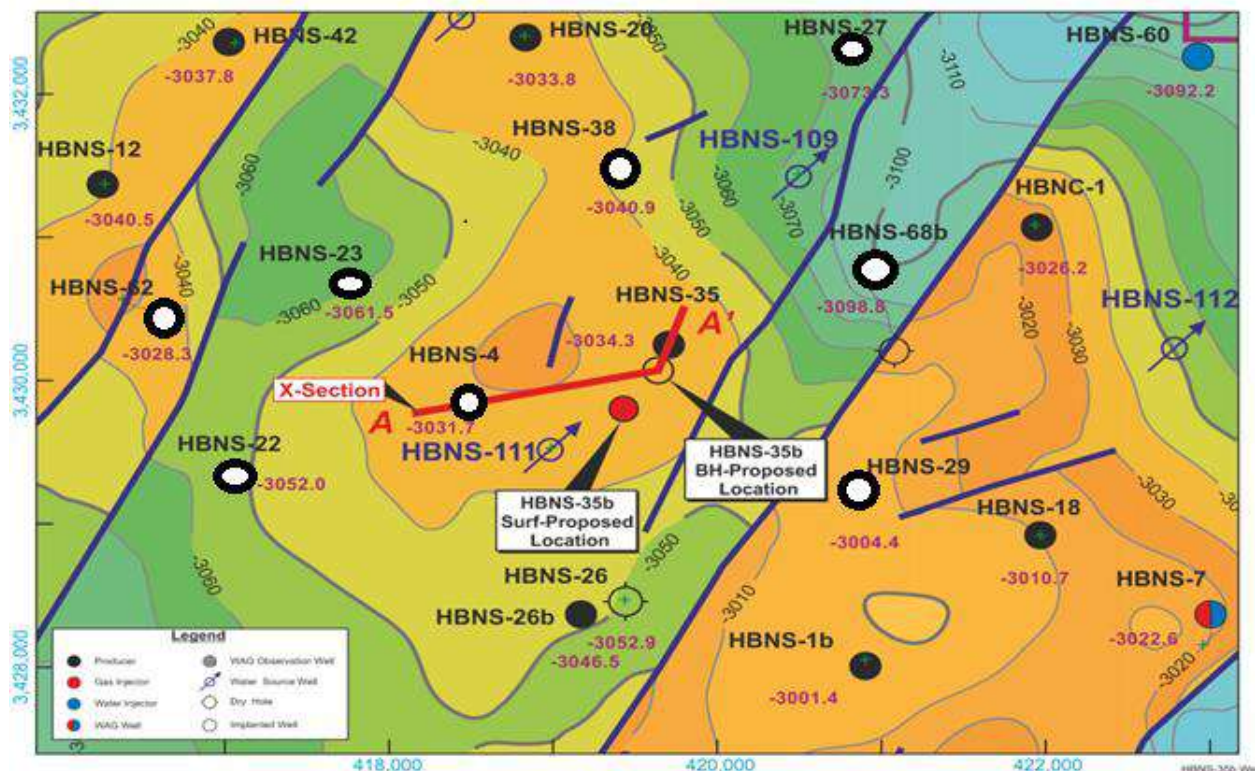


Figure IV.1 : Situation du puits HBNS-35b [30].

CHAPITRE IV : LE Puits TEMOIN HBNS-35b

I.3. Coupe géologique du puits HBNS-35b :

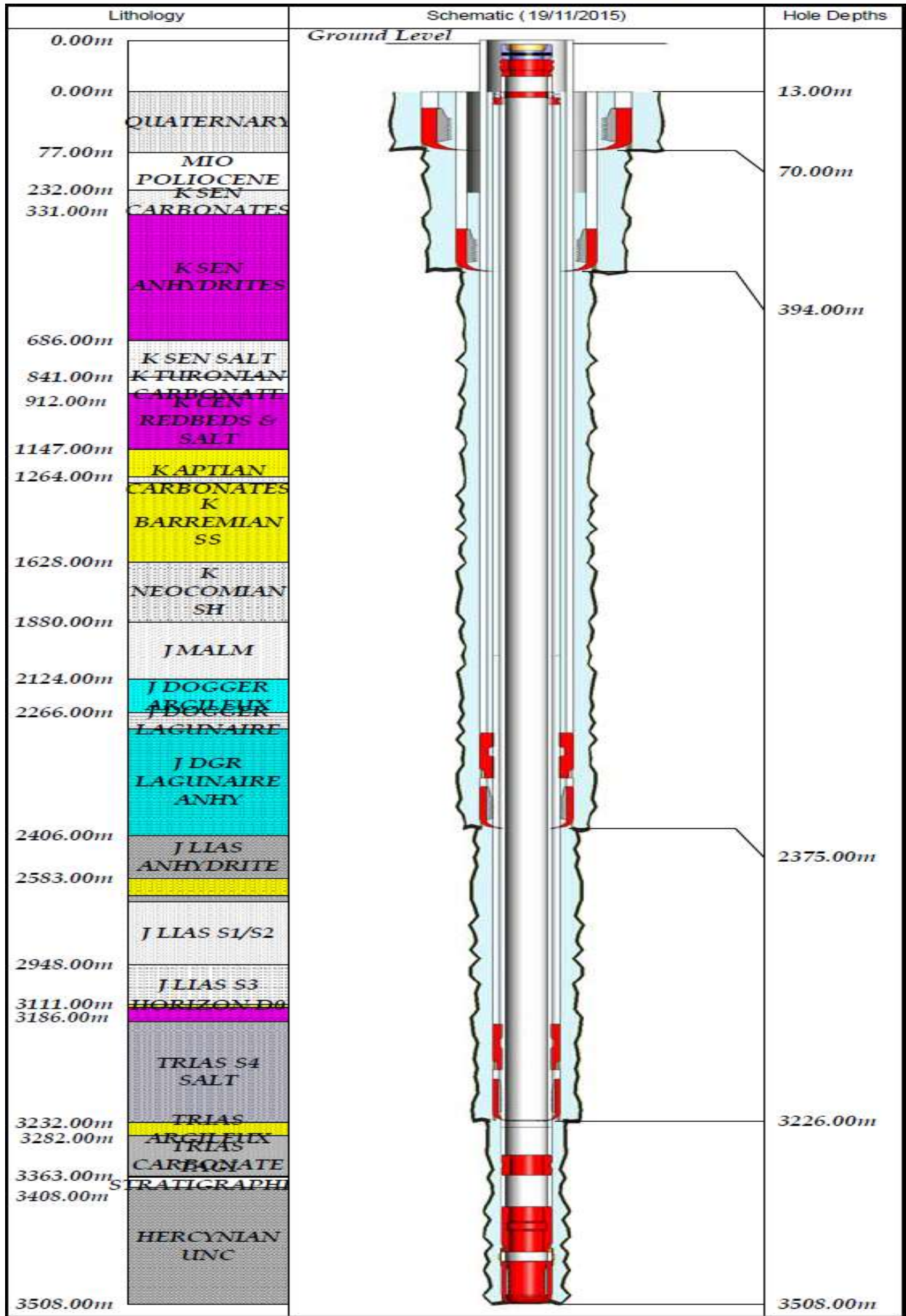


Figure IV.2 : Coupe géologique du puits HBNS-35b [31].

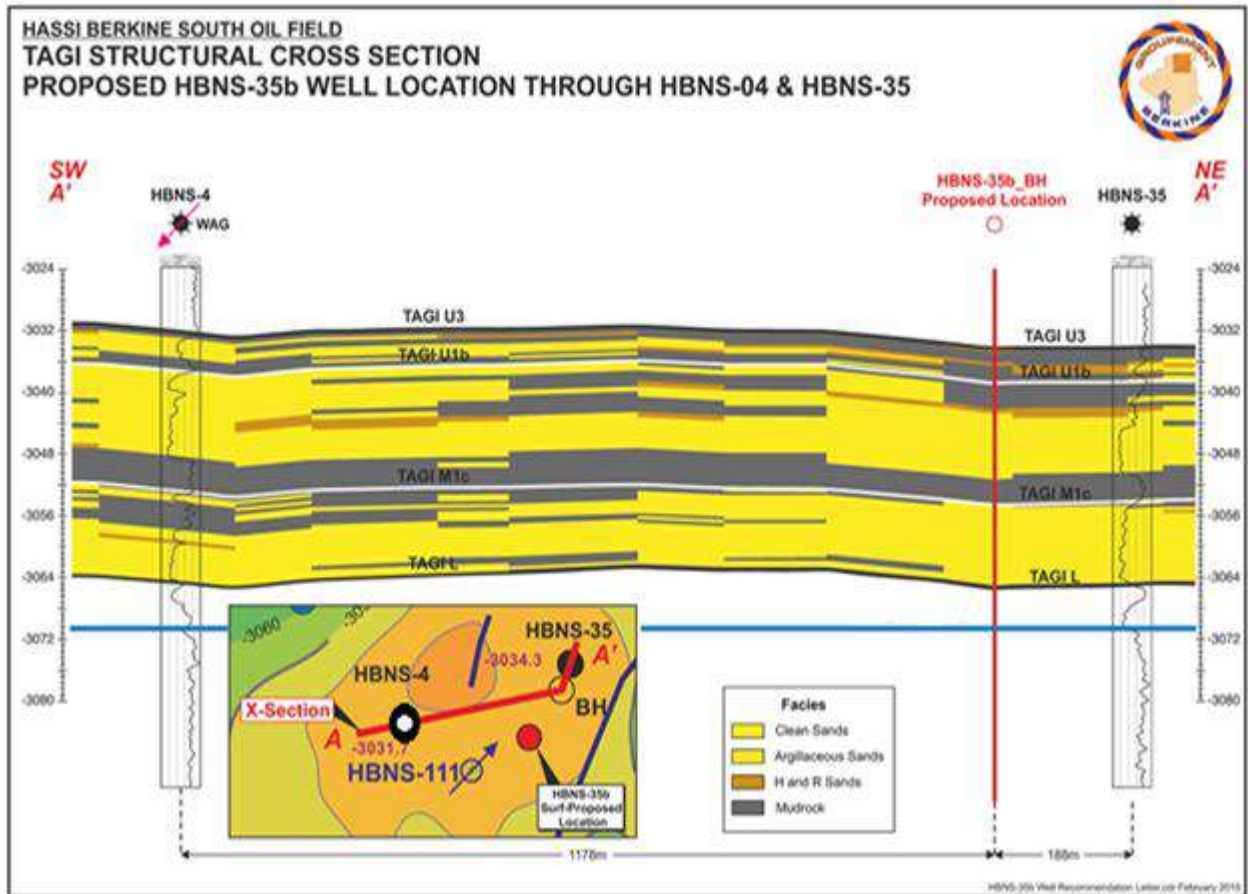


Figure IV.3 : Coupe transversale du structure TAGI et position du puits HBNS-35b par rapport aux puits HBNS-04 et HBNS-35 [31].

À partir de trois figures précédentes on constate que :

- ✚ Le puits n'est pas entouré de puits injecteurs d'eau .
- ✚ les perforations sont au niveau d'huile et sont similaires aux hbns-35 et HBNS-4 .

et à partir du programme de forage :

Le puits a été foré par le même programme de forage de HBNS-35 sauf que les tensioactifs utilisés dans la boue de la dernière phase ne sont pas identiques .

CHAPITRE IV : LE Puits TEMOIN HBNS-35b

II. Profondeur totale mesure par apport au temps et aux densités :

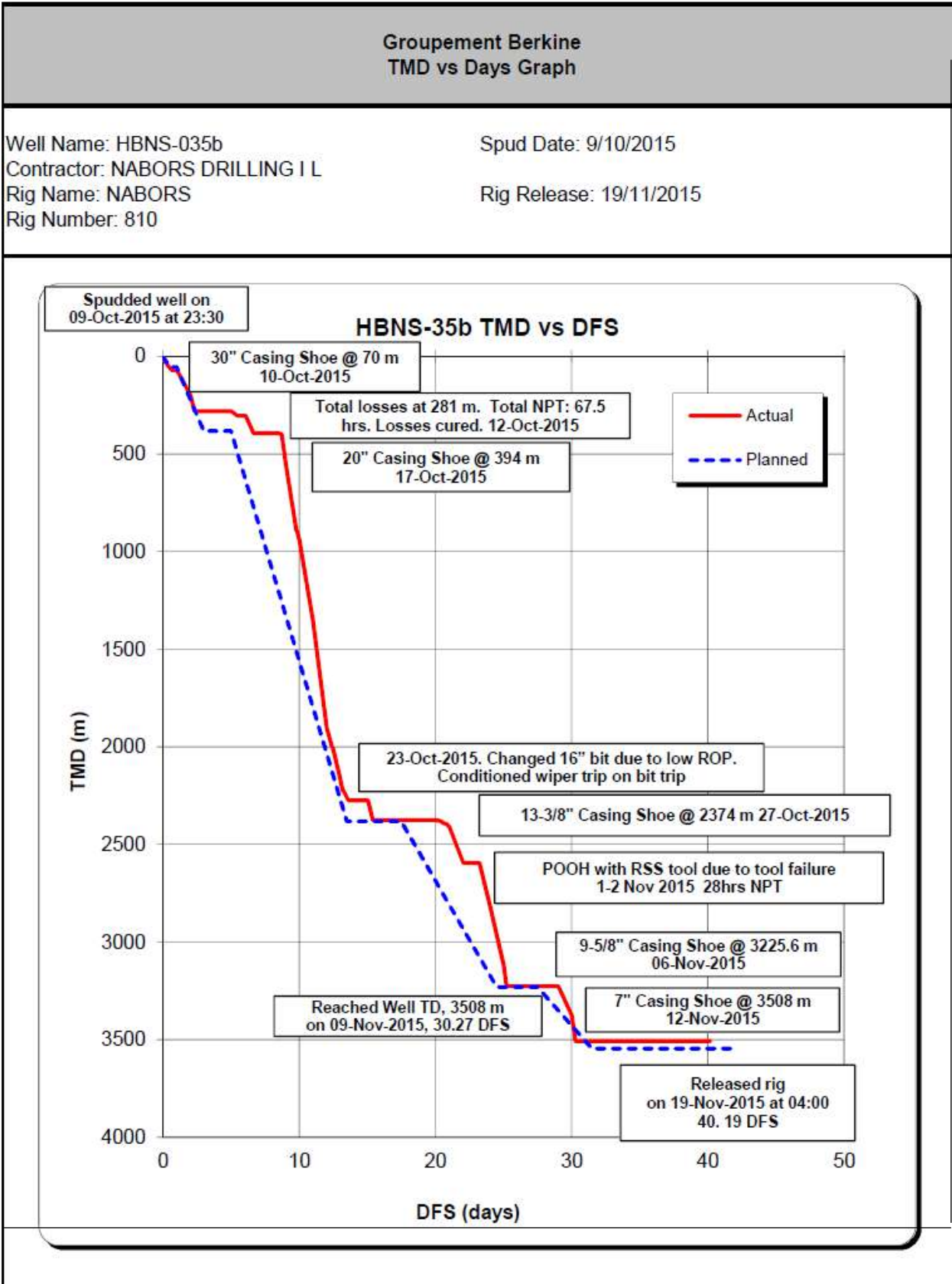


Figure IV.4 : Profondeur totale mesure contre nombre de jours [31].

Groupement Berkine
TMD vs Density Graph

Well Name: HBNS-035b
Contractor: NABORS DRILLING I L
Rig Name: NABORS
Rig Number: 810

Spud Date: 9/10/2015
Rig Release: 19/11/2015

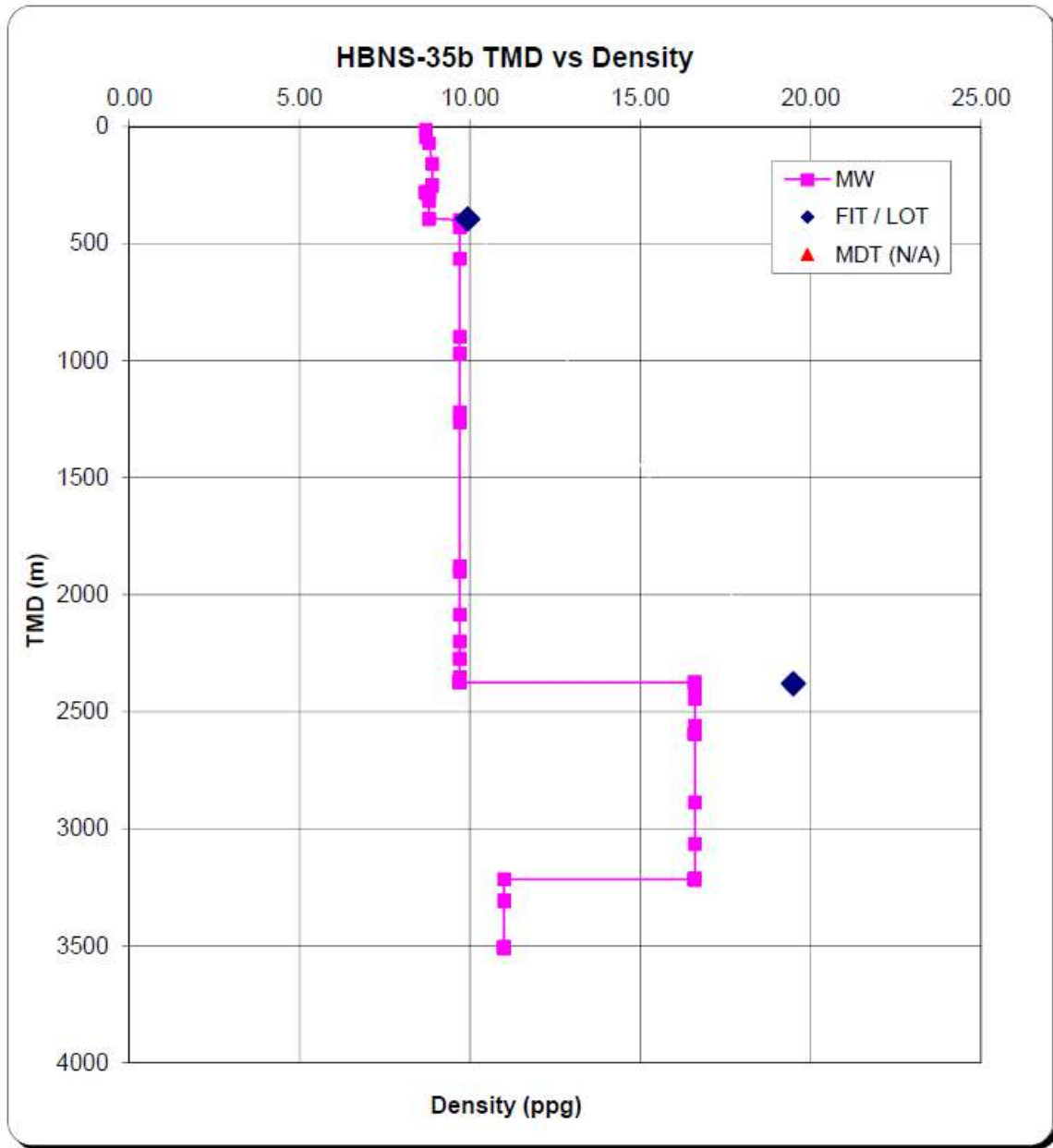


Figure IV.5 : Profondeur totale mesure contre la densité de boue [31].

III. les essais de puits :

Après l'achèvement du forage du puits Nous avons fait notre premier test Les résultats sont les suivants :

Well Name (Official)		Test Conditions										Test Volumes					Gauge Data		
Field		Choke	WHP	PVx	WHT	Oil Rate	Total Wtr Rate	DW Rate	Form Water	Total GOR	Total Gas	GL Rate	Frm Gas	Frm GOR	Pwf	Pwf	Liquid Rate	Formation n WC	Form GLR
Test Date		(64)	(psig)	(psig)	(F)	(stbd)	(stbd)	(stbd)	(stbd)	(scf/bbl)	(mmscfd)	(mmscfd)	(scf/bbl)	@Gauge psia	@Gauge psig	(stb)		(scf/bbl)	
Well Name (Official)	HBNS-35b (MR without DH Gauges)																		
Field	HASSI BERKINE NORTH																		
Test Date	04-Feb-2016																		
GB SWR		Rate 1	66	1487.0	839	63	2254	3613	350	3262	5437	12.26	0.0	12.26	5437		5517	59.1%	2222
GB Workorder Number	1628486	Rate 2	64	1472.0	834	64	2163	3519	345	3174	6057	13.10	0.0	13.10	6057		5337	59.5%	2455
Service Company	Schlumberger	Rate 3																	
Service Comp Eng Name	Mr. Mouloud Adjemout	Rate 4																	
THF (m)		Rate 5																	
DHI Gauge (Top / Bltm)		Rate 6																	
Gauge Depth (TVD THF)		Rate 7																	
Gauge Depth (TVD RKB)							2209	3566	348	3218	5747	12.68	0.0	12.68	5747		5427	59.3%	2388
		PVT Solution GOR (scf/bbl)																	
		Observed Oil SG					0.840												
		Observed Oil Density (API)					37												
		Observed Water Salinity					229.1												
		Average Formation Water Cut					59.3%												
		Average Formation GOR					5741												
		Productivity Index (stbd/psi)																	
		Estimated Pr (psia)																	

Figure IV.6 : Premier test de puits sur site sans jauge[31].

Notez dès le premier test que le pourcentage du water cut est trop élevé, le pourcentage était 59.3 % ; Alors que le débit d'huile était autour de 2200 Barils par jour..

Les ingénieurs ont décidé de laisser le puits ouvert et font une autre mesure après une période de production .

Well Name (Official)	HBNS-35b (Single rate W/O Gauges)	
Field	HASSI BERKINE	
Test Date	14-Mar-16	
	Test Conditions	Test Volumes
	Choke WHP PVx WHT Oil Rate	Total Wtr DW Form Total Water GOR Total Gas GL Rate Frm Gas Frm GOR
	(64) (psig) (psig) (F)	(stbd) (stbd) (stbd) (stbd) (scf/bbl) (mmscf/d) (mmscf/d) (scf/bbl)
		@Gauge psia @Gauge psig
		Liquid Rate WC Form GLR
		(stb) (scf/bbl)
Rate 1	160 900 792 129.8	1257 3020 332 2689 14888 18.71 3.73 14.98 11919
Rate 2		
Rate 3		
Rate 4		
Rate 5		
Rate 6		
Rate 7		
		1257 3020 332 2689 14888 18.71 3.73 14.98 11919
		3946 68.1% 3797
GB SWIR	1628486	
GB Workorder Number		
Service Company	Schlumberger	
Service Comp Eng Name	Mr. Omar Bouhachi	
THF (m)		
DH Gauge (Top / Btm)		
Gauge Depth (TVD THF)		
Gauge Depth (TVD RBK)		
	PVT Solution GOR (scf/bbl)	
	Observed Oil SG	0.825
	Observed Oil Density (API)	40
	Observed Water Salinity Gr/L	228.0
	Average Formation Water Cut	68.1%
	Average Formation GOR	11919
	Productivity Index (stbd/ps)	
	Estimated Pr (psia)	

Figure IV.7 : Deuxième test de puits sur site sans jauge[31].

Après plus d'un mois de production continue, nous avons constaté que le Water cut a augmenté et est devenue 68.1 % , Alors que le débit d'huile a diminué à 1200 barils par jour , bien que la duse de production ait été ouverte à fond (160/64``) .

Well Name (Official)	HBNS-35b (MR with DH Gauges)																				
Field	HASSI BERKINE NORTH																				
Test Date	28-Mar-2016																				
GB SWR	1601-0046	1631227	Test Conditions				Test Volumes								Gauge Data						
			Choke	WHP	PVx	WHT	Oil Rate	Total Wtr Rate	DW Rate	Form Water	Total GOR	Total Gas	GL Rate	Fm Gas	Fm GOR	Pwf	Pwf	Liquid Rate	Formation WC	Form GLR	
			(64)	(psig)	(psig)	(F)	(stbd)	(stbd)	(stbd)	(stbd)	(scf/bbl)	(mmscfd)	(mmscfd)	(scf/bbl)	@Gauge psia	@Gauge psig	(stb)		(scf/bbl)		
			Rate 1	160	898.7	846	60	944	3194	314	2880	16197	15.29	0.0	15.29	16197			3824	74.3%	3999
			Rate 2	76	1102.3	844	61	928	2916	303	2613	15204	14.11	0.0	14.11	15204			3542	73.8%	3985
			Rate 3	60	1302.3	826	62	824	2823	302	2321	15454	12.74	0.0	12.74	15454			3145	73.8%	4049
			Rate 4																		
			Rate 5																		
			Rate 6																		
			Rate 7																		
								899	2911	306	2805	15618	14.05	0.0	14.05	15618			3503	74.3%	4011
THF (m)	9.60																				
DHI Gauge (Top / Blm)																					
Gauge Depth (TVD THF)	3371.60		PVT Solution GOR (scf/bbl)																		
Gauge Depth (TVD RKB)	3381.20		Observed Oil SG	0.828																	
			Observed Oil Density (API)	39																	
			Observed Water Salinity	228.0																	
			Average Formation Water Cut	74.3%																	
			Average Formation GOR	15628																	
			Productivity Index (stbd/psi)																		
			Estimated Pr (psia)																		

Figure IV.8 : Troisième test de puits sur site avec jauge de fond[31].

Après 55 jours de production, l'eau augmente toujours jusqu'à ce qu'elle devienne 74.3 %
 Ce test a été réalisé avec plusieurs taux, mais les résultats ont toujours été décevants, le débit d'huile a été à les alentour de 900 barils par jour.
 Plusieurs interventions ont été menées sur le puits afin de trouver une solution, mais sans intérêt.

Well Name (Official)		Test Conditions												Test Volumes					Gauge Data		
Field																					
Test Date																					
Well Name (Official)		Choke	WHP	PVx	WHT	Oil Rate	Total Wtr Rate	DW Rate	Form Water	Total GOR	Total Gas	GL Rate	Frm Gas	Frm GOR	Pwf	Pwf	Liquid Rate	Formation WC	Form GLR		
		(64)	(psig)	(psig)	(F)	(stbd)	(stbd)	(stbd)	(stbd)	(scf/bbl)	(mmscfd)	(mmscfd)	(mmscfd)	(scf/bbl)	@Gauge psia	@Gauge psig	(stb)		(scf/bbl)		
GB SWR	Rate 1	48	1,387	837	141	1517	3197	505	2692	12460	18.91	3.36	15.55	10247			4210	64.0%	3694		
GB Workorder Number	Rate 2																				
	Rate 3																				
	Rate 4																				
Service Company	Rate 5																				
Service Comp Eng Name	Rate 6																				
	Rate 7																				
						1517	3197	505	2692	12460	18.91	3.36	15.55	10247			4210	64.0%	3694		
THF (m)		PVT Solution GOR (scf/bbl) <input type="text"/> Observed Oil SG 0.827 Observed Oil Density (API) 40 Observed Water Salinity Gr/L 217.3 Average Formation Water Cut 64.0% Average Formation GOR 10247 Productivity Index (stbd/psi) <input type="text"/> Estimated Pr (psia) <input type="text"/>																			
DH Gauge (Top / Btm)																					
Gauge Depth (TVD THF)																					
Gauge Depth (TVD RBK)																					

Figure IV.9 : Quatrième test de puits sur site sans jauge[31].

Après une longue période de production, une mesure de débit a été effectuée , le water cut est toujours élevé , Mais le débit d'huile a légèrement augmenté pour devenir 1500 barils par jour.

Well Name (Official)	HBNS-35b (Single rate W/O Gauges)																	
Field	HASSI BERKINE NORTH																	
Test Date	20-Jul-18																	
	Test Conditions							Test Volumes					Gauge Data					
	Choke	WHP	PVx	WHT	Oil Rate	Total Wtr Rate	DW Rate	Form Water	Total GOR	Total Gas	GL Rate	Frm Gas	Frm GOR	Pwf	Pwf	Liquid Rate	Formation WC	Form GLR
	(64)	(psig)	(psig)	(F)	(stbd)	(stbd)	(stbd)	(stbd)	(scf/bbl)	(mmscfd)	(mmscfd)	(mmscfd)	(scf/bbl)	@Gauge psia	@Gauge psig	(stb)		(scf/bbl)
Rate 1	48	1280	837	70	617	3140	505	2892	12460	18.91	3.56	16.55	10300			4201	60.0%	3689
Rate 2																		
Rate 3																		
Rate 4																		
Rate 5																		
Rate 6																		
Rate 7																		
					617	3140	505	2892	12460	18.91	3.56	16.55	10300			4201	60.0%	3689
GB SWR																		
GB Workorder Number	1681487																	
Service Company	Schlumberger																	
Service Comp Eng Name	Mr. Mouloud Adjemout																	
THF (m)																		
DHI Gauge (Top / Btm)																		
Gauge Depth (TVD THF)																		
Gauge Depth (TVD RBK)																		
	PVT Solution GOR (scf/bbl)																	
	Observed Oil SG					0.827												
	Observed Oil Density (API)					40												
	Observed Water Salinity Gr/L					217.3												
	Average Formation Water Cut					60.0%												
	Average Formation GOR					10100												
	Productivity Index (stbd/psi)																	
	Estimated Pr (psia)																	

Figure IV.10 : Cinquième test de puits sur site sans jauge[31].

Cette mesure était après plus de deux ans de production, Notez que le débit d'huile a été très faible et que le water cut est toujours élevé. Ces résultats ont conduit à la fermeture du puits au début 2019 .

Nous avons noté de tout ce qui précède que le Water Cut élevé a entraîné une diminution de la production d'huile et a conduit à la fermeture du puits.

Cette forte hausse en water cut, dès la première production de puits et juste après l'achèvement du forage, peut être la conséquence de plusieurs raisons.

Plusieurs hypothèses expliquent ce phénomène, les plus importants sont :

- ✚ le niveau des perforations par rapport au contact eau-huile (oil water contact).
- ✚ des puits voisins injecteurs d'eau.
- ✚ altération de la mouillabilité par les tensioactifs utilisés dans les boues de forage.

On a déjà éliminé les deux premières hypothèses, donc il ne reste que la troisième hypothèse. -à-d. l'altération de la mouillabilité et on va prouver ça dans le chapitre suivant.



CHAPITRE V

Etude expérimentale à l'aide d'un micro- modèle

Plan de recherche :

1. Préparation et caractérisation des échantillons.
2. Conception d'un nouveau dispositif d'Amott adapté aux granulats, grains et poudres.
3. Tests de mesure de la mouillabilité du sable.
4. Cinétique de relargage des tensioactifs.
5. Essai de performance du tensioactif.

V.1. Caractéristique des produits utilisés :

- ✚ **Sable** : échantillon prélevé d'une dune de sable de la région de SIDI KHOULED (OUARGLA) du Coordonnées géographiques : Latitude: **31.97**, Longitude: **5.41**.
31° 58' 47" Nord, 5° 25' 6" Est
- ✚ **Huile** : Gasoil, carburant de l'entreprise algérienne NAFTAL ; Viscosité = 32,6 Cp de densité 0,85
- ✚ **Saumure** : c'est un mélange de l'eau distillée avec du chlorure de sodium Na Cl (340g de Na Cl pour 1 L).
- ✚ **Emulsifiant primaire (PE)** : C'est un émulsifiant primaire pour les boues à base huile, utilisé pour favoriser l'émulsion eau-huile. La phase continue est du gasoil ou une huile paraffinique avec une phase aqueuse qu'elle soit de préférence une saumure Na Cl.
- ✚ **Emulsifiant secondaire (SE)** : C'est un émulsifiant secondaire avec les mêmes caractéristiques que l'émulsifiant PE.
- ✚ **Chaux éteinte** : Utilisée comme un agent activateur des tensioactifs.
- ✚ **L'eau potable** : de la ville d'Ouargla.
- ✚ **Boue de forage** : fluide a base huile (OBM) de MI SEWACO ; viscosité : 20 cp, densité : 1.2
- ✚ **Sel Na Cl** : Sel produit et commercialisé par la société ENASEL. Chlorure de sodium 98%, iodate de potassium 50.55 – 84.25 mg/kg.

V.2 Projet expérimental avec un micro modèle :

L'objectif de la partie expérimentale est de déterminer l'influence de la boue de forage sur les caractéristiques pétrophysiques (porosité, perméabilité) de la roche réservoir après l'endommagement. Ainsi que leur influence sur l'altération de la mouillabilité par conséquence l'augmentation du water cut.

V.3 Le milieu poreux :

Toutes les expériences ont été menées sur des échantillons de sable de la région de SIDI KHOULED (OUARGLA), de couleur jaune doré, composé essentiellement de grain de quartz SiO₂ (silice) (86,04%) et (6,63) d'alumine Al₂O₃ et de quelques minéraux accessoires tels que le trioxyde de fer FeO₃ et de carbonates de calcium CaCO₃.

Notre choix est porté sur sable de la région de SIDI KHOULED (OUARGLA), Ils sont originellement mouillables à l'eau.

Tableau (V.1) : Analyse minéralogique des dunes de sable de sidi khouiled Ouargla.

Les minéraux	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	MgO	CaCO ₃	Autres minéraux
Poids (%)	86,04	6,63	1,35	0,08	0,86	5

V.4 Description d'installation de déplacement de fluide dans un milieu poreux :

L'installation est représentée sur la figure (V.1). Elle est constituée :

1. porte échantillon cylindrique, de section $A = 10,746 \text{ cm}^2$, de longueur $L = 6,2 \text{ cm}$ et de diamètre $d = 3,7 \text{ cm}$, contenant un milieu poreux ;
2. d'un flacon du réservoir d'alimentation ;
3. d'un manomètre à eau permettant d'obtenir la différence de pression entre l'entrée et la sortie du milieu poreux ;
4. d'une éprouvette graduée permettant de mesurer le débit volumique à la sortie du cylindre avec l'aide d'un chronomètre ;

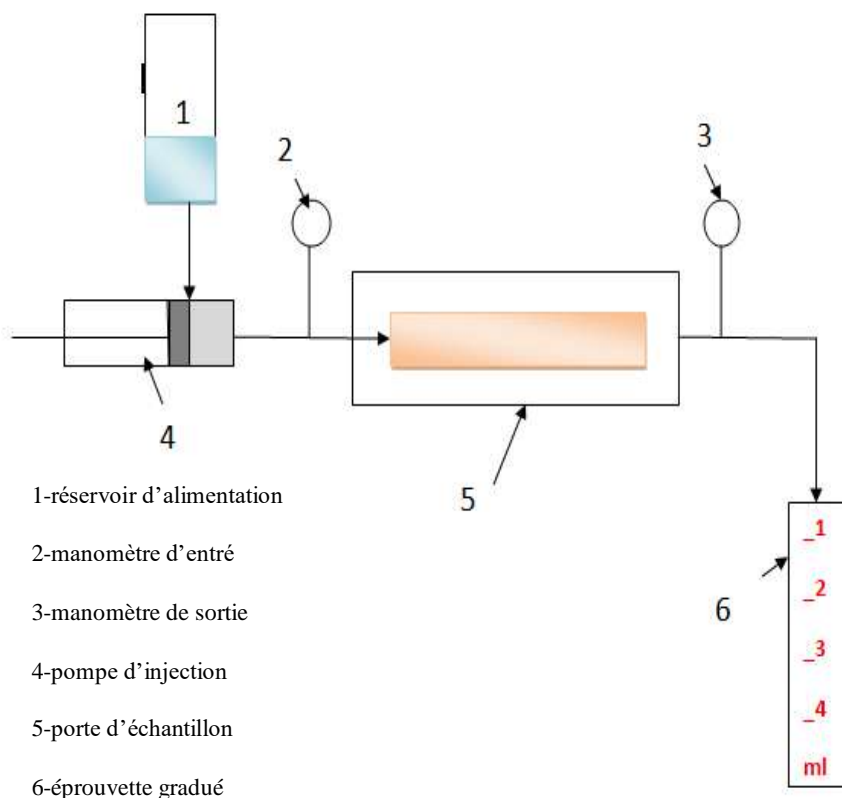


Figure (V.1) : Schéma principal d'installation de déplacement de fluide dans un milieu poreux.

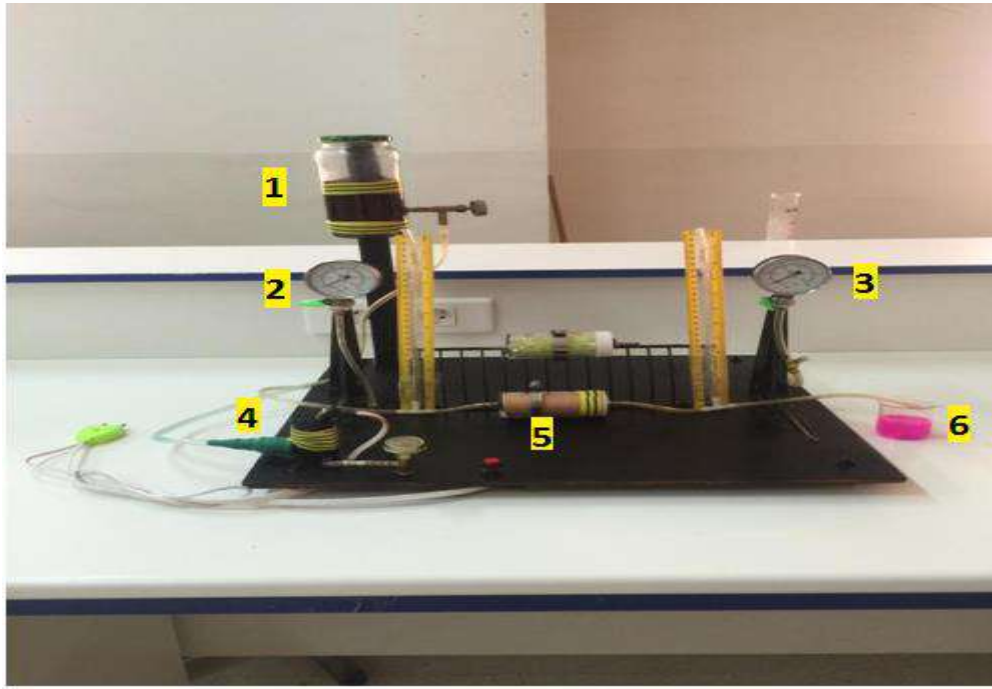


Figure (V.2) : Photo réelle d'installation de déplacement de fluide dans un milieu poreux.

V.5 Mode opératoire :

V.5.1 Analyse granulométrique :

A. Traitement préliminaire du sable :

- Prélever une quantité de sable.
- Laver l'échantillon par l'eau jusqu'à l'obtention d'une eau claire puis rincer avec l'eau distillée.
- Sécher le sable jusqu'au point constant.

B. Tamisage du sable :

L'essai consiste à fractionner au moyen d'une série de tamis un matériau en plusieurs classes granulaires de tailles décroissantes. Les masses des différents refus et tamisats sont rapportées à la masse initiale du matériau. Les pourcentages ainsi obtenus sont exploités sous forme graphique.



Figure (V.3) : Appareillage de tamisage.

V.5.2 Détermination de la porosité (\emptyset) :

- Mettre une quantité de sable dans un porte échantillon ;
- Peser le sable ;
- Saturer l'échantillon par l'eau de bas en haut ;
- Peser encore une autre fois l'échantillon ;
- Retirer la masse d'eau contenue dans les pores et la masse totale ;
- Calcule de la porosité du sable d'après l'équation (II.1)

Essai 1 :

Poids net du sable : $m = 248,74 - 116,417 = 132,323 \text{ g}$

Poids sable saturé en eau (V_T) : $m = 161,098 \text{ g}$

Détermination de la porosité des pores VP:

$$VP = 161,098 - 132,323 = 28,775 \text{ cm}^3$$

Essai 2 :

Poids net du sable : $m = 263,715 - 120,941 = 142,774 \text{ g}$

Poids sable saturé en eau (V_T) : $m = 171,574 \text{ g}$

Détermination de la porosité des pores VP:

$$VP = 171,574 - 142,774 = 28,8 \text{ cm}^3.$$

Essai 3 :

Poids net du sable : $m = 260,435 - 115,45 = 144,985 \text{ g}$

Poids sable saturé en eau (V_T) : $m = 172,85 \text{ g}$

Détermination de la porosité des pores VP:

$$VP = 172,85 - 144,985 = 27,865 \text{ cm}^3.$$

V.5.3 Test de la perméabilité K :

- Saturer le sable dans le flacon réservoir par l'eau ;
- Injecter l'eau dans le flacon réservoir sous pression constante et récupérer l'eau sortante dans un bécher gradué. Connaissant le volume injecté et le temps de l'opération on peut calculer le débit volumique : $Q_v \text{ (cm}^3\text{/min)} = V/t$.
- Calcul de la perméabilité par la loi de Darcy, l'équation (II.4) ;

V.5.4 Test de l'inversion de la mouillabilité (Test AMOTT) :

A - Solutions (gasoil-additifs)

Les solutions préparées sont composées de gasoil et d'additifs (individuels puis groupés) contenus dans la boue citée plus haut, en respectant les concentrations.

Tableau(V.2) : formulation1.

Produit par ordre d'ajout	Quantité	Temps de mixage (mn)
Gasoil	400 ml	10 mn
émulsifiant I	4,432 g	
Chaux	3,69 g	10 mn

Tableau(V.3) : formulation2.

Produit par ordre d'ajout	Quantité	Temps de mixage (mn)
Gasoil	400 ml	10 mn
émulsifiant II	12,17 g	
Chaux	10 g	10 mn

Tableau(V.4) : formulation3.

Produit par ordre d'ajout	Quantité	Temps de mixage (mn)
Gasoil	800 ml	10 mn
émulsifiant I	4,432 g	
émulsifiant II	12,17 g	10 mn
Chaux	15 g	10 mn

B-Saturation des échantillons

Les échantillons sont saturés par effet de gravité de bas en haut :

- Echantillon N°1 : saturé avec la saumure ;
- Echantillon N°2 : saturé avec le gasoil ;
- Echantillon N°3 : saturé avec la formulation 1 ;
- Echantillon N°4 : saturé avec la formulation 2 ;
- Echantillon N°5 : saturé avec la formulation 3 ;

C-Déroulement du test Amott :

- ❖ Déplacement forcé le gasoil par la saumure :
 - ✚ Placer l'échantillon N°2 dans l'installation ;
 - ✚ Monter la pression de sertissage par effet de gravité jusqu'à 0.0335 atm;
 - ✚ Faire drainer le liquide à travers le milieu poreux avec un faible débit jusqu'à l'arrêt de production d'huile et mesurer le volume d'huile récupéré dans une éprouvette (V_{od}) ;
- ❖ Déplacement forcé de l'échantillon N°1 par le gasoil et mesure du volume d'eau déplacé (V_{ed}) ;
- ❖ Refaire l'expérience avec les échantillons (N°3, N°4, N°5) saturé dans des périodes suivants (1h, 2h, 6h, 1j, 2j) ;
- ❖ Immersion de chaque échantillon (N°2, N°3, N°4, N°5) dans la saumure dans un dispositif en verre et enregistrement de volume d'huile produit par déplacement spontané (V_{oim}) ;
- ❖ Arrêter l'opération après avoir obtenu un palier constant et mesure de volume récupéré ;
- ❖ Immersion de chaque échantillon (N°2, N°3, N°4, N°5) dans le gasoil et enregistrement de volume d'eau produit par déplacement spontané (V_{eim}) ;
- ❖ Arrêter l'opération après avoir obtenu un palier constant et mesure de volume récupéré ;
- ❖ Calcul de l'indice de déplacement à l'eau ;
- ❖ Calcul de l'indice de déplacement à l'huile Calcul de l'indice de mouillabilité et évaluation de la mouillabilité par l'échelle (voir chapitre III)

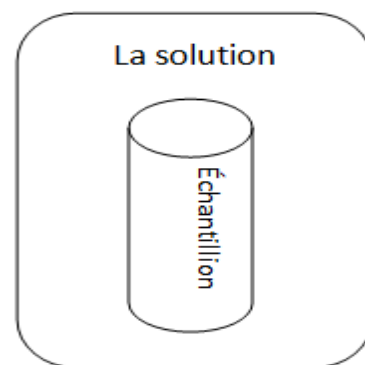


Figure (V.4) : saturation des échantillons pour imbibition

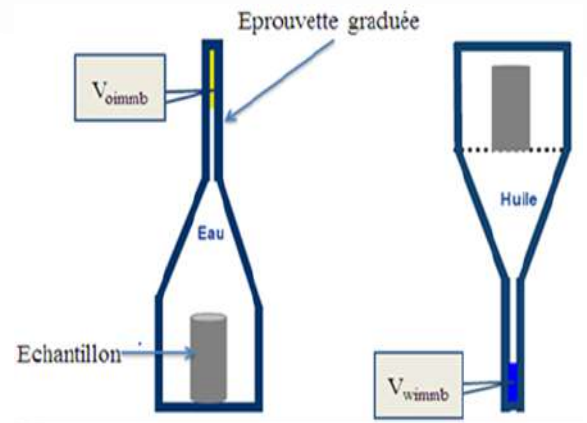
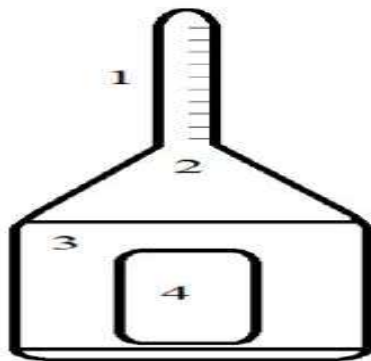


Figure (V.5) : Test AMOTT.



1. Eprouvette gradué
2. Antonine
3. Réservoir
4. Cellule en PVC
 4. a. Cellule en PVC perforé vide
 4. b. Cellule en PVC perforé remplir.



Figure (V.6) : Dispositif pour mesurer l'indice globale de mouillabilité par le test Amott.

V.5.5 Test de relargage :

- Saturer l'échantillon de bas en haut par une solution des deux tensioactifs
- Laisser reposer pour permettre le contact entre la roche réservoir et le tensioactif pendant 1jour.
- Faire un test de déplacement.

V.5.6 La loi de TATE :

Méthode stalagmométrique basées sur le poids ou le volume des gouttes.

- former une série de gouttes au bout d'un capillaire.
- connaître le nombre des gouttes et le volume d'une goutte.
- le tension interfaciale est calculée par la loi de TATE ($W = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot \gamma$) :

W : Poids de goutte en Kg

r : rayon de capillaire en m

γ : tension interfaciale en N/m

V.6 Résultats et interprétations :

V.6.1 Analyse granulométrique :

Tableau(V.5) : résultats de tamisage

Dimension	1mm	500 μ m	250 μ m	125 μ m	<125 μ m
Quantité g	10g	22g	2448g	952g	76g
Pourcentage %	0.285	0.627	69.78	27.138	2.166

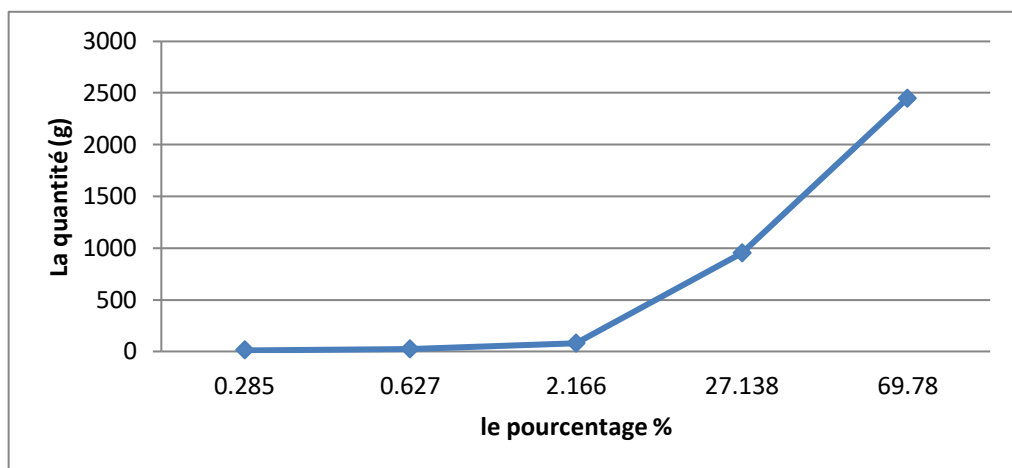


Figure (V.7) : Le pourcentage de chaque tamisât par rapport à la quantité du sable.

NB : D'après la courbe de distribution granulométrique on remarque que le sable est un sable plutôt grossier.

CHAPITRE V: Etude expérimentale à l'aide d'un micro-modèle

V.6.1. Détermination de la porosité :

Tableau(V.6) : Porosité des échantillons par pesée.

Essais	VP(cm ³)	Vt (cm ³)	Φ (%)	Φmoy (%)
Essais « 1 »	28,775	161,098	17,86	16,92
Essais « 2 »	28,8	171,574	16,78	
Essais « 3 »	27,865	172,85	16,12.	

La porosité de l'échantillon se trouve dans la même échelle que celle des roches des gisements HBNS.

V.6.2. Test de perméabilité :

Tableau (V.7) : résultats de mesure pour application de la loi de DARCY.

A (cm ²)	Δx (cm)	μ eau (cp)
10,746	6,2	1

Tableau (V.8) : Variation Perméabilité des échantillons à (p=0,0196).

Δh (cm)	Δp (atm)	V (cm ³)	t (s)	Q (cm ³ /s)	Qmoy (cm ³ /s)	K (mD)	Kmoy (mD)
20	0,0196	30	171	0,175	0,185	5,151	5,455
		60	336	0,178		5,24	
		90	442	0,203		5,975	

Tableau (V.9) : Variation Perméabilité des échantillons à (p=0,0232).

Δh (cm)	Δp (atm)	V (cm ³)	t (s)	Q (cm ³ /s)	Qmoy (cm ³ /s)	K (mD)	Kmoy (mD)
24	0,0232	30	117	0,256	0,241	6,366	6
		60	255	0,235		5,844	
		90	386	0,233		5,794	

Tableau (V.10) : Variation Perméabilité des échantillons à (p=0,0271).

Δh (cm)	Δp (atm)	V (cm ³)	t (s)	Q (cm ³ /s)	Qmoy (cm ³ /s)	K (mD)	Kmoy (mD)
28	0,0271	30	98	0,306	0,285	6,514	6,06
		60	216	0,277		5,897	
		90	331	0,2710		5,769	

Tableau (V.11) : Variation Perméabilité des échantillons à (p=0,0309).

Δh (cm)	Δp (atm)	V (cm ³)	t (s)	Q (cm ³ /s)	Qmoy (cm ³ /s)	K (mD)	Kmoy(mD)
32	0,0309	30	88	0,304	0,33	6,348	6,167
		60	180	0,333		6,217	
		90	283	0,318		5,937	

Tableau (V.12) : Variation Perméabilité des échantillons.

Δp (atm)	Q_{moy} (cm ³ /s)	K_{moy} (mD)
0,0196	0,185	5,455
0,0232	0,241	6
0,0271	0,285	6 ,06
0,0309	0,33	6,167

La perméabilité de milieux poreux contenue dans le flacon réservoir est de même ordre de Grandeur que la perméabilité des roches réservoirs des gisements pétroliers.

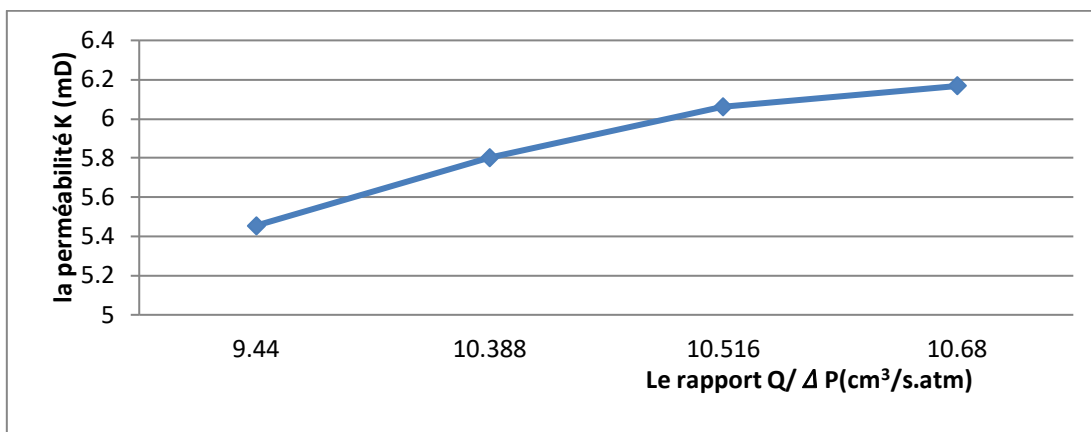


Figure (V.8) : Evolution de la perméabilité en fonction du rapport $Q/ \Delta P$ à 25 °C.

La perméabilité augmente avec le rapport $Q/ \Delta p$ en régime des écoulements laminaire.

V.6.3. Résultats des tests de mouillabilité :

Indice de mouillabilité dans l'eau.

Tableau(V.13) : échantillon saturé sans TA.

Echantillon N°	Saturé par	Voim (cm ³)	Vod (cm ³)	Idw
2	Gasoil	13	13	0,5

Tableau(V.14) : échantillon saturé 2h

Echantillon N°	Saturé par	Voim(cm ³)	Vod (cm ³)	Idw
3	Formulation1	0	6	0
4	Formulation2	2,4	8,5	0,22
5	Formulation3	1,4	9,3	0,131

Tableau(V.15) : échantillon saturé 6h.

Echantillon N°	Saturé par	Voim (cm ³)	Vod (cm ³)	Idw
3	Formulation1	0,7	7,2	0,088
4	Formulation2	2,2	8,4	0,207
5	Formulation3	1,2	9,2	0,115

Tableau(V.16) : échantillon saturé 2j

Echantillon N°	Saturé par	Voim (cm ³)	Vod (cm ³)	Idw
3	Formulation1	0,8	7,5	0,096
4	Formulation2	2	8,1	0,198
5	Formulation3	1	9	0,1

Indice de mouillabilité dans l'huile.

Tableau(V.17) : échantillon saturé sans TA.

Echantillon N°	Saturé par	Veim (cm ³)	Ved (cm ³)	Ido
1	Saumure	1,85	10	0,156

Tableau(V.18) : échantillon saturé 2h.

Echantillon N°	Saturé par	Veim (cm ³)	Ved (cm ³)	Ido
3	Formulation1	0	3	0
4	Formulation2	0,9	8	0,101
5	Formulation3	2,5	8	0,238

Tableau(V.19) : échantillon saturé 6h.

Echantillon N°	Saturé par	Veim (cm ³)	Ved (cm ³)	Ido
3	Formulation1	0	3,5	0
4	Formulation2	0,9	8,5	0,096
5	Formulation3	2,9	8,5	0,254

Tableau(V.20) : échantillon saturé 2j

Echantillon N°	Saturé par	Veim (cm ³)	Ved (cm ³)	Ido
3	Formulation1	0	3,5	0,297
4	Formulation2	1,1	8,9	0,111
5	Formulation3	3,1	9	0,256

Tableau(V.21) : indice et types de mouillabilité

Échantillon	WI	Types de la mouillabilité
Sans TA	0,344	Mouillabilité intermédiaire Légère à l'eau
Formulation 1	-0,201	Mouillabilité intermédiaire Légère à l'huile
Formulation 2	0,087	Mouillabilité intermédiaire neutre
Formulation 3	-0,156	Mouillabilité intermédiaire Légère à l'huile

- **Interprétation du test Amott :**

Durant le test l'adsorption des tensioactifs s'intensifie, conduisant à la formation d'un film oléophile. Le film piège l'huile à l'intérieur des capillaires grâce à une inversion de la mouillabilité.

V.6.4. Test de relargage :

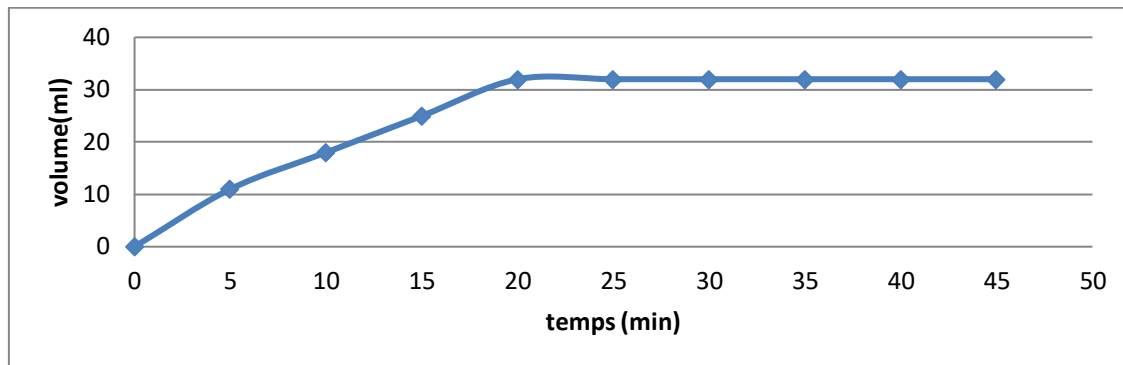


Figure (V.9) : Cinétique de restauration de la mouillabilité des sables

V.6.5 Test de la tension interfaciale :

On mesure la tension interfaciale pour étudier les performances des tensioactifs pour stabiliser les émulsions inverses et on obtient que la tension interfaciale est de 48.33 mN/m. Elle diminue par l'ajout des surfactants à 6,124 mN/m.

V.7 Etude économiques :

Le puits HBNS 35 produit 6000 baril/jours c'est le même volume attendu pour HBNS 35b mais malheureusement et à cause d'une altération de la mouillabilité on a eu un volume moyenne de 1200 baril par jour pendant 3 ans soit une perte :

- Volume perdu : 4800 baril/jour.
- Prix moyenne du baril pour les trois dernières années : 58 \$.

$$4800 * 58 \$ = 278400 \$ \text{ par jour}$$

Et une perte économique major :

On a trois ans :

$$3 * 365 = 1095 \text{ jours}$$

Donc on a :

$$278400 * 1095 = 304848000 \$$$

Conclusion

Après l'achèvement du forage et la complétion du puits producteurs d'huile, les indices de productivités attendus devraient être significatifs. Il s'avère que les fluides produits contiennent des proportions d'eau élevés soit un water cut supérieurs à 60 %.

Il est indéniable que le puits HBNS-35b produisant 1000 barils par jour avec un water cut de 64 % est endommagé par les deux tensioactifs utilisés dans la boue de forage, cette altération de mouillabilité se manifeste par un water by pass.

En effet, ce phénomène est parfois observé après le forage des réservoirs par des émulsions inverses. La mise au point et le développement d'un nouveau dispositif adapté à la méthode AMOTT par l'utilisation des granulats, grains, et sable à prouver que la rétention des tensioactifs est à l'origine d'un water by pass suivit par un water cut élevé.

Le dispositif mis au point se distingue par ces performances remarquables avec son originalité, sa rapidité de l'obtention des résultats des tests et son prix très réduit.

Une étude expérimentale a été réalisée en vue de déterminer la mouillabilité de la roche réservoir, ces tests montre une altération effective causé par les tensioactifs avec un indice de mouillabilité globale $WI = -0.15$.

Cette nouvelle méthode encouragera les compagnies pétrolières pour entamer des tests préliminaires de compatibilité lors des choix des émulsifiants.

Cette nouvelle technique permet de remédie les inconvénients du dispositif classique caractérisé par, un matériel lourd, des couts d'exploitation élevées et des délais trop long pour l'obtention des résultats.

Cette technique ciblera d'une part le choix du tensioactifs avant le forage de la couche productrice par l'utilisation de ses déblais et d'autres part elle permet d'accomplir les diagnostics des problèmes rencontrés lors du forage de développement.

RECOMMANDATIONS

D'après notre étude on recommande les points suivants :

1. Réaliser les essais de compatibilité des tensioactifs avec la roche réservoir avant d'entamer le forage.
2. Procéder à l'essai préliminaire par ce nouveau dispositif à travers AMOTT par l'utilisation des déblais de forage de la couche productrice.
3. Forer en underbalance si possible.
4. Limiter les durées de contact de fluide de forage et la roche par l'accélération des travaux.
5. Compléter l'étude sous différentes températures proches de celles de gisement et avec les déblais de forage de la couche productrice.
6. En cas où la roche réservoir contient des carbonates, utiliser des substances à base du Zinc et d'aluminium pour activer l'émulsifiant.
7. En cas d'une altération de la mouillabilité laisser débiter l'eau de gisement pour un temps déterminé permettant le relargage des tensioactifs et la restauration de la mouillabilité initial.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

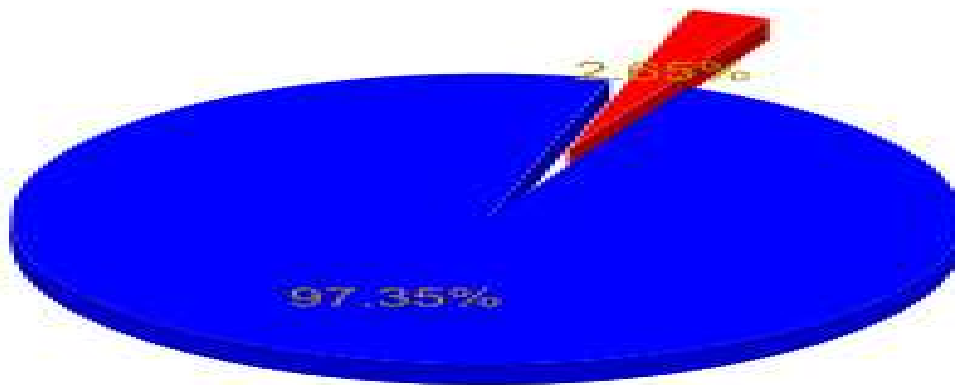
- [1] Publication de l'institut français du pétrole, Les fluides de forage, collection colloques et séminaires 9, Edition technip, 1968 .
- [2] M Khodja., Les fluides de forage : étude des performances et considérations environnementales(en ligne), thèse de doctorat, université de Toulouse, 2-6, 2008.
- [3] R Akkal., Optimisation des fluides de forage et endommagement de la formation, thèse de doctorat, ENP Alger, 39-44, 2014.
- [4] C Garcia.,ParigotP., Boues de forage, Edition Technip, France, 188 p, 1968.
- [5] Nguyen J.P., Le forage(en ligne), Edition technip, 371 p, 1993.
- [6] KFourar., Amélioration des propriétés rhéologique des fluides de forage à base de biopolymères(en ligne), mémoire de magister, université de Boumerdes, 11-16, 2007.
- [7] Centre de recherche et développement, brochure pour fluides de forage, Doc.
- [8] Manuel pratique des fluides de forage, chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel sous-commission laboratoire d'exploitation-Paris, Edition technip, France, 207 p, 1969
- [9] FUTURA. Chimie tensioactif(en ligne).
- [10] Guihard J., Hanot C., Les Agents Tensioactifs Et Surfactifs (en ligne) ,2007.
- [11] BriantJ., phénomènes d'interface Agents de surface (en ligne), Edition technip, 337p, 1989.
- [12] Chirili 1992 (Conférence à londrès).
- [13] Brochette 1999 (Magazine).
- [14] Forest 1962 (Magazine).
- [15] Shinoda et kenza 1983 (article scientifique).
- [16] Lingnome C.E.
- [17] Wikipedia, Tensioactif(en ligne).
- [18] F Nono., caractérisation polyphasique de la zone de transition dans un réservoir pétrolier carbonaté(en ligne), thèse de doctorat, ENSAM de Bordeaux, 17-59, 2014.
- [19] Conférence de David Quéré sur le mouillage - Nanoart 19 novembre 2009, Paris.
- [20] P.G De Gennes, (2004), Belin, "Goutte, bulles, perles et ondes".
- [21] ENSPM formation industrie, endommagent de la liaison couche trou.
- [22] Couplage entre phases fluides dans les écoulements diphasiques en milieu poreux de François Kalaydjian | 1 janvier 1988.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [23] Centre de recherche et développement, étude de mouillabilité de la roche réservoir de BirRebaa Nord, laboratoire étude des gisements, Boumerdes, 1993.
- [24] Wettability of reservoir rock(en ligne) ,171-172.
- [25] E Dana., contribution à la caractérisation des écoulements biphasiques dans les matériaux poreux. Etude expérimentale sur trois grès(en ligne), thèse de doctorat, université de Lille 1,14-15, 1999.
- [26] INFIELD WELL TEST SLB
- [27] Chimie et technologie des agents tensio-actifs : ESurface active agentse, par A. M. Schwartz, Traduit par J. Jean Colonge,... G. Georges-Françisque Chapas,... R. Robert Marey de Anthony M. Schwartz, James W. Perry, et al. | 1 janvier 1955.
- [28] Vangelis Antzou latos, manuel de FORMULATION 2017 V2.
- [29] Des Pierres et des hommes à Orthez
- [30] Document de GB (SH-AAC) champ HBNS.
- [31] Programme de forage du puits HBNS-35b AAC.
- [32] BPedrera., influence de la mouillabilité sur les propriétés polyphasiques d'un milieu poreux lors d'un drainage par gravité(en ligne), thèse de doctorat, université de Bordeaux 1,14-29, 2002.Disponible sur : <http://www.theses.fr/2002BOR12506>.
- [33] SALLIER, Benjamin, Carbonates microporeux : influence de l'architecture du milieu poreux et de la mouillabilité sur les écoulements diphasiques dans les réservoirs pétroliers, Thèse de doctorat : Univ. Genève, 2005, no. Sc. 3692.
- [34] Site web, <https://www.vinci-technologies.com/>
- [35] L. Cuiec, D. Longeron and J. Pacsirszky, Institut Français du Pétrole, 1-4 Avenue de Bois Préau, 92506 Rueil Malmaison, France, ETUDE EXPERIMENTALE DES DEPLACEMENTS EN CONDITIONS DE RESERVOIR,
- [36] B. Robertson, L.M.G. van Golde & J.J. Batenburg, editors, Pulmonary surfactant : from molecular biology to clinical practice, Elsevier, Amsterdam, 1992
- [37] Site web,<http://perminc.com/resources/fundamentals-of-fluid-flow-in-porous-media/chapter-2-the-porous-medium/multi-phase-saturated-rock-properties/wettability/laboratory-determination-wettability/>
- [38] Wetting Alteration of solide Surface by Crude Oils and Their Asphaltenes,morrow et al ,1997

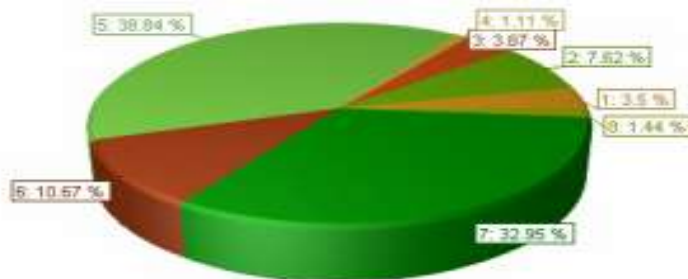
Annexe

NPT vs Prod Time



■ NPT (Hrs)	32.5	2.65%
■ PT (Hrs)	1192.5	97.35%
Total:	1225	100.00%

Operator Groupement Berkine	Field Hassi Berkine	Spud Date 09.10.2015
Well Name HBNS 35b	Location Hassi Berkine	T.D Date 17.11.2015
Rig Name NDIL 810	Country Algeria	T.D, m 3,508.00



- 1. COMMERCIAL PRODUCTS: 3.5 %
- 2. VISCOSIFIERS: 7.62 %
- 3. LOST CIRCULATION MATERIALS (LCM): 3.87 %
- 4. LUBRICANTS, EMULSIFIERS AND SURFACTANTS: 1.11 %
- 5. OIL BASE MUD PRODUCTS: 38.84 %
- 6. DRILLING, COMPLETION AND WORKOVER BRINE PRODUCTS: 10.67 %
- 7. WEIGHTING MATERIALS: 32.95 %
- 8. BACTERICIDES, CORROSION AND SCALE INHIBITORS: 1.44 %

Product	Unit Size	Unit Price (\$)	Used	Cost (\$)
1. COMMERCIAL PRODUCTS				
CAUSTIC SODA	25 kg Sax	30	55	1650
SODIUM CARBONATE (Soda Ash)	25 kg Sax	21.25	45	956.25
Local LIME	25 kg Sax	7.5	1172	8790
			Total	11396.25
2. VISCOSIFIERS				
Local Bentonite	1.25 tn Big Bag	345	65	22425
FLOWZAN	25 kg Sax	400	6	2400
			Total	24825
3. LOST CIRCULATION MATERIALS (LCM)				
NUT PLUG COARSE	25 kg Sax	23.75	119	2826.25
MICA COARSE	25 kg Sax	20	66	1320
NUT PLUG MEDIUM	25 kg Sax	23.75	100	2375
EMEC SEAL COARSE	40 lb Sax	36	30	1080
EMEC SEAL MEDIUM	40 lb Sax	36	65	2340
MICA MEDIUM	25 kg Sax	20	13	260
SAFE CARB 10	25 kg Sax	12	19	228
SAFE CARB 20	25 kg Sax	12	182	2184
			Total	12613.25
4. LUBRICANTS, EMULSIFIERS AND SURFACTANTS				
EMEC DETERGENT	55 gal Drum	450	8	3600
			Total	3600

ملخص:

يمكن أن يؤدي التنقيب عن النفط في بعض الأحيان إلى حدوث تغيير ناتج عن استحلاب طين الحفر وهو انعكاس لقدرة الببل الناتجة عن امتزاج السطح على جدران شعيرات صخور الخزان. ولهذه الأضرار تأثير مباشر على مؤثرات إنتاج النفط مع صعود للماء بنسبة مرتفعة. غياب التجارب الموافقة لهذه التعقيدات مع تسجيل بطء في مدة الاختبارات الأولية يؤدي إلى حدوث أضرار في مصفوفة الخزان مع وجود خطر إغلاق الآبار مما ينتج عنه خسائر مالية كبيرة. ولعلاج هذا الإهمال تم تطوير جهاز جديد يسمح بإجراء الاختبارات في وقت قصير. الكلمات الدالة : طين الحفر، انعكاس لقدرة الببل، أضرار مصفوفة الخزان، صعود الماء .

Abstract:

The drilling of oil reservoirs can sometimes lead to alteration caused by the emulsification of drilling mud, indeed an inversion of the wettability caused by the adsorption of surfactant on the walls of the capillaries of the reservoir rock.

These damages have a direct impact on the oil production indices with a very high water cut .

The absence of compatibility tests due to complexities and slowness of preliminary tests caused damage in the reservoir matrix with substantial financial losses.

To remedy this negligence developed to allow tests to be carried out in very short time.

Key words: Drilling fluids ,alteration of wettability, formation damage, Water cut .

Résumé :

Le forage des réservoirs pétroliers peut aboutir parfois à une altération provoquée par les émulsifiants des boues de forage, en effet une inversion de la mouillabilité provoquée par l'adsorption des tensioactifs sur les parois des capillaires de la roche réservoir.

Ces endommagements ont une incidence directe sur les indices de production d'huile avec une production d'eau très élevée.

L'absence des essais de compatibilité due aux complexités et la lenteur des tests préliminaires engendrent des dommages dans la matrice du réservoir, accompagné de risque de fermeture de puits avec des pertes financières substantielles.

Pour remédier à ces négligences un nouveau dispositif a été mis au point pour permettre la réalisation des tests dans des délais très courts.

Mots-clés : des boues de forage, inversion de la mouillabilité, endommagement de la formation, production d'eau.