



MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITÉ KASDI MERBAH OUARGLA



FACULTE DES HYDROCARBURES, ENERGIES
RENOUVELABLES ET SCIENCES DE LA TERRE ET DE
L'UNIVERS

DEPARTEMENT : PRODUCTION

Mémoire de fin d'étude

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Réalisé par :

BOUGHABA MAROUA

MAUCHE SAOUSSENE

**Influence de la boue de forage sur les essais DST et sur
les caractéristiques petrophysique de la roche
réservoir application sur micro-modèle**

Soutenu le : /06/2018

Devant le jury :

- **Président :** docteur. DOBBI Abd Elmadjid U.K.M.O
- **Examineur :** docteur. CHATTI Djamel U.K.M.O
- **Encadreur :** docteur. LEBTAHI Hamid U.K.M.O

Année Universitaire : 2017/2018

Remerciement

Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce Modeste travail.

*En second lieu, nous tenons à remercier notre encadreur M. **LEBTABI Hamid** pour l'orientation, son précieux conseil et son aide durant toute la période du travail.*

*Nous remercions également M. **DOBBI ET CHATTI** pour leurs conseils et ses diriges du début à la fin de ce mémoire.*

Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre recherche en acceptant d'examiner notre travail Et de l'enrichir par leurs propositions.

Enfin, nous tenons également à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail

MAROUA BOUGHABA

Remerciement

Je remercie Dieu, le tout puissant d'avoir illuminé mon parcours et guidé mes pas vers le chemin de la connaissance et les sources inépuisables du Savoir.

Je tiens, tout d'abord, à adresser mes remerciements à mon encadreur de recherche Mr.LEBTAHI pour son aide, sa présence et son temps.

Mes plus vifs remerciements à Mes Parents, Mes frères et ma Soeur pour leur aide, et leur soutien moral durant l'élaboration de ce travail et jusqu'aux dernières minutes.

Mes remerciements vont aussi à tous ceux et celles qui ont participé de près ou de loin à l'élaboration du présent travail.

Enfin, je remercie mes amies notamment ACHEZEGAG Sarra, SELKA Chahinez, Sabrina, Nafissa... sans oublier mon binôme Marwa pour leurs soutiens moral tout au long de la préparation de ce mémoire.

♣ MAUCHE Saoussane ♣

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A la lumière de mes jours, la source de mes efforts, la flamme de mon cœur, ma vie et mon bonheur ;

Maman que j'adore.

A ma deuxième maman Oumelkhir

A l'homme de ma vie, mon exemple éternel, mon soutien moral et source de joie et de bonheur, celui qui s'est toujours sacrifié pour me voir réussir, que dieu te garde dans son vaste paradis, à toi

Mon père.

A ma deuxième papa Mohamed.

Aux personnes dont j'ai bien aimé la présence dans ce jour, à tous me Sachers frères Fares , Yucef, Mouhaimane et Tarik, et mes chères sœurs Fouzia et Djihad, Rania, Assinat, Firdawsse et Assia

A mon Marie, LHADJ Mohamed.

A toute ma famille, BOUGHABA, ABBA, SAIDE.

Je dédie ce travail dont le grand plaisir leurs revient en premier lieu pour leurs conseils, aides, et encouragements.

A tous mes amis d'Ouargla, Et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour que ce projet soit possible, je vous dis merci.

MAROUA BOUGHABA

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à toutes les personnes qui m'ont aidée de loin ou de près à accomplir et à bien mener ce travail.

A Mon père, ma mère

A qui je dois tout, pour leurs patiences, leurs encouragements et leurs sacrifices consentis envers moi.

Leurs aides précieuses, leurs conseils prodigieux et leurs principes dans la vie m'ont fortement soutenue.

Que ce travail leur soit un témoignage de ma reconnaissance, pour leurs efforts et leurs encouragements.

Que Dieu vous protège et vous accorde longévité et bonne santé.

A mes frères

Mohamed, Hichem, Oussama, Ahmed yacine.

A ma chère soeur Manel

Pour leur soutien moral et leur encouragement considérable.

Que Dieu nous garde unis et solidaires.

A mes amis

Sarra, Sabrina, Nafissa, Marwa, Massiva, Karima, Chahinez, Khawla.

Je sais très bien que vous me tenez à cœur, les mots ne peuvent pas exprimer mes vrais sentiments.

Que Dieu nous unisse à l'éternité.

A toute ma famille

Je vous adresse mes sentiments et mes considérations les plus sincères. Je vous aime tous Enfin,

Je dédie ce mémoire de fin d'étude à la mémoire de ma chère grand-mère qui vient de nous quitter récemment.

Saoussane

Résumé :

L'utilisation de fluide de forage à base d'huile permet de forer les couches productrices en limitant les endommagements. La non-conformité des caractéristiques des boues de forage altère les paramètres pétrophysiques de la roche réservoir.

Des pressions et des teneurs en solides élevée suivies d'une durée de contact boue-formation prolongée engendre un éclatement de Rupture Disc RD, une réduction de la perméabilité et une inversion de la mouillabilité du milieu poreux. Cette dernière est le résultat d'un choix de tensioactif non compatible avec la roche.

Un dispositif expérimental constitue un micro-modèle efficace pour l'étude des phénomènes d'endommagement de la formation.

Les mots clés : boue de forage, endommagement, rupture disc DR, colmatage, inversion mouillabilité.

Abstract:

The use of oil-based drilling fluid allows drilling of the producing layers by limiting damage.

The non-compliance of the characteristics of the drilling muds alters the petrophysical parameters of the reservoir rock.

High pressures and solids contents followed by prolonged mud-forming contact time results in bursting of RD and reduced permeability and inversion of the wettability of porous media. The latter is the result of a choice of surfactant not compatible with the rock.

An experimental device constitutes an excellent micro-model for the study of formation damage phenomena.

Key word: Drilling mud, damage, tank vial, disc rupture DR, clogging, inversion of wettability.

Sommaries

Titre	Page
Remerciement	I
Dédicaces	III
Résumé	V
Sommaire	VI
Liste des Tableaux	IX
Liste des figures	X
Abréviations	XI
Introduction	1
PARTIE THEORIQUE	
Chapitre I	
Présentation du champ de Hassi Messaoud	
I-1 Historique du champ de Hassi Messaoud	2
I-2 Situation du champ de Hassi Messaoud	2
I-2-1- Situation géographique	2
I-2-2 Situation géologique	3
I-3 Caractéristiques du réservoir	6
I-4 Caractéristiques des fluides et de la roche	6
I-5 Développement de gisement et problèmes d'exploitation	6
I-5-1- Production	6
I-5-2- Liaison couche trou	7
I-5-3- Maintien de pression	7
I-5-4- Problèmes d'exploitation	7
Chapitre II	
Les propriétés physicochimiques de la boue	
II.1 Définition de la boue de forage :	9
II .2 Principales fonctions de la boue de forage	10
II .3 Les types des boues de forage	10
II.3.1 Boues de forage à air	10
II.3.2 Les boues à base d'eau (WBM)	10
II.3.3 Boues à base d'huile (OBM)	10
II .4 Propriétés des fluides de forage	11
II .4.1 La densité (Poids volumique) :	11
II.4.2 viscosité :	12
II.4.3 Filtration et cake :	13
II.4.4 Concentration en solides, en eau et en huile :	14
II.4.5 Emulsion :	15
II.5 Produits utilisés dans la préparation des boues de forage :	15

II.6 Les Tensioactifs :	15
I.6.1 Définition :	15
II.6.2 Les différents types de tensioactifs	16
Chapitre III	
Des mécanismes de l'endommagement	
III .1 Caractéristiques générales des écoulements en milieux poreux	17
III.1.1 Porosité :	17
III.1.2 Saturation :	17
III.1.3 Perméabilité :	18
III .2 Définition de L'endommagement	18
III.3 Mécanismes d'endommagement	18
III.3.1 Endommagement mécanique	18
III.3.2 Endommagement chimique	19
III.4 Évaluation de l'endommagement	20
III.4.1 Effet de Skin	21
III.4.2 Indice de variation de perméabilité	21
III.4.3 Taux d'endommagement	22
Chapitre IV	
Les opérations de DST (Drill Stream Test) et ses équipements	
IV.1 Définition de DST	23
IV.2 Principes de DST	23
IV.3 Les équipements nécessaires pour le DST	24
IV.3.1 Les équipements du train de DST (équipements de fond)	24
IV.3.2 les équipements de surface	27
IV.4.Programme d'exécution de l'opération DST	31
IV.4.1 Données sur le puits	31
IV.4.2 Les données des puits voisins	31
IV.4.3 Données sur la zone à tester	31
IV.4.4 Calcul du tampon	31
IV.4.5 Le choix de la côte d'ancrage	31
IV.4.6 Données sur les équipements de test	31
IV.4.7 Déroulement des opérations	31
PARTIE PRATIQUE	
Chapitre V	
Etude de cas du puits SFPW-2	
V.1 Données sur le puits	34
V.2 Données sur le test :	34
Chapitre VI	
Etude expérimentale à l'aide d'un flacon réservoir micro-modèle	
VI- étude expérimentale	41
VI-1- Caractérisation des échantillons	41
VI-2- Mode opératoire	42
VI-2-1 Détermination de la porosité (\emptyset)	42
VI-2-2 Test de la perméabilité K	42

VI-2-3 Test de colmatage	42
VI-2-4 Test de l'inversion de la mouillabilité	42
VI-3- Résultats et interprétations	43
Conclusion	47
Bibliographie	
Annexe	

Liste des tableaux :

Tableau	Page
Tableau(II.1) : Indice et type de mouillabilité.	15
Tableau V.1 Quelques échecs de DST dus à la boue de forage	37
Tableau (VI.1) : Résultats de mesure pour application de la loi de DARCY	43
Tableau(VI.2) : Porosité des échantillons par pesée.	43
Tableau (VI.3) : perméabilité des échantillons par pesée.	43
Tableau (VI.4) : Résultats des tests de colmatage.	44
Tableau (VI.5) : Résultats de perméabilité sans tensioactif	44
Tableau (VI.6) : L'influence du temps de contact de la solution de tensioactif avec la roche sur le pourcentage d'eau et d'huile récupéré	45

Liste des figures

Figures	Page
Fig I.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.	3
Fig I.2 : Cadre géologique du champ de Hassi Messaoud.	4
Fig I.3 : Coupe stratigraphique & différentes phases de forage du champ de Hassi Messaoud	5
Fig II.1 : Circuit de la boue	9
Fig II.2 : Schéma représentatif d'un tensioactif.	15
Fig IV.1 : Train de DST	25
Fig IV.2 : L'installation de surface	27
Fig IV. 3 : La tête de puits	28
Fig IV. 4 : L'évolution de la pression en fonction du temps (Essais de puits complétion LAHCEN.BENAMOUR <i>Aout 2010</i>)	32
Fig V.1 Schémas de puits SFPW-2	35
Fig V.2 Schémas représentatif du train de test pour le SFPW-2	36
Fig V.3 Marges de sécurité de RDCV pour une densité de boue $d=1,38$.	37
Fig V.4 Rupture disc	38
Fig V.5 Pression minimale d'éclatement de RDCV pour une densité $d=1,41$	39
Fig V.6 Graphe de pression dans l'annulaire	39
Fig VI.1 Schéma de l'installation	41
Fig VI.2 : Relation entre l'Indice de variation de perméabilité et Taux d'endommagement	45

Nomenclature

A : L'aire de l'échantillon [cm²].

B : facteur volumétrique du fond.

C : Coefficient de colmatage [%].

D : Diamètre de l'échantillon [cm].

h : Épaisseur du réservoir [m].

Idw : Water déplacement index (indice de déplacement d'eau).

Ido : Oil déplacement index (indice de déplacement d'huile).

K : perméabilité [mD].

Kair : perméabilité à l'air [mD].

Kf : perméabilité finale [mD].

Ki : perméabilité initiale [mD].

L : longueur de l'échantillon [cm].

L₃₀₀ : Lecture Fann correspond à la vitesse de rotation 300tr /mn.

L₆₀₀ : Lecture Fann correspond à la vitesse de rotation 600tr /mn.

Q : Débit de fluide traversant l'échantillon [cm³/mn].

S : Facteur skin.

T : Température.

V_a : viscosité apparente [cP].

V_p : viscosité plastique [cP].

V_t : Volume total de l'échantillon [cm³].

V_p : Volume de pores.

Y_p : yield value [lb/100ft²].

Lettres grecques

μ: viscosité [cP].

ΔP : Différence de pression [psi].

ΔP_{skin} : Perte de charge supplémentaire induite par l'endommagement.

Φ : Porosité de l'échantillon [%].

ρ_o : Masse volumique d'huile [kg/m³].

Abréviations utilisées:

DST: Drill Stem Test

MDT: Modular Dynamic Test.

WBM: Water-Based-Muds

OBM: Oil-Based-Muds

ESD: Emergency Shut Down

SAG: SilurienArgilo-gréseux

RD: Rupture Disc

BSW: Basic Sediment and Water

PVI : Permeability Variation Index

DR : Damage Ratio

Introduction

Introduction :

De nombreuses techniques de forage ont été développées pour s'adapter à la diversité des couches géologiques et aux différentes applications au forage conventionnel et non conventionnel pour l'exploitation des hydrocarbures. Le choix de la technique de forage est influencé par les principaux facteurs tels que la nature du terrain à traverser, la profondeur atteinte et le mode d'exploitation.

Parmi les éléments pour réaliser un forage, le choix d'une boue est essentiel car elle assure plusieurs fonctions comme nettoyer le puits, maintenir les parois de trou, lubrifier le trépan et équilibrer la pression de la formation traversée. Cette dernière représente un paramètre physique en assurant la stabilité des parois et en empêchant la venue des fluides provenant des nappes souterraines traversées.

La boue de forage, surnommée au niveau de chantier pétrolier « Mud », doit être adéquate, efficace et ses formulations répondent aux caractéristiques exigées dans les cahiers de charge avant de la mettre en service.

Cependant, elle peut provoquer un endommagement au niveau de fond et aux abords de puits, soit par un effet physicochimique en changeant de mouillabilité de la roche, soit par un effet physique en réduisant la perméabilité. La détermination de la variation de ces paramètres consiste à effectuer des tests qui permettent de suivre l'évolution de cet endommagement de la roche réservoir par l'utilisation de micro-modèle poreux.

Ce mémoire comprend six chapitres regroupés dans une partie théorique et une partie pratique :

• **Partie théorique :**

- Le premier chapitre concernant la présentation de champ Hassi Messaoud.
- Le deuxième chapitre est consacré aux propriétés physiques et chimiques de la boue et son rôle pendant le forage.
- Le troisième chapitre décrit l'endommagement de la roche réservoir et l'altération de la mouillabilité et les mécanismes correspondants.
- Le quatrième chapitre présente l'opération de DST (Drill Stream Test) et ses équipements (équipement de surface et de fond) nécessaires pour cette opération.

• **Partie pratique :**

- Le cinquième chapitre est consacré à étude de cas du puits SFPW-2.
- Le sixième chapitre est une étude expérimentale à l'aide d'un flacon réservoir micro-modèle.

Partie Théorique

Chapitre I
Présentation du champ
de Hassi Messaoud

I.1 HISTORIQUE DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD :

Le gisement fut découvert par deux compagnies distinctes, CFPA au niveau de la partie Nord du champ (OM, ON), la SN Répal au niveau de la partie sud du Champ (MD). En 1946, la SN Répal a commencé sa recherche à travers le Sahara algérien. Trois années plus tard débutait la prospection géophysique par une reconnaissance gravimétrique. En 1951 a eu lieu le premier tir sismique dans la région d'Ouargla. Cette reconnaissance du pourtour des bassins sahariens permettra à la SN Répal et son associé, la CFPA de déposer leurs premières demandes de permis de recherche.

Le champ de Hassi Messaoud a été découvert le 16/01/56 par SN-REPAL qui a amorcé le premier forage (MD1), implanté à la suite d'une campagne sismique réfraction. Ce forage a découvert à 3338 mètres de profondeur, les grés du Cambrien productifs d'huile. En mai 1957, à 7 kms au nord-ouest de MD1, la CFPA confirmait l'existence d'un gisement par le forage OM1.

Les forages qui étaient alors de 10 par an, n'ont cessé de se multiplier depuis 1967 et surtout à partir des mesures de nationalisation des hydrocarbures, le 24/02/71.[1]

I.2 SITUATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD :

I.2 .1 Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-Est du Sahara Algérien, à 850 Km au Sud-Est d'Alger et 350 Km de la frontière Algéro-tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 25000 Km², il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, à l'Ouest par Ouargla, et à l'Est par El Borma.[1]

En coordonnées géographiques le gisement est limité :

- ✿ Au nord par la latitude 32°15.
- ✿ Au sud par la latitude 31°30.
- ✿ A l'ouest par la longitude 5°40.
- ✿ A l'est par la longitude 6°35.

Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante (**figureI.1**).

$X = 790.000 - 840.000$ Est.

$Y = 110.000 - 150.000$ Nord.

I.2.3 Situation géologique:

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique ; il est limité (Figure I.2) :

- Au Nord, par les structures de Djemâa- Touggourt.
- A l'Ouest, par les hauts fonds d'Oued Mya.
- A l'Est, par les hauts fonds de Dehar et la structure de Ghadamès.

Au Sud, par le haut fond d'Amguid

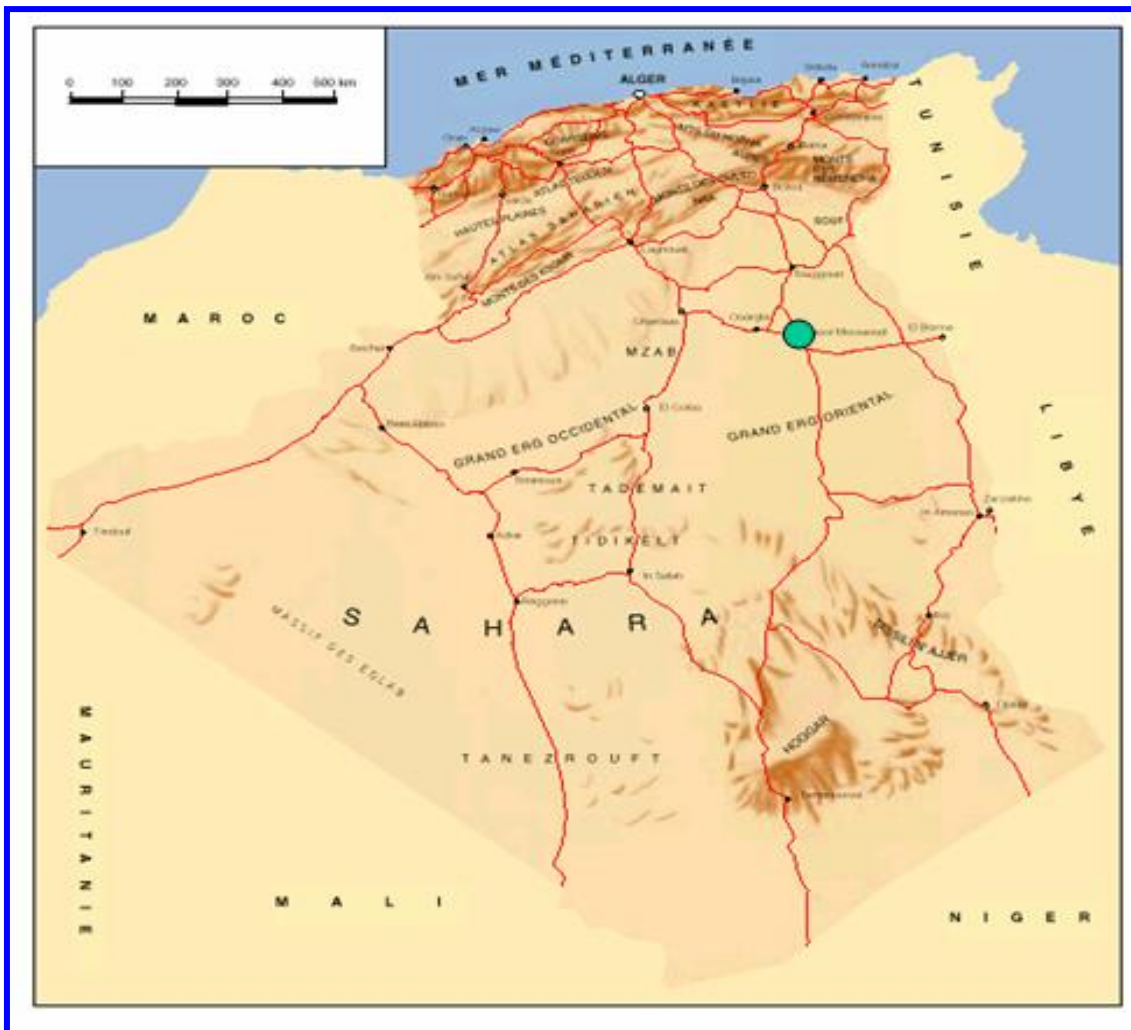


Figure I.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud. [1]

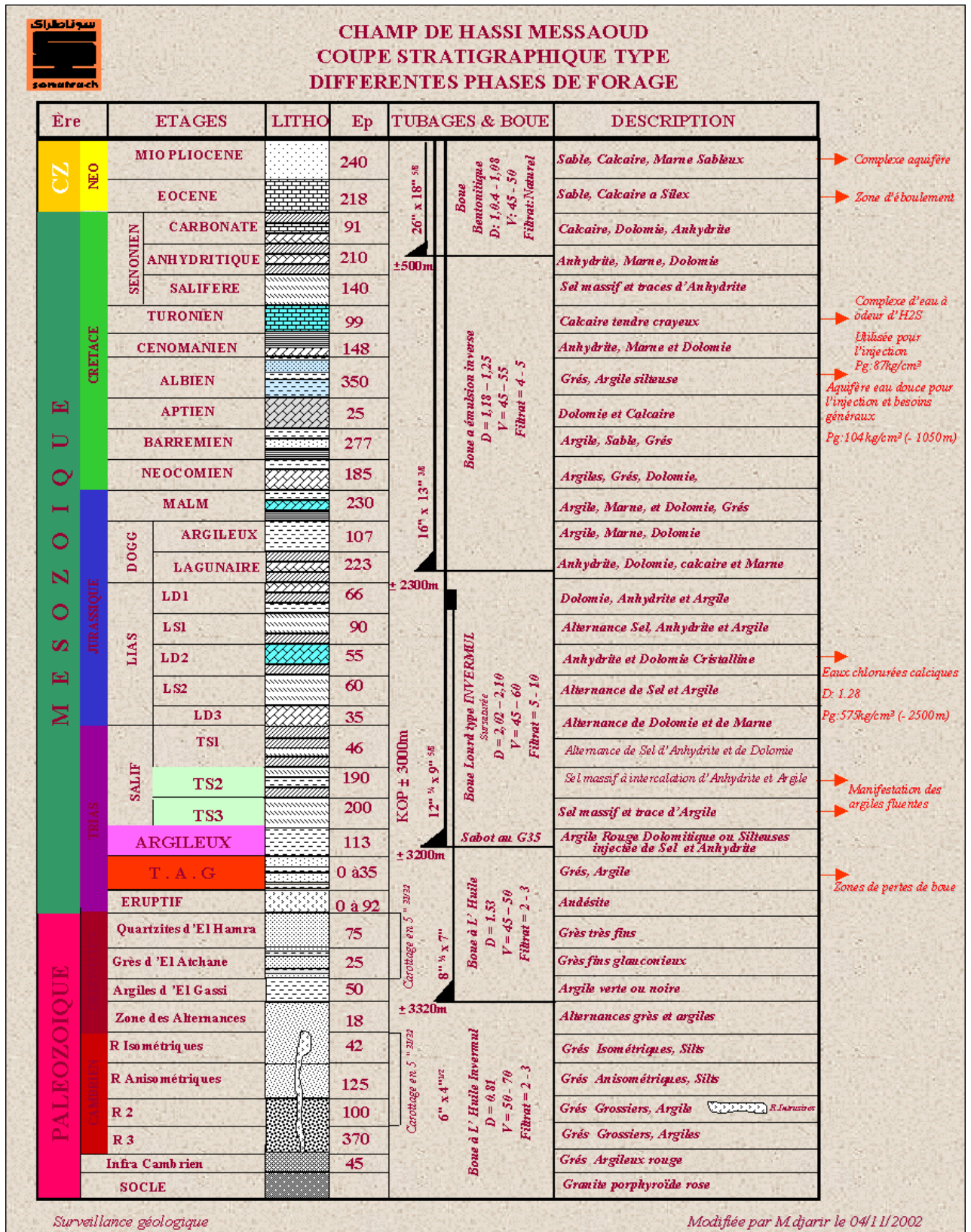


Figure I.3 : Coupe stratigraphique & différentes phases de forage du champ de Hassi Messaoud [1]

I.3 CARACTERISTIQUES DU RÉSERVOIR :

A Hassi Messaoud, ce sont les sédiments cambriens qui sont saturés en huile. Ils sont protégés par une couverture formée par d'épaisses couches salifères et argileuses du trias. Le plan d'eau se trouvait initialement à la profondeur de 3380 m. À cause d'une importante déplétion du champ, l'eau a envahi une bonne partie du R2.

Il est essentiellement constitué de grès anisométriques, dont la zone Ra, d'une centaine de mètres, présente les meilleures caractéristiques pétrophysiques. Elle est la plus productive du réservoir cambrien, situé entre 3300 m et 3500 m de profondeur.

Les caractéristiques de la roche réservoir varient largement selon leur classement, et leur teneur en argile.[1]

I.4 CARACTERISTIQUES DES FLUIDES ET DE LA ROCHE:

- Huile légère :Densité $\rho_o = 0.8$ (API = 45.4)
- La pression de gisement variable : $P_g = 120$ à 400 Kgf/cm²
- Température de gisement est de : $T = 118^\circ\text{c}$
- Le rapport gaz-huile est variable : $\text{GOR} = 100$ à 5000 m³/m³
- La porosité est faible et varie de : $\Phi = 5$ à 10%
- La perméabilité est très variable : $K = 0$ à 1 Darcy
- La viscosité : $\mu_o = 0.2$ Cp
- Le facteur volumétrique de fond moyen : $B_o = 1.7$ m³/m³

I.5 DEVELOPPEMENT DE GISEMENT ET PROBLEMES

D'EXPLOITATION:

I.5 .1 Production :

Le gisement de Hassi Messaoud compte plus 1000 puits, qui sont forés aux cambriens dont 781 puits producteurs d'huile, 86 puits injecteurs de gaz et 30 puits injecteurs d'eau.

Les réserves en place du gisement sont estimés à $7075.73 \cdot 10^6$ stdm³.

Dans les trois dernières années l'huile récupérée est estimée à 946.9710^6 stdm³ avec un taux de récupération de 13.38%.

Plus de la moitié des puits producteurs sont équipés de concentriques pour l'injection de l'eau douce (dessalage de dépôts de sel) et l'injection de Gas-lift pour augmenter la récupération.

Les index de productivités sont très variables ainsi que les débits qui varient entre 10 à 750m³/j.

I.5.2 Liaison couche-trou :

Jusqu'à la fin des années 60, les puits étaient en majorité complétés en trou ouvert (open hole). Quelques puits cependant ont été équipés d'un liner cimenté ; depuis, l'utilisation de crépines (5" FJ Hydril) s'est généralisée vers le milieu des années 80, la chute de production inexplicable de certains puits de la périphérie Ouest du champ, équipés de crépines, a permis de constater un bouchage de l'espace annulaire entre les parois du trou et la crépine par des dépôts organiques. Cette constatation a été faite à la suite de la destruction de la crépine au cours d'un work-over. Depuis, il a été décidé d'éliminer les crépines. Les nouveaux puits ou ceux repris en work-over sont systématiquement équipés d'un liner 4"1/2 cimenté ou laissés en découvert.

I.5.3 Maintien de pression :

L'injection de gaz miscible a commencé très tôt dès 1964 dans certaines zones où la pression moyenne commençait à chuter considérablement.

Le choix de l'injection de gaz miscible à haute pression (420 bars à la sortie de la station) dépend des caractéristiques du réservoir.

Les objectifs de l'injection de gaz miscible sont :

- Maintenir la pression du réservoir qui se déplaçait progressivement.
- Balayage au gaz miscible assure une augmentation de taux de récupération.

Actuellement on compte plus de 16 zones soumises à l'injection d'eau dont 03 zones en déplétion naturelle et 06 sont en injection de gaz.

Actuellement 248 milliards stdm³ de gaz et 125 millions std m³ d'eau ont été injectées.

Pendant ces trois dernières années le débit moyen de l'injection de gaz était 44.665million std m³/j et 35.281 million std m³/j.

I.5.4 Problèmes d'exploitation :

Le champ de Hassi Messaoud pose des problèmes de production qui sont en général aggravés par les conditions sévères de température et de pression régnant dans le gisement.

Un premier problème est posé par les dépôts d'asphaltènes dans le tubing.

Un second est dû à la présence, dans la formation, d'eau salée saturée dans les conditions de fond. Ces dépôts entraînent des bouchages et diminuent fortement la productivité des puits.

La présence d'eau salée dans la formation provoque des dépôts des cristaux de sel dans le tubing dès que des quantités d'eau, même très faibles, sont produites avec l'huile résultante

d'un changement des conditions thermodynamiques. Pour inhiber ces dépôts de sel, une injection d'eau douce en continu ou par bouchons est faite dans le puits.

L'eau injectée n'étant pas compatible avec l'eau du gisement, il se produit de nouveaux dépôts dans le tubing (sulfate de baryum $BaSO_4$). Ces dépôts de sulfate de baryum sont très difficiles à éliminer, malgré l'injection d'un inhibiteur de dépôts.

Les percées de gaz et d'eau dans les puits producteurs en zone d'injection posent des problèmes de production. Celle-ci réduit d'une façon considérable l'index de productivité, particulièrement sur les puits en percée d'eau. Ces puits à court terme le Gas lift pour les maintenir en production d'où des investissements supplémentaires.

Les percées de gaz sont moins dramatiques mais demandent une exploitation des puits à des pressions élevées en tête et occasionnent des pertes de charges supplémentaires dans la collecte. [1]

Chapitre II
Les propriétés
physicochimiques de la boue

La réussite d'un forage des puits de pétrole et de gaz dépend principalement des paramètres 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].

II.1 Définition de la boue de forage :

Le fluide de forage, appelé aussi boue 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, ...)

Le fluide est préparé dans des bacs à boues, il est injecté à l'intérieur des tiges jusqu'à l'outil d'où il remonte dans l'annulaire, chargé des déblais formés au front de taille à la sortie du puits, il subit différents traitements, tamisage, dilution, ajout de produits, de façon à éliminer les déblais transportés et à réajuster ses caractéristiques physicochimique sà leurs valeurs initiales. Il est ensuite réutilisé.

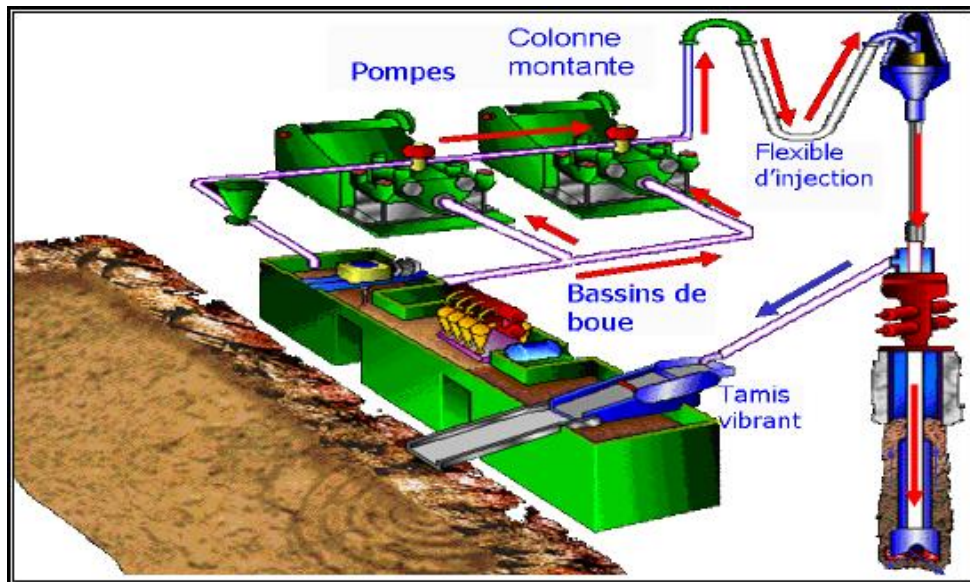


Figure II.1 : Cycle du fluide sur le site de forage [1].

II .2 Principales fonctions de la boue de forage :

Les fluides de forage doivent avoir les propriétés leur permettant d'optimiser les fonctions

Suivantes [3, 4] :

- Nettoyage du puits.
- Maintien des déblais en suspension.
- Sédimentation des déblais fins en surface.
- Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde.
- Dépôt d'un cake imperméable.
- Prévention des venues d'eau, de gaz ou d'huile.
- Augmentation de la vitesse d'avancement.
- Diminution du poids apparent du matériel de sondage.

II .3 Les types des boues de forage

Une classification des fluides de forage est généralement basée sur la nature du constituant de la phase continue de ces fluides.[3, 4]

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 (pétrolebrut, fuel, gas-oil, ...) ;
- les fluides de forage à base d'eau, dont la phase continue est de l'eau éventuellement chargée en NaCl.

II.3.1 Boues de forage à air:

Ces systèmes de fluide sont composés d'air ou de gaz naturel mélangés avec de l'eau .Il sont utilisés couramment dans les formations contenant des quantités importantes d'eau ou règne une pression élevée [3].

II.3.2 Les boues à base d'eau (WBM):

Elles 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.

II.3.3 Les 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 .

II.3.3.1 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, l'émulsion formée est toujours du type eau dans l'huile.

II.3.3.2 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 :

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.

II .4 Propriétés des fluides de forage

II .4.1 La densité (Poids volumique) :

C'est le rapport du poids d'un corps à son volume dans des conditions définies de pression et de température.

NB : les Anglo-saxons utilisent également la livre par gallon. Il suffit alors de multiplier cette valeur par le coefficient 0.12 pour obtenir la densité.

La densité est une caractéristique très importante des boues de forage.

Elle doit être suffisamment élevée pour que la pression hydrostatique soit supérieure à la pression des fluides et soit inférieure à la résistance des roches en tous points du puits, afin de ne pas créer de fractures dont une des conséquences est la perte de circulation puis la venue possible d'un fluide.

La boue applique une pression à la paroi du trou qui s'oppose à la contrainte radiale σ_r et qui permet de maintenir le trou ouvert. Cette pression est donnée par la relation suivante.

$$P_h = \frac{H \cdot d}{10,2} \quad (\text{II-1})$$

P_h : Pression hydrostatique exercée par la boue à la profondeur H en bar.

H : Profondeur verticale du puits en m.

d : Densité de la boue de forage (par rapport à l'eau).

II.4.1.1 Importance et impacte de la densité :

- Une boue à densité élevée a également un pouvoir sustentateur plus grand, d'où une meilleure remontée des déblais dans l'espace annulaire.
- Il ne faut pas par contre que la densité dépasse la limite de résistance des roches pour ne pas les fracturer et provoquer des pertes de circulation.

II.4.2 Viscosité :

La viscosité est définie comme étant 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 :

II.4.2.1 La viscosité apparente : c'est la résistance totale à l'écoulement d'un fluide plastique, elle est exprimée en centi-poise et donnée par la relation suivante :

$$V_a (cP) = \frac{L_{600}}{2} \quad (\text{II-2})$$

II.4.2.2 La viscosité plastique : 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 :

$$V_p (cP) = L_{600} - L_{300} \quad (\text{II-3})$$

L_{300} : Lecture Fann correspond à la vitesse de rotation 300tr /mn.

L_{600} : Lecture Fann correspond à la vitesse de rotation 600tr /mn.

II.4.2.3 Détermination de la thixotropie :

La thixotropie peut être estimée par l'évolution du gel en fonction du temps. Une boue de forage laissée au repos édifie progressivement une structure qui en augmente la rigidité et qui peut être détruite par agitation.

Le caractère thixotropique d'une boue est évaluée en mesurant d'une part le **gel 0** et d'autre part le couple après un repos de dix minutes. Ce couple est appelé **gel 10**
gel 0 : après un temps de repos nul **gel 10** : après un repos de dix minutes.

Le gel 0 varie pratiquement comme la viscosité plastique et le gel 10 comme la yield-value.

II.4.2.4 Yield –value :

Elle est due aux interactions physiques ou chimiques des particules en suspension. Un traitement chimique de ces particules peut faire varier la yield-value d'une manière extrêmement sensible.

$$YV = 2L_{300} - L_{600} \quad VP = L_{600} - L_{300} \quad Va = \frac{L_{600}}{2} \quad (\text{II-4})$$

YV: Yield –value

VP: Viscosité plastique

Va: Viscosité apparente

II.4.2.5 Importance et impacte de la viscosité :

- Une viscosité trop élevée provoque une augmentation des pertes de charge.
- Si la viscosité est trop faible, les déblais ne remontent pas assez dans l'espace annulaire.
- Le gel intervient comme la viscosité pour faciliter la remontée des déblais.
- Il permet de maintenir les déblais en suspension quand la boue ne circule pas.
- Des gels élevés freinent en surface la décantation des déblais non retenus par les tamis vibrants.

II.4.3 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].

II.4.3.1 Importance et impacte du filtrat :

La pression hydrostatique augmentant proportionnellement avec la profondeur de forage, il y aura lieu de réduire progressivement le filtrat. On devra le réduire rapidement dans le cas de difficultés de manœuvre de la garniture ou de débuts de coincement provoqués par une mauvaise tenue des formations forées, si l'on a affaire à des terrains perméables dans lesquels l'invasion par l'eau de la boue est à redouter.

- Il a été observé qu'un filtrat élevé favorisait la vitesse d'avancement du trépan.
- Un envahissement trop élevé des couches perméables (couches réservoirs) par le filtrat de boue influe sur l'opération d'échantillonnage et prélèvement (MDT, RDT) des fluides de réservoir.
- Un Mud-Cake important favorise le coincement des outils de logging.

II.4.4 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 [4].

$$\text{Solides en \%} = 100 \% - (\% \text{ d'eau} + \% \text{ d'huile}) \quad (\text{II-5})$$

II.4.4.1 Impacte de la teneur en solide :

Une faible teneur en solides est un facteur de stabilité pour une boue à émulsion inverse. Une augmentation de la teneur en solides peut provoquer une rupture d'émulsion.

Une forte teneur en solides est un facteur d'augmentation de la densité et la viscosité de la boue.

II.4.5 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].

II.5 Produits utilisés dans la préparation des boues de forage :

Tableau(II.1) : Additifs utilisés dans la formulation des boues de forage.

No	additifs	No	additifs
1	Contrôleur d'alcalinité	9	Lubrifiant
2	Bactéricides	10	Déflocculant
3	Anti-calcium	11	Viscosifiant
4	Anti-mousse	12	Alourdissant
5	Agent moussant	13	Inhibiteur de corrosion
6	Emulsifiant	14	Réducteur de filtrat
7	Colmatant	15	Fluide de base aqueux (saumure)
8	Floculant	16	Fluide de base oléagineux

II.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].

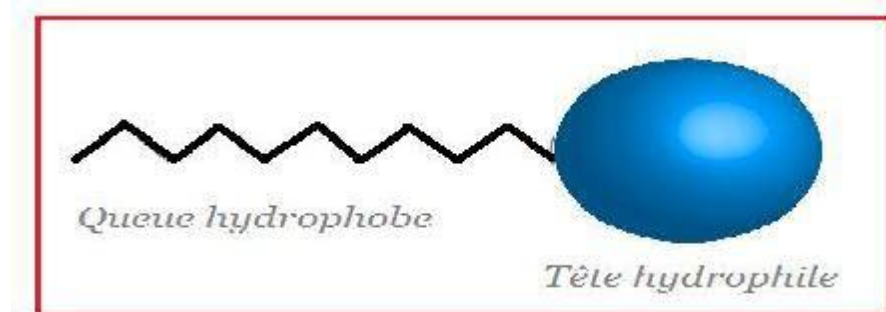


Figure II.2 : schéma représentatif d'un tensioactif.[9]

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].

II.6.2 Les différents types de tensioactifs

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

Chapitre III

Des mécanismes de l'endommagement

Dans le domaine de réservoir engineering, l'endommagement de la formation est un concept générique traduisant des variations indésirables de la perméabilité de la roche réservoir par divers mécanismes antithétiques. C'est un problème opérationnellement et économiquement indésirable qui peut survenir durant les différentes phases de l'exploitation d'un champ pétrolier.

Les indicateurs de l'endommagement de la formation comprennent une réduction de la perméabilité, un effet de peau (effet de skin) et une perte de productivité du puits de pétrole ou de gaz.

Les phénomènes d'endommagement ne sont pas nécessairement réversibles et ce qui pénètre dans le milieu poreux n'est pas forcément ressorti, pour cela mieux vaut prévenir que d'avoir à guérir [10,11].

III .1 Caractéristiques générales 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 monophasique (présence et déplacement d'une seule phase dans le milieu poreux) ou polyphasiques (présence de plusieurs phases non miscibles et déplacement d'au moins une de ces phases). 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, le mouillage [8].

III.1.1 Porosité :

Bien que représentée par des vides, la porosité est un élément important de la roche réservoir qui conditionne la capacité de la roche de renfermer les fluides et les gaz. Elle s'exprime quantitativement par le pourcentage du volume poreux par rapport au volume total de la roche.

$$\Phi(\%) = (V_p/V_t) \times 100 \quad (\text{III-1})$$

III.1.2 Saturation :

Elle est définie pour un fluide donné « i », comme étant le rapport du volume de ce fluide au volume des pores considéré [9].

$$S (\%) = (V_i/V_p) \times 100 \quad (\text{III-2})$$

$$\sum_i^n = 1 \quad S_i = 1 \quad (\text{III-3})$$

III.1.3 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 [10] :

$$Q = A * \frac{k}{\mu} * \frac{dP}{dx} \quad (\text{III-4})$$

Si l'échantillon est entièrement saturé par un fluide monophasique utilisé pour mesurer la perméabilité, celle-ci est appelée **perméabilité absolue K** 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** .

III .2 Définition de L'endommagement:

L'endommagement de la couche réservoir est défini comme étant une réduction de la capacité de production de pétrole, d'eau ou de gaz se trouvant dans la formation. Il est connu depuis longtemps comme une source de réduction de la production pétrole et de gaz dans de nombreux réservoirs.

III.3 Mécanismes d'endommagement:

L'endommagement est causé par différents phénomènes à savoir [11, 12,13]:

III.3.1 Endommagement mécanique:

Les mécanismes d'endommagement mécanique 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 :

III.3.1.1 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.

III.3.1.2 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, le fluide forage se trouve en contact continu avec la roche réservoir pour une longue durée et à une pression supérieure à la pression de fluide contenu dans cette roche.

Le milieu étant poreux, la phase liquide de la boue s'infiltré dans cette roche tandis que la phase solide forme un cake externe sur les parois du puits et un cake interne constitué de fines particules solides.

Cet envahissement du filtrat dans la matrice provoque un déséquilibre du système qui affecte aussi bien le ciment argileux de la roche, que le fluide contenu dans les pores. Les particules solides qui à l'origine occupent les parois des conduites poreuses sans incidence sur la perméabilité du réservoir, peuvent être entraînées par le fluide. Ces particules peuvent aussi migrer avec l'effluent durant la production normale du puits et boucher ainsi les abords de ce dernier, entraînant une diminution de la porosité utile et par la suite celle de la perméabilité, ce qui est traduit par une résistance à l'écoulement de l'huile ou de gaz. On observe alors une réduction notable de la productivité prévue du puits.

III.3.1.3 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 alourdissants, des agents réducteurs de filtrat et des solides générés par les débris forés.

III.3.2 Endommagement chimique:

Cet endommagement est lié 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:

III.3.2.1 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.

III.3.2.2 Déflocculation des argiles

La déflocculation 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 déflocculation.

III.3.2.3 Adsorption chimique

Des polymères ou des matériaux alourdisant 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, conduisent à la diminution de la taille des canaux d'écoulement, donc de la perméabilité.

III.3.2.4 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.

III.3.2.5 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.

III.3.2.6 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'infiltreront, ce qui entraîne une diminution de la perméabilité relative à l'huile donc une diminution de la productivité.

III.4 Évaluation de l'endommagement:

La connaissance des caractéristiques pétrophysiques, minéralogiques et pétrographiques de la roche réservoir a une importance capitale pour l'étude d'endommagement et l'interprétation des tests de laboratoire et de puits.

En effet l'endommagement peut être évalué au laboratoire en prenant et en analysant des échantillons de fluide de forage et des carottes et en effectuant des mesures des propriétés suivantes [10,11] :

- Mouillabilité ;
- Pression capillaire ;
- Perméabilité relative ;
- Saturation en fluide irréductible;
- Composition de la formation, la distribution et taille des pores ;
- Tests de filtration ;
- Invasion de fluides (tests sur la perméabilité retournée).

III.4.1 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.

L'effet de skin se traduit par un ΔP supplémentaire appelé ΔP_{skin} . Par analogie avec la loi de Darcy en écoulement radial circulaire, on caractérise l'effet d'ensemble des perturbations par leskin global S tel que :

$$\Delta P_{skin} = \frac{QB\mu s}{2\pi hk} \quad (III-5)$$

La valeur S est une valeur mathématique sans sens physique. C'est une simple représentation globale d'un ensemble de facteurs (effet de perforation, effet d'étranglement de déviation et décolmatage). Selon que S sera positif ou négatif, ce ΔP_{skin} le sera également et nous aurons respectivement un frein ou une amélioration à l'écoulement.

III.4.2 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.

PVI est donné par l'expression suivante :

$$PVI = \frac{K - K_d}{K} = 1 - \frac{K_d}{K} \quad (III-6)$$

Où K et K_d représentent respectivement les débits avant et après endommagement

III.4.3 Taux d'endommagement

Le taux d'endommagement exprime le changement de débit suite à l'endommagement. Damage Ratio (DR) est donné par l'expression suivante :

$$DR = \frac{q - q_d}{q} = 1 - \frac{q_d}{q} \quad (\text{III-7})$$

Où q et q_d représentent respectivement les débits avant et après endommagement.

Chapitre IV

***Les opérations de DST (Drill
Stream Test) et ses
équipements***

IV.1 Définition de DST :

Le DST (Drill Stem Test) est une éruption contrôlée avec une complétion temporaire du puits ; le DST est la mise en production provisoire effectuée sans modification des équipements des puits. [14]

Objectifs :

- Mettre en évidence la présence des hydrocarbures.
- Déterminer la capacité de production.
- Déterminer la pression du réservoir.
- Déterminer les paramètres pétrophysiques du réservoir (k, Skin).
- En fonction du temps de test, déterminer éventuellement le modèle du réservoir.
- Prendre des échantillons des fluides contenus dans le réservoir. [14]

Un test de formation étant une opération délicate et parfois risquée, il doit y avoir une raison suffisante pour le justifier. Les points suivants peuvent être considérés comme critères de déclenchement d'un test de formation : [15]

- Cuttings et carotte imprégnés d'huile.
- Cuttings révélant une formation poreuse et perméable
- Présence de gaz de formation dans la boue de forage.
- Présence de taches de fluorescence dans la boue de forage.
- Perte de boue de forage.
- Identification d'un réservoir sur les logs électriques.
- Résultats positifs de l' MDT (Modular Dynamic Test).

IV.2 Principes de DST :

Pendant le forage, pour contrôler les fluides contenus dans les formations traversées, il faut exercer une contre pression sur ces couches qu'on peut obtenir par la colonne de boue de forage. Mais pendant le test, il faut éliminé cette pression pour avoir la possibilité de cheminement des fluides de formation vers la surface et contrôler leur débit en toute sécurité pour arriver à notre but ciblé. [14]

Pour l'obtention de principes de DST, il faut réaliser ces ordres : [14]

- Le maintien de la pression exercée en forage par la colonne de boue pendant toute la durée du test sur les formations non testées pour éviter leur éboulement ou la venue des fluides indésirables (qu'elles contiennent).
- La suppression ou la diminution de la pression exercée par la colonne de boue sur la couche à tester à une valeur inférieure à celle des fluides contenus dans la couche (underbalance).

- La canalisation de ces fluides jusqu'à la surface sans risque de pollution de la boue ou d'éruption.
- La possibilité de contrôler et d'arrêter momentanément le débit des fluides pouvant être produits à manière claire et facile.

IV.3 Les équipements nécessaires pour le DST : [15]

IV.3.1 Les équipements du train de DST (équipement de fond) :

Les équipements de base qui compose le train de test sont la vanne et le Packer, et les autres équipements sont ajoutés pour augmenter son efficacité et sa souplesse.

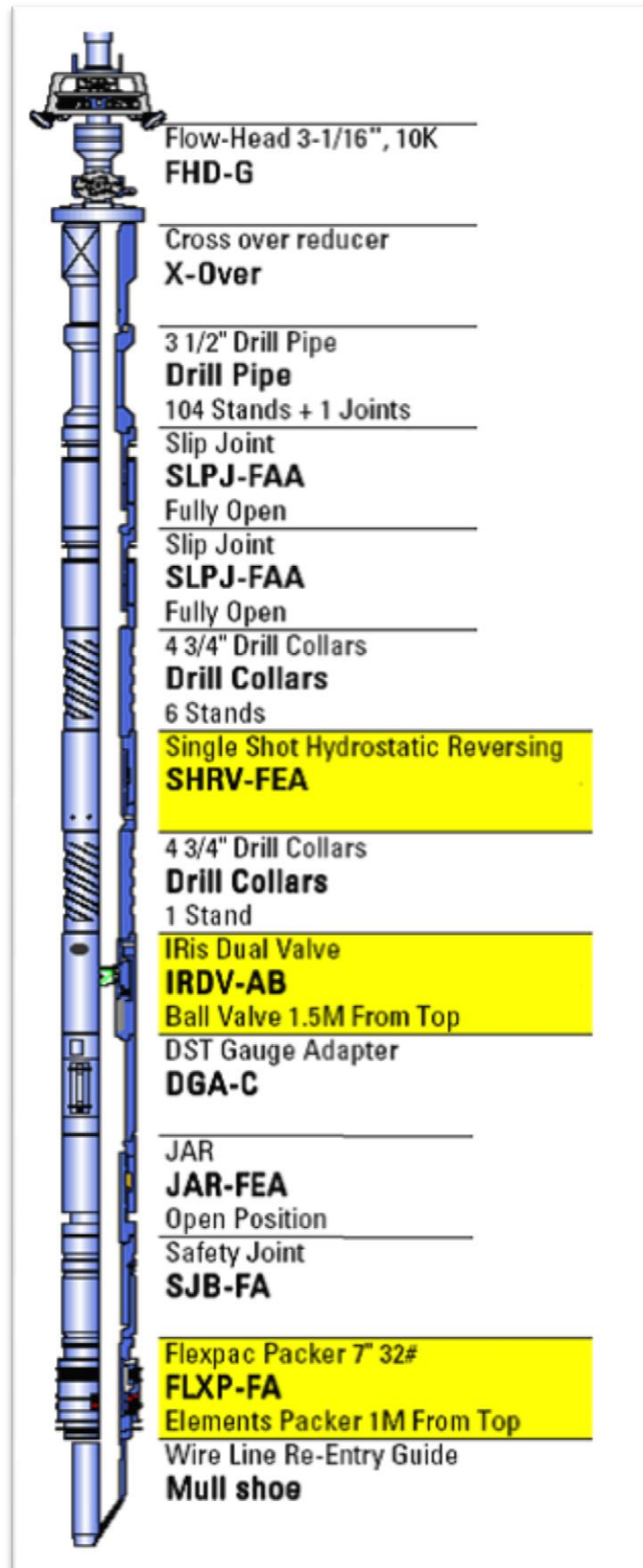


Figure IV.1 : Train de DST [15]

IV.3.1.1 Mule shoe :

C'est la partie extrême du train d'outil, il sert de guide le train de test lors de la descente et protège les outils qui sont situés au-dessus.

IV.3.1.2 Le Packer :

Le Packer : c'est la pièce maîtresse du train de test, il permet d'établir une étanchéité et d'isoler la formation testée de l'espace annulaire.

IV.3.1.3 Safety joint (joint de sécurité) :

Les risques de coincement de Packer sont importants, dans ce cas, cet outil permet par manœuvre des tiges (le dévissage de Safety joint) de récupérer la partie supérieure du train d'outils situés au-dessus du Packer.

IV.3.1.4 Hydraulique jar (coulisse de battage hydraulique) :

Lors du coincement du Packer et avant de dévisser le Safety joint, il est utile d'exercer des efforts de traction sur le Packer pour essayer de le libérer.

IV.3.1.5 Les gauges (les enregistreurs) :

Les informations les plus attendues au cours d'un DST sont les enregistrements des pressions. Ils sont indispensables pour l'interprétation, et c'est pour ça, qu'on a les enregistreurs de température et de pression qui permettent lors de la descente du train et pendant toute la durée du test d'enregistrer la pression et la température de fond en fonction du temps.

IV.3.1.6 Les vannes de test (tester) :

Elles peuvent être ouvertes ou fermées à volonté.

Descendues fermées, pour éviter la pénétration de boue à l'intérieur des tiges durant la descente du train de test dans le puits afin de créer une différence de pression entre l'intérieur des tiges et le fond de puits pour permettre aux fluides de réservoir à s'écouler vers la surface . (pour but sécurité ou circulation).

IV.3.1.7 Les Drill collars :

Ils apportent le poids pour l'ancrage du Packer.

IV.3.1.8 Les vannes de circulation inverse :

C'est un raccord de circulation inverse, donc c'est un moyen pour retourner le puits à leur état initial (puits neutraliser) par une circulation de boue avant de remonter le train de test.

IV.3.1.9 Les slips joints (les joints coulissants) :

Son rôle est d'absorber la dilatation des tiges (élongation du string) pendant l'opération ou la diminution à cause de la variation de température, et donc pour éviter le glissement ou le désencrage de Packer. Le nombre de présence de celui-ci dans la composition du string dépend de la profondeur et de la température de fond. Pendant l'ancrage, le poids total des masses tige est posé sur le Packer et le poids des tiges est libre et suspendu à la table de rotation (grâce à la course de cet équipement).

IV.3.1.10 Les tiges de forage

Complèteront alors le train de test jusqu'en surface.

IV.3.2 LES EQUIPEMENTS DE SURFACE :

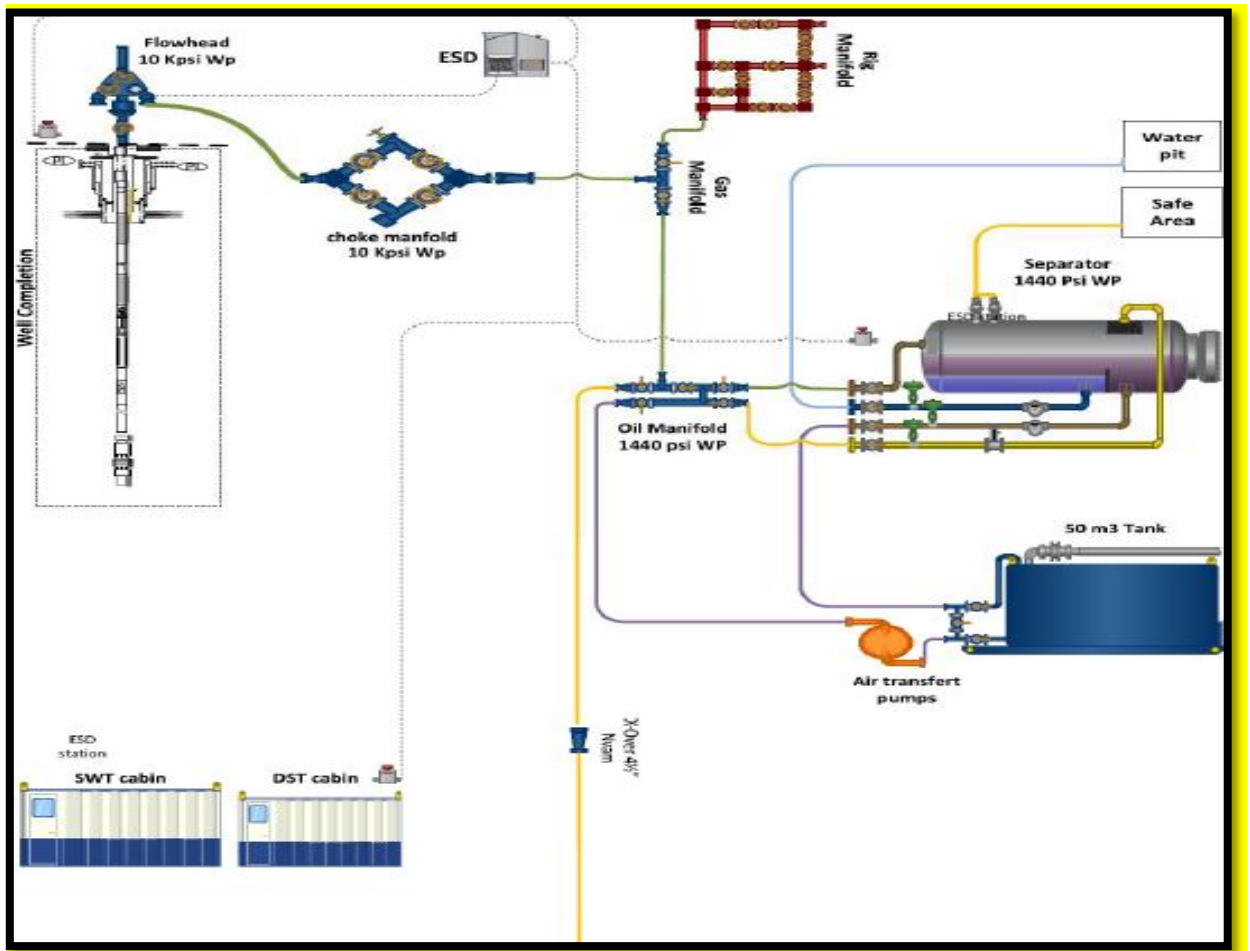


Figure IV.2 : Installation de surface [15]

IV.3.2.1 La Flow head :

Elle est équipée d'une vanne de sécurité, elle permet en particulier d'orienter l'effluent vers les installations de surface et de fermer le puits en tête en cas de nécessité.

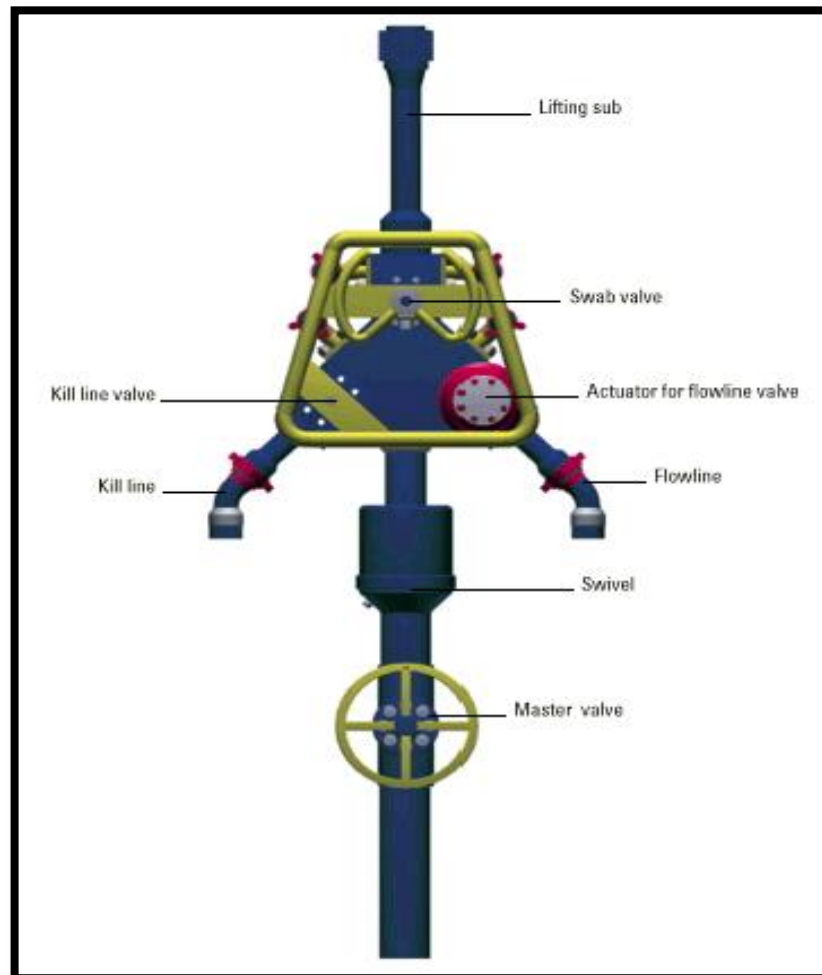


Figure. IV. 3 : La tête de puits[15]

Les composants et leur rôle :

- **Vanne maitresse (Master valve)**: pour la fermeture totale de l'intérieur des tiges.
- **Vanne hydraulique (Flow line valve)**: c'est une vanne hydraulique à fermeture rapide. Elle sécurise la circulation débit.
- **Flow line**: sortie du débit.
- **Vanne de curage (Swab valve)**: pour intervention (CT/ WL).
- **Vanne latérale (Kill line valve)**: vanne de neutralisation de puits.
- **Swivel**: pour la rotation de la partie inferieure autant que la partie supérieure restera fixe.

IV.3.2.2 Coflexip :

- Permet la connexion entre la Flowhead et le Chock manifold.
- Minimiser les pertes de charge.

IV.3.2.3 Data Header:

Permet d'accéder au fluide de procéder en amont du Chock manifold pour permettre :

- Mesure des pressions
- Mesure des températures
- Collecte des échantillons
- L'injection des produits chimiques

IV.3.2.4 Chock manifold (manifold des Duses):

Il permet de régler le débit du puits et d'abaisser la pression de l'effluent de manière à être en-dessous de la pression de service des équipements en aval.

- **La Duse Fixe** : pour changer l'ajustable lors son érosion ou pour faire le comptage après la stabilisation de pression et la diminution du BSW.
- **La Duse Ajustable** : pour ajuster l'écoulement de fluide produit, pour éviter le bouchage lorsque le BSW est important et pendant le changement de la Duse fixe en cas d'érosion.
- **Tapping points** : pour recorder des manomètres ou/et thermomètres.
- **Sampling points** : pour prendre des échantillons .

IV.3.2.5 Un réchauffeur ou un échangeur à vapeur :

Dans le cas d'une huile, et tout particulièrement d'une huile visqueuse, il favorise l'écoulement de l'huile et la séparation huile-eau en diminuant la viscosité de l'huile.

Dans le cas d'un gaz, il permet de réchauffer le gaz afin d'éviter la formation d'hydrates.

IV.3.2.6 Manifold de gaz (Gas manifold) :

Il est placé après le Chock manifold de DST pour faire branchement d'un côté avec le Rig manifold (pour le retour de la boue pendant la circulation inverse) et l'autre côté avec le séparateur.

IV.3.2.7 Pipings :

Ce sont des tuyaux de différents diamètres sélectionnés suivant le débit et la pression de travail.

IV.3.2.8 Manifold d'huile (Oil Manifold) :

C'est l'équipement essentiel pour connecter entre le gaz manifold, séparateur, bac de stockage et la torche.

IV.3.2.9 Le séparateur :

Le séparateur a pour l'objectif de séparer les différents fluides sortant du puits, ainsi qu'il permet le comptage et l'échantillonnage de chacun de ces fluides séparément.

IV.3.2.10 Un bac de stockage :

A certains moments du test, on y envoie l'huile sortant du séparateur. Cela permet d'étalonner le ou les compteurs huile, de prendre en compte certains phénomènes tels que le dégazage de l'huile en aval du séparateur ou la décantation supplémentaire d'eau qui est encore dispersée (en émulsion) dans l'huile à la sortie huile du séparateur.

Donc, il est utilisé pour stocker et estimer le débit du fluide produit avec une grande précision.

On a deux types de bacs qui sont souvent utilisés :

- a. **Le bac de jaugeage** : pour la production sans la présence de la H₂S.
- b. **Le bac Surge tank** : Dans le cas où l'huile contient en particulier de l'hydrogène sulfuré (H₂S), le bac de stockage doit être remplacé par un bac fermé maintenu à très faible pression, c'est le Surge tank.

IV.3.2.11 Un système d'arrêt d'urgence (ESD : Emergency Shut Down) :

Le système ESD contrôle les vérins de commande de la tête de puits où une vanne de sécurité de surface supplémentaire se situe en amont de la Duse du manifold.

Le système de contrôle ESD peut être installé sur un séparateur, un réchauffeur, des bacs de jaugeage, ou tampon.

Le système ESD peut être complété par des alarmes de niveaux haut/bas ou par des détecteur de haute et basse pression en amont du porte Duse, du réchauffeur, et du séparateur. Ces détecteurs commanderont la fermeture du puits lorsque la pression montera au-dessus d'un seuil de niveau haut (Duse bouchée) ou chutera en dessous d'un Seuil de niveau bas (rupture de ligne ou fuite).

Donc, il permet de fermer le puits et de mettre les équipements de surface en sécurité en cas de besoin.

IV.3.2.12 Une pompe de transfert :

Elle permet de reprendre l'huile contenue dans le bac de stockage (ou le Surge tank) pour l'envoyer vers la torche.

IV.4. Programme d'exécution de l'opération DST : [14]

Après la décision de faire un test de DST et avant de commencer l'opération, il faut élaborer un programme de déroulement de toutes les opérations qui doivent être réalisées pendant le test.

Ce programme peut contenir les points suivantes :

IV.4.1 Données sur le puits : ex (Le schéma du puits , complétion, Boue de forage...)

IV.4.2 Les données des puits voisins : S'il y a des puits déjà forés dans cette zone, on peut estimer quelque informations (la pression de gisement, la nature des fluides...)

IV.4.3 Données sur la zone à tester : Il faut connaître la formation et l'intervalle à tester, ainsi que le comportement de la roche réservoir (friable ou consolidée).

IV.4.4 Calcul de tampon : La hauteur du tampon dépend de la pression différentielle nécessaire pour permettre un décolmatage de la formation à tester (on prend en considération la pression de gisement) et pour assurer les conditions d'ouverture de la vanne.

IV.4.5 Le choix de la cote d'ancrage :

- Si on a un open hole, la cote d'encrage est entre 30 et 50 m au-dessus de sabot.
- Mais si on a un Casing perforé la cote est éloignée de 12 m et plus au-dessus de top perfos.
- Il faut prendre en considération les points suivants :
 - L'état de ciment en face de la cote d'encrage est bien cimenté.
 - Il faut éviter l'encrage en face d'une connexion entre deux joints.
 - Pour atteindre à la cote exacte d'encrage, il faut faire la correction de profondeur entre la cote électrique et la cote sondeur.

IV.4.6 Données sur les équipements de test : On choisit les équipements en tenant compte de la pression de gisement, la température de fond, la nature du fluide, la présence de **H₂S** et les données du puits.

IV.4.7 Déroulement des opérations :

Avant de commencer l'opération il faut assurer de :

- * a) Préparation du puits
- * b) Supervision et suivi de l'opération :
 - Descente du train de test et ancrage du Packer.
 - Test du matériel de surface.
 - Safety meeting.
- * c) Evaluation du puits: [16]

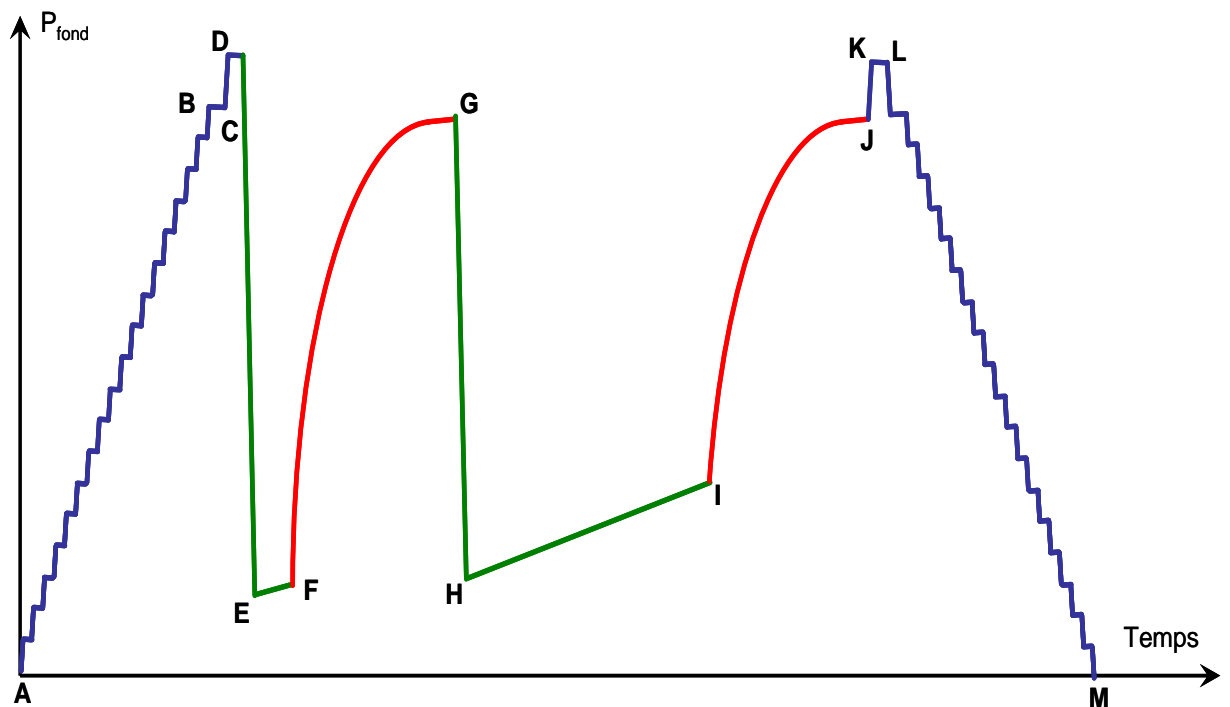


Figure. IV. 4 : l'évolution de la pression en fonction du temps[16]

- A – B : Descente du train de DST dans le puits. La pression enregistrée est celle de la colonne hydrostatique de la boue, qui augmente en fonction de la profondeur ;
- B – C : Train de DST au fond, montage équipement de surface.
- C – D : Ancrage du Packer, ce qui provoque une légère augmentation de la pression due à la compression de la boue sous le Packer.
- D – E – F : Ouverture de la vanne de fond pour débiter le puits (pré – débit). La pression indiquée est celle du tampon de liquide dans les tiges, qui est faible. Le pré – débit ne dure que 3 à 10 min.
- F – G : Fermeture de la vanne de fond pour la première remontée en pression. En G, on enregistre la pression vierge du réservoir, qui est inférieure à la pression hydrostatique de la colonne de boue (cas de l'OBD).
- G – H – I : Ouverture de la vanne de fond pour débiter le puits (débit). La pression indiquée est celle du tampon de liquide dans les tiges, qui est faible. La durée est plus longue que celle du pré – débit.
- I - J : Fermeture de la vanne de fond pour la deuxième remontée en pression.
- J – K : Egalisation des pressions et désancrage du Packer. On enregistre alors la pression de la colonne de boue dans l'espace annulaire qui n'est plus retenue par le Packer.

- K – L : Observation du puits, démontage équipement de surface.
L – M : Remontée du train de test.

Partie Pratique

Chapitre V
Étude de cas du puits SFPW-2

V.1 Données sur le puits :

Le forage SFPW-2 est un puits de délinéation des découvertes d'huile et gaz dans le réservoir siégénien et de gaz à condensat dans les unités A2 et B1 du Silurien Argilo-gréseux (SAG) du puits SFPW-1 DST1, foré par la Division Exploration-SONATRACH, en 2015. Il est implanté dans le bloc 402 du périmètre de recherche Sif Fatima II. [15]

Profondeur atteinte	: 5000 m.
Etage d'arrêt	: Silurien F6/A1.
Dernier casing	: 7", 32 #, P110, N.VAM, Sabot à 4339 m.
Boue de forage	: OBM d = 1,38, PV = 21 cp , H/E = 88/12.
Bouchon de ciment	: 4340 m.

V.2 Données sur le test :

Date de test	: 03 au 07/02/2017
Type de test	: Casing.
Catégorie de tester	: STV- Halliburton.
Formation testée	: Siégénien-G/Gédinnien
Intervalles perforés et testés	: 4221-4224.5 / 4227.5-4237.5 m.
Type Perforation	: Canons 4"1/2, PJ Nova, 5 SPF, Phasing 72°, Penetration 63 in, Entrance hole 0.45 in.
Hauteur du tampon	: 199 m d'eau + 3500 psi d'azote.
Cote d'ancrage Packer	: 4157.30 m.
Pression hydrostatique estimé	: 8119, 39 psi
Pression d'éclatement RDCV	: 3001 psi (Pour une densité = 1.38sg et une température = 127°C).

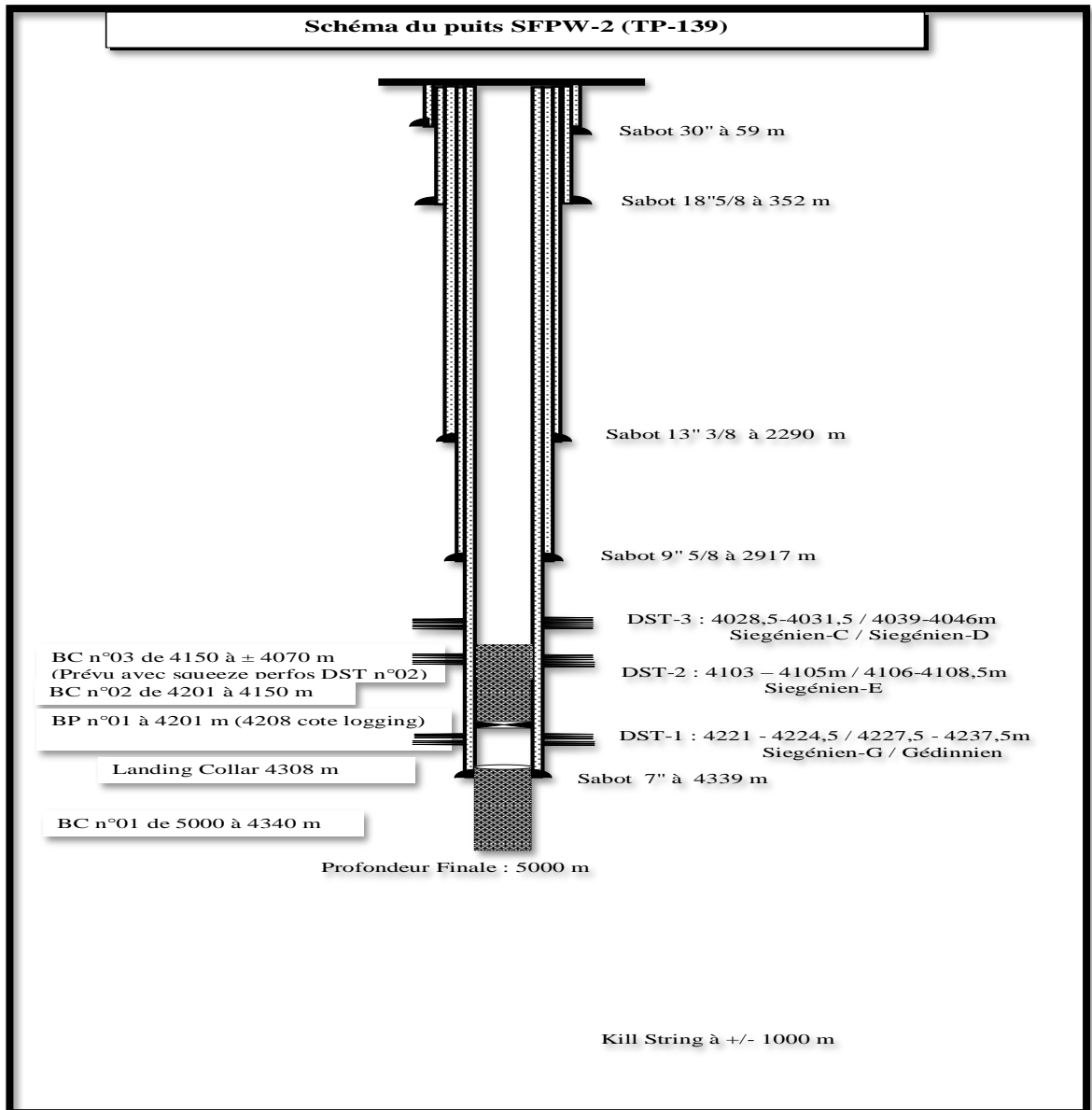


Figure V.1 Schémas de puits SFPW-2[15]

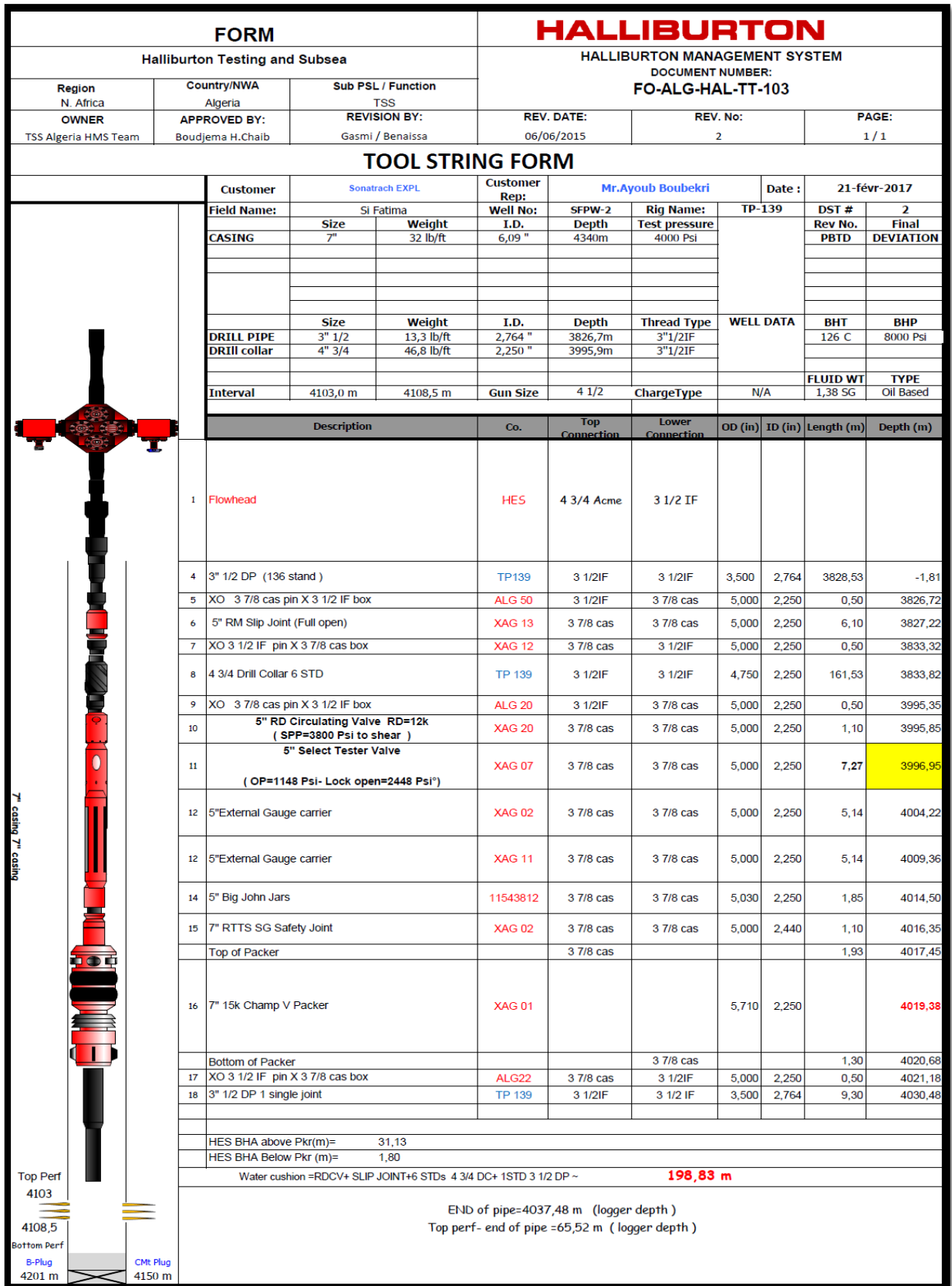


Figure V.2 Schémas représentatif du train de test pour le SFPW-2[15]

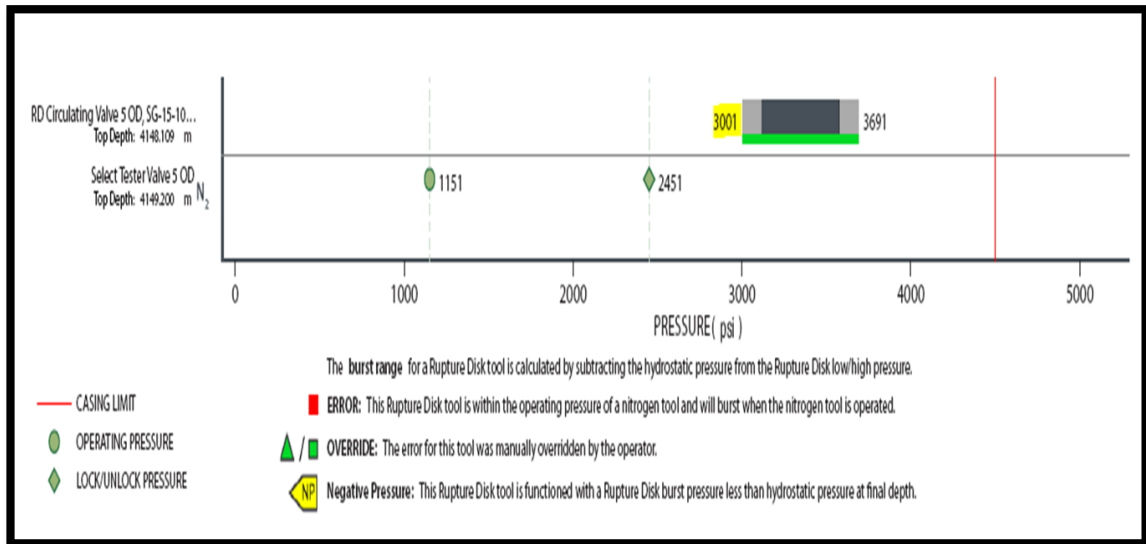


Figure V.3 Marges de sécurité de RDCV pour une densité de boue d=1,38

Le tableau ci-dessous montre quelques échecs dû à la différentielle de la pression hydrostatique. Le puits SFPW-2_DST-02 est pris comme exemple pour bien définir l'impact de la densité sur le fonctionnement des vannes de fond et l'éclatement des Rupture Disc (RD) dans le train de DST.

Tableau V.1 Quelques échecs de DST dus à la boue de forage

Puits	N° DST	Densité calculée	Densité déclarée	ΔD	ΔPh	SWT pression test (Psi)	Observations
					(Psi)		
TAOPC-1	DST01	1.58	1.49	0.09	637	7000	Bouchage au niveau du Chock manifold du a une mauvaise circulation et laissé équipements liner sans les reforés.
	DST03	1.50	1.45	0.05	316	7000	Vanne de fond s'est fermée difficilement suite à la différence de pression hydrostatique
SFPW-1	DST01bis	1.47	1.40	0.07	469	7500	Vanne de fond s'est fermée difficilement suite à la différence de pression hydrostatique
	DST 02	1.47	1.40	0.07	449	7500	Les fermetures en surface c'était avec WHP=0psi
							Après kick off toutes les fermetures ont été au fond
							Le dysfonctionnement de la vanne est toujours dû à la densité de boue.

SFPW-2	DST02	1.41	1.38	0.04	180	8000	Vanne de fond ne fonctionne pas+éclatement de la Rupture disc
SFPW-1	DST01	1.39	1.35	0.04	294	6000	Vanne de fond + extension trouvée bouchée par des sédiments causé par la mauvaise circulation
	DST03	1.49	1.40	0.09	597	6500	Puits contrôlé avec CT après fermeture en surface (WHP= 5600 psi)

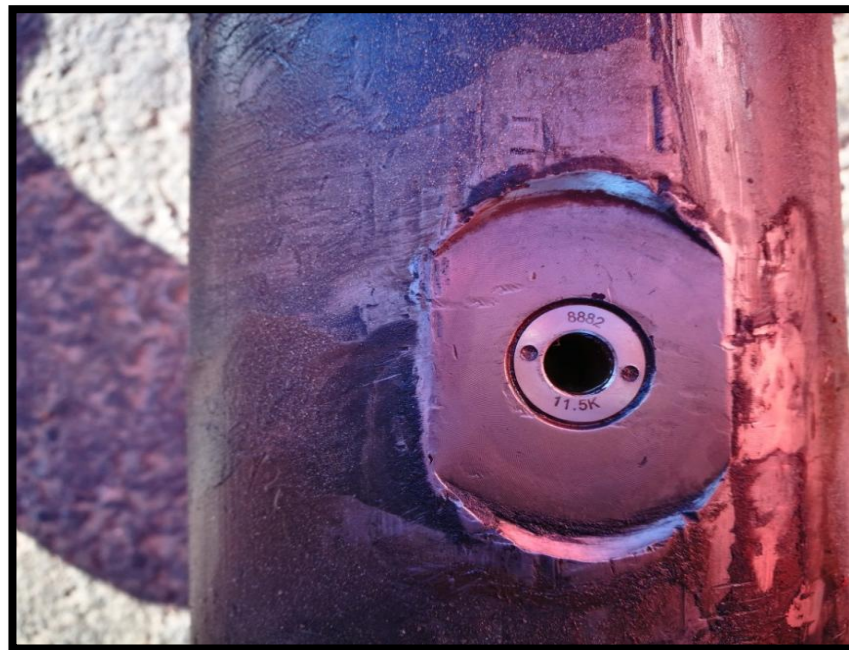


Figure V.4 Rupture disc [15]

Après la remonté des enregistreurs du fond, la densité réelle dans le puits est égale à 1,41 et la pression hydrostatique $P=8323$ psi, donc la marge minimum de sécurité de Rupture Disc diminue jusqu'à 2824 psi, ce qui a provoqué l'éclatement du RDCV.

Les résultats sont bien définis dans les figures ci-dessous.



Figure V.5 Pression minimale d'éclatement de RDCV pour une densité d=1,41

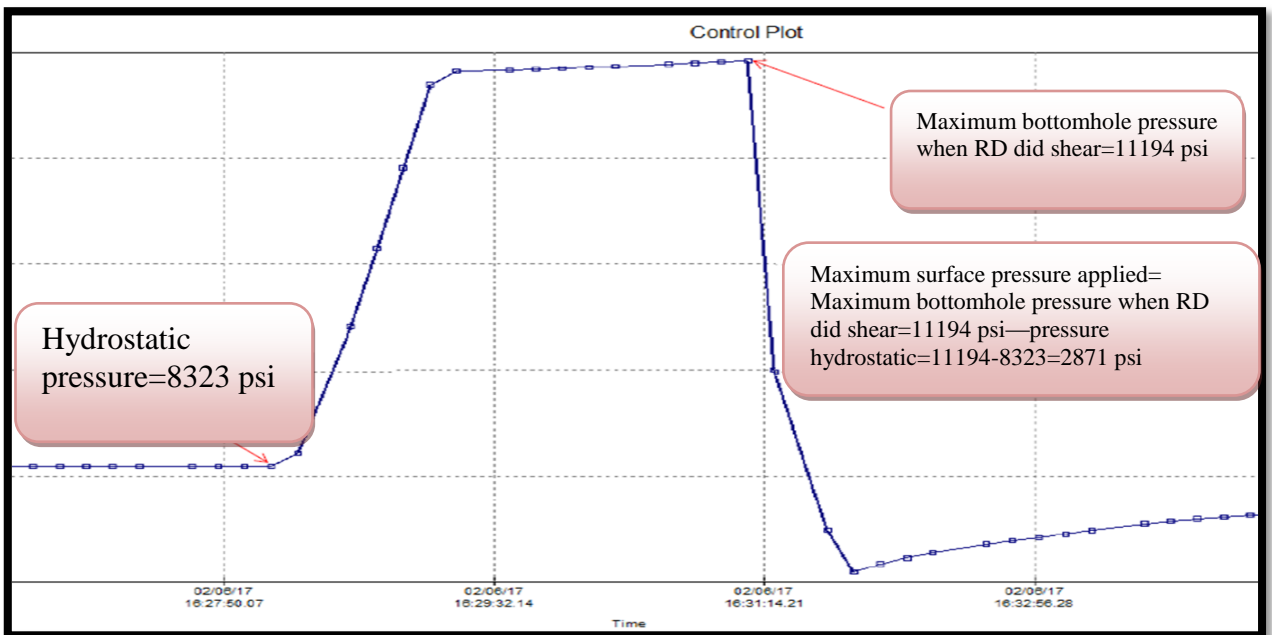


Figure V.6 Graphe de pression dans l'annulaire

Chapitre VI

*Étude expérimentale à l'aide
d'un flacon réservoir micro-
modèle*

Étude expérimentale avec 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.

Deux méthodes ont été proposées pour cette étude comprenant : le colmatage et l'altération de la mouillabilité dans les conditions de laboratoire :

VI-1- Caractérisation des échantillons :

- **Sable** : échantillon prélevé d'une dune de sable de la région de SIDI KHOULED (OUARGLA).
- **Huile**: Gazoil, carburant de l'entreprise algérienne NAFTAL ; Viscosité = 32,6 cP
- **Boue de forage** : fluide à base d'huile utilisé de SONATRACH ; Viscosité = 18,5 cP densité= 0,86
- **Tensioactifs** : EZ MUL NT est un émulsifiant constitué essentiellement d'acide gras et polyaminé; Densité=0,96
- **L'eau douce** : ville d'Ouargla.
- **Flacon réservoir** : cylindre en verre de diamètre= 4,3 cm ; longueur= 8,6 cm

Schéma de l'installation :

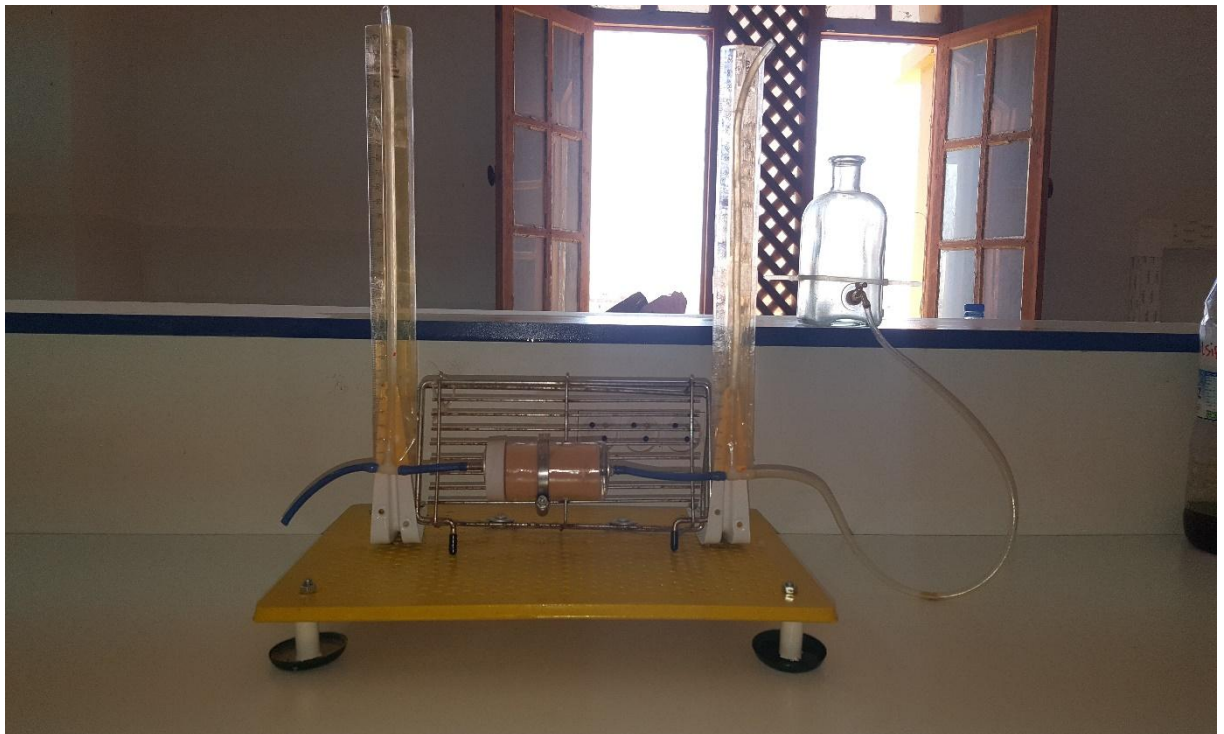


Figure VI.1 Schéma de l'installation

VI-2- Mode opératoire :**2-1 Détermination de la porosité (\emptyset) :****Traitement préliminaire du sable :**

- Prélever 1 kg 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 à 105°C jusqu'au point constant.

Essais 1 : 10 g de sable

Poids net du sable : $m = 370,5 - 204,096 = 166,404 \text{ g}$

Poids sable saturé en eau (V_t) : $m = 201,28 \text{ g}$

Détermination de la porosité des pores V_p :

$$V_p = 201,28 - 166,404 = 34,876 \text{ cm}^3$$

Essais 2 : 10g de sable

Poids net du sable : $m = 126,284 \text{ g}$

Poids sable saturé en eau (V_t) : $m = 153,245 \text{ g}$

Détermination de la porosité des pores V_p :

$$V_p = 153,245 - 126,284 = 26,961 \text{ cm}^3$$

Calcul de la porosité du sable d'après l'équation (II-1)

2-2 Test de la perméabilité K :

- Saturer le sable dans le flacon réservoir par l'huile
- Injecter l'huile dans le flacon réservoir sous pression constante et récupérer l'huile 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-2)

2-3 Test de colmatage :

- Injecter le fluide de forage dans la formation. Laisser agir pendant 24h.
- Réinjecter l'huile, mesurer le débit et calculer la perméabilité.

2-4 Test de l'inversion de la mouillabilité :

- Saturer le sable dans le flacon réservoir par l'huile.
- Injecter l'eau et prélever le volume d'huile sortant avant la 1ère goutte d'eau.
- Saturer le sable par l'huile dans le flacon réservoir et réinjecter la solution (huile+tensioactif) ; laisser le mélange (huile + tensioactif + sable) agir pendant des temps différents; 1h, 3h, 6h et 24h).

- Injecter l'eau et mesurer la quantité d'huile récupérée avant la 1^{ere} goutte d'eau.

VI-3- Résultats et interprétations :

Tableau (VI.1) : résultats de mesure pour application de la loi de DARCY

A (cm ²)	Δx (cm)	Δh (cm)	Δp (atm)	μ huile (cp)
14.515	8.6	22.5	0.0174	32.6

I- Détermination de la porosité :

Tableau(VI.2) : Porosité des échantillons par pesée.

Essais	Vp (cm ³)	Vt (cm ³)	Φ (%)	Φ_{moy} (%)
Essais « 1 »	34.876	201.28	17.327	17.46
Essais « 2 »	26.961	153.245	17.593	

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

II- Test de perméabilité :

Tableau (VI.3) : Perméabilité des échantillons par pesée.

V (cm ³)	t (min)	Q (cm ³ /min)	Q _{moy} (cm ³ /min)	K 1 (mD)
1	1.166	0.857	0.79	14.653
2	2.500	0.800		
5	7	0.714		

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

III- Test de colmatage :

Tableau (VI.4) : Influence de la durée de contact boue-formation sur le colmatage

Durée (heure)	V (cm ³)	t (min)	Q (cm ³ /min)	Q _{moy} (cm ³ /min)	K 2 (mD)
1	1	1.325	0.754	0.753	13.943
	2	2.351	0.850		
	5	7.600	0.657		
6	1	1.792	0.558	0.601	11.125
	2	3.357	0.595		
	5	7.671	0.651		
24	1	1.900	0.526	0.573	10.612
	2	3.601	0.555		
	5	7.900	0.630		

Interprétation :

Avec l'élévation de la durée de contact de la boue avec le milieu poreux, la filtration de la boue est plus importante à l'intérieur des couches et les processus d'adsorption des solides sur la surface des capillaires est plus significatifs. La Skin zone s'élargit par la présence d'un dépôt constitué d'argile organophile, de polymère réducteur de filtrat et d'alourdissant.

IV- Test d'inversion de mouillabilité :

Tableau (VI.5) : Perméabilité par drainage de la roche saturée en huile par l'eau.

V _{huile} (cm ³)	t (min)	Q _{huile} (cm ³ /min)	Q _{moy} huile (cm ³ /min)	K 3 (mD)
1	2.380	0.42	0.437	5.048
2	4.166	0.48		
3	7.25	0.413		

Interprétation :

L'injection d'eau permet un drainage d'huile selon un écoulement à travers les capillaires qui offrent le moins de perte de charge. L'eau empruntera un chemin pour lequel les capillaires présentent un caractère hydrophile.

Tableau (VI.6) : L'influence du temps de contact de la solution de tensioactif avec la roche sur le pourcentage d'eau et d'huile récupéré

t (heure)	% eau	% huile
1	00,00	50
3	00,00	43,75
6	6,25	37,5
24	68,75	31,25

Interprétation :

Avec le temps l'adsorption de tensioactif est plus marquée, conduisant à la formation d'un film oléophile. Les interactions moléculaires entre les parois du milieu poreux et la partie polaire du tensioactif s'articulent selon les forces de Van Der Waals entre dipôles permanents sous l'effet Keesom.

Le film piège l'huile à l'intérieur des capillaires grâce à une inversion de la mouillabilité par altération. Une élévation du Water cut et de la saturation en huile résiduelle S_{or} seront observées.

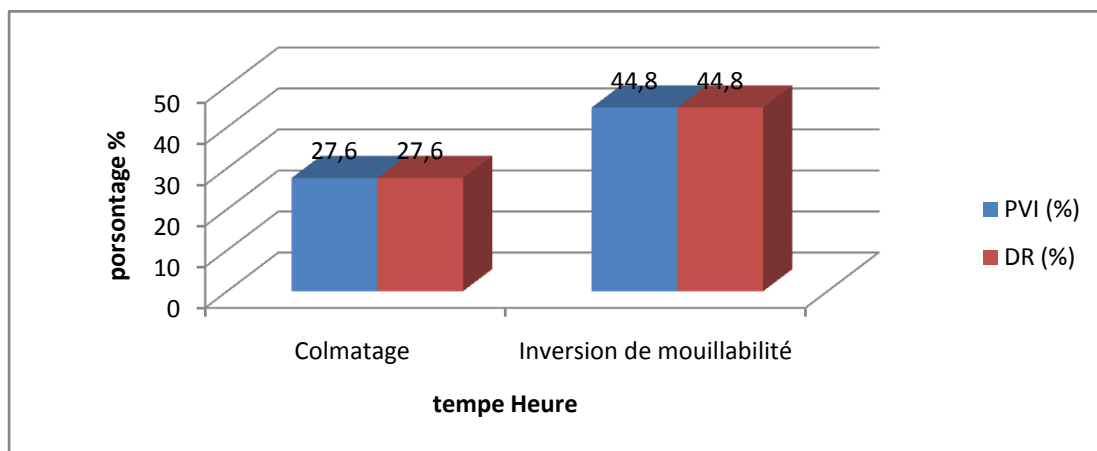


Figure VI.2: Relation entre l'Indice de variation de perméabilité et Taux d'endommagement

Interprétations :

La boue de forage à émulsion inverse provoque un endommagement simultané par l'inversion de la mouillabilité et par colmatage. L'adsorption du tensioactif avec formation d'un film hydrophobe, accompagnée d'un dépôt de particules solides contribuent à un endommagement significatif de la matrice et à une réduction sensible des indices de productivités.

Conclusion

Conclusion :

Pour répondre aux besoins spécifiques des différentes conditions de forage et afin de ne pas endommager le réservoir, on utilise les fluides de forage à base d'huile qui contiennent un grand nombre d'additifs, notamment des surfactants et des solides pouvant altérer la mouillabilité et la perméabilité des roches réservoirs.

Les fluides de forage doivent avoir des propriétés bien spécifiques, dans le but d'augmenter le taux d'avancement de forage ROP, et de permettre d'effectuer les essais de puits convenablement.

L'installation expérimentale mise en point, permet d'étudier l'influence de la boue de forage sur les caractéristiques pétrophysiques de la roche.

Cette installation représenté par un micro-model constitué d'un flacon réservoir renfermant du sable reproduisant le milieu poreux des réservoirs pétroliers. Les résultats obtenus démontrent l'efficacité du micro-modèle par la rapidité et la reproductibilité des mesures.

Pendant le déroulement d'un test DST la boue de forage peut provoquer l'éclatement de RD et le mauvais fonctionnement de la vanne de fond. Cet éclatement est la conséquence d'écart élevé entre la densité programmée de 1,38 et la densité réelle de 1,41.

La présence des solides dans la boue de forage entraine la formation de dépôts dans les capillaires avec réduction de la perméabilité de la roche. Le colmatage est important lorsque le contact de la boue avec le milieu poreux est prolongé. La diminution de la perméabilité pour une durée de contact entre la boue et le milieu poreux de 1 heure à 24 heures équivaut à 3,3 mD.

Le tensioactif contenu dans la boue est adsorbé par la roche réservoir et forme un film oléophile conduisant à la rétention de l'huile. Ce phénomène d'inversion de la mouillabilité est plus marqué lorsque le temps de contact boue-formation est supérieur à 6 heures.

RECOMMANDATION :

D'après l'étude réalisée et les conclusions qui en découlent, on recommande de :

- Contrôler fréquemment les densités de la boue de forage est ne pas tolérer les écarts de densité.
- Limiter le temps de contact de la boue de forage avec la formation et ajuster la teneur en solide pour éviter le colmatage et l'inversion de la mouillabilité de la roche réservoir.
- Sélectionner le tensioactif le mieux approprié pour la formation afin de prévenir les processus d'adsorption et d'inversion de la mouillabilité.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] Chapitre01Description Champ Hassi Messaoud - Scribd
<https://www.scribd.com/document/.../Chapitre01Description-Champ-Hassi-Messaoud>
- Publication de l'institut français du pétrole, Les fluides de forage, collection colloques et séminaires 9, Edition technip, 1968
- [2]MKhodja., Les fluides de forage : étude des performances et considérations environnementales(en ligne), thèse de doctorat, université de Toulouse, 2-6, 2008. Disponible sur : <http://ethesis.inp-toulouse.fr/archive/00000673/01/khodja.pdf>
- [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. Disponible sur : <https://books.google.dz/books?id=MGINzXZr2GUC&printsec=frontcover&hl=fr#v=onepage&q&f=fal>
- [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. Disponiblesur [:http://dlibrary.univ-boumerdes.dz:8080/bitstream/123456789/1274/1/Fourar,%20Karim.pdf](http://dlibrary.univ-boumerdes.dz:8080/bitstream/123456789/1274/1/Fourar,%20Karim.pdf)
- [7] Centre de recherche et développement, brochure pour fluides de forage, Doc.
- [8]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. Disponible sur : <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01078317/document>
- [9]DVeillon., la liaison couche-trou, école du pétrole et des moteurs, Edition technip, France,557 p, 2001
- [10]CCottin., drainage dans des micromodèles de milieux poreux Application à la récupérationassistée du pétrole(en ligne), thèse de doctorat, université de Bordeaux,17-19-2010. Disponiblesur : http://orioaibordeaux1.fr/pdf/2010/COTTIN_CHRISTOPHE_2010.pdf
- [11]FCivan., Reservoir formation damage:fundamentals,modeling, assessment, and mitigation,university of Oklahoma,Gulf Publishing Company,760 p,2000
- [12]ALoulachi., Etude des performances dans un système mixte tensioactif- polymère dans lesfluides de forage. Aspect stabilité des argiles et endommagement du réservoir(en ligne),mémoirede magister, université de Boumerdes,6-19, 2009. Disponible sur : <http://dlibrary.univ-boumerdes.dz:8080/bitstream/123456789/1363/1/Loulachi,%20Ali.pdf>
- [13]ZBenzaoui., Stimulation par acidification au puits : OMK 842, MD414, OMJ711 (champ

Hassi Messaoud)(en ligne), mémoire de master, université d’Ouargla, 11-16, 2013.

Disponible sur :

[http://dspace.univouargla.dz/jspui/bitstream/123456789/1787/1/master_BENZAOU%20_ZI_DANE.pdf](http://dspace.univouargla.dz/jspui/bitstream/123456789/1787/1/master_BENZAOU%20ZI_DANE.pdf)

[14] Denis PERRIN (2006). LES ESSAIS DE PUITES : Objectifs, matériel de base et déroulement général

[15] Schlumberger WellTestingmanual

[16] Essais de puits complétion LAHCEN.BENAMOUR *Aout 2010*.

Annexe

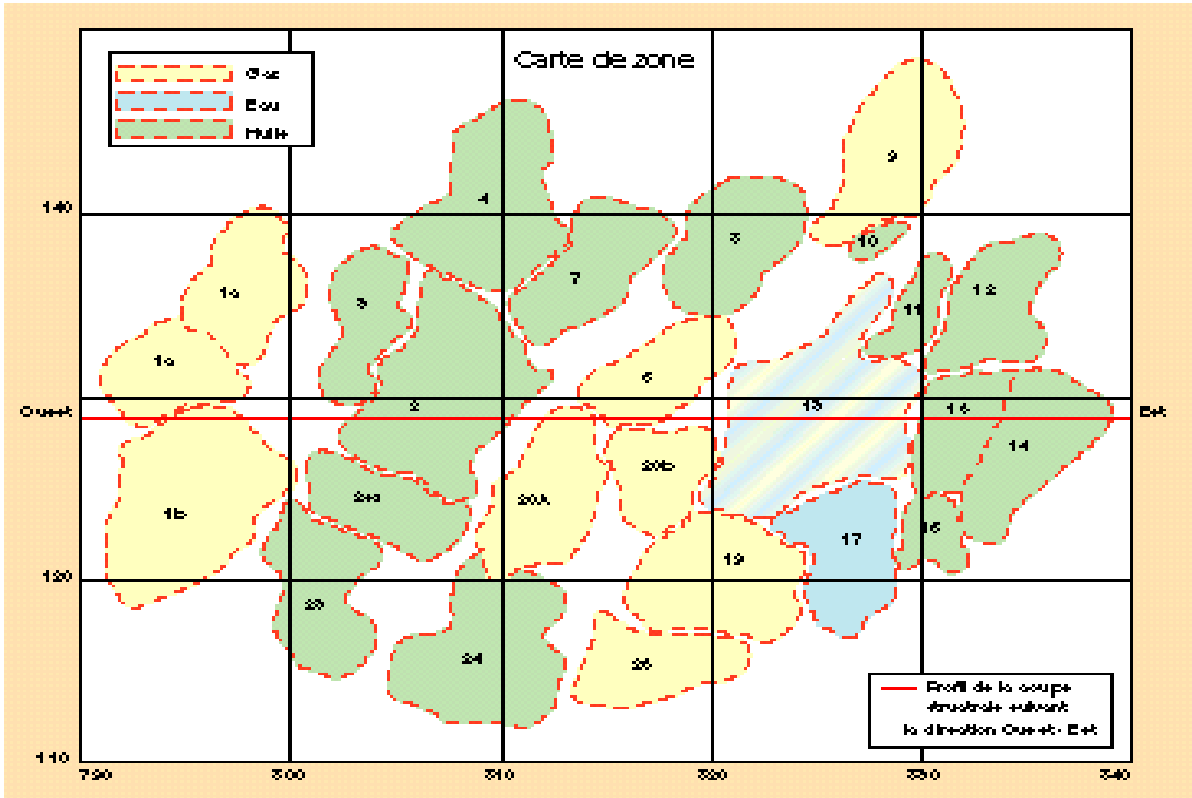


Figure B.1 : Carte des champs en production pour le champ de Hassi Messaoud

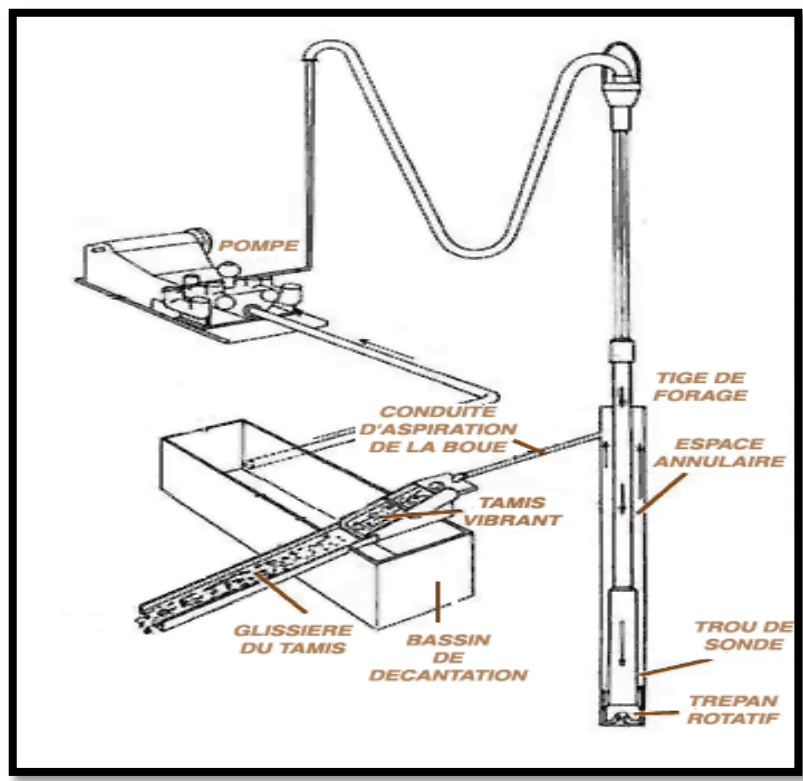


Figure B.2 : Circuit de la boue

Tableau B.1 :Produit viscosifiant :

Dénomination	Rôle secondaire	Domaine d'utilisation
Argile pour eau douce (bentonite)	Lit filtrant efficace	Boues douces. Teneur en CL ⁻ <25g/l
Argile pour eau salée (attapulгите)	Boue salée teneur CL ⁻	
biopolymere	Fluidification au cisaillement	Boue a faible teneur en solide.

Tableau B.2: produit réducteur de filtrat.

Dénomination	Rôle secondaire	Domaine d'utilisation
Amidon	viscosifiant	Boue salée saturée
CMC technique Basse viscosité Haute viscosité	Léger viscosifiant Fort viscosifiant	Teneur en Ca ⁺⁺ <500mg/l Et Teneur en Cl ⁺⁺ <30mg/l
CMC raffiné Basse viscosité Haute viscosité	Léger viscosifiant Fort viscosifiant	Teneur en Ca ⁺⁺ >500mg/l Et Teneur en Cl ⁺⁺ >30mg/l
Polymère polyanionique	Viscosifiant, stabilisation des argiles	Boue à l'eau de mer
Huile émulsionnée	Lubrification	Huile émulsionnée

Tableau B.3 : Produit fluidifiant.

Dénomination	Rôle secondaire	Domaine d'utilisation
Tanin	fluidifiant	Boues douces Teneur en Ca ⁺⁺ <530mg/l Et Teneur en Cl ⁺⁺ <20mg/l
FCL (lignosulfonate de fer et de chrome)	Réduction du filtrat Inhibiteur de gonflement des argiles à concentration plus élevée.	Boues douces salées Boues au FCL ph>9 Température >200 c°
Polymères synthétiques	Inhibiteur de gonflement des argiles insensible aux contaminants	stable en température

Tableau B.4 : Contrôle de PhPrécipitation du calcium.

Dénomination	Rôle secondaire
NaOH	Précipitation du calcium
Na ₂ CO ₃	Augmentation du rendement des argiles

Produits alourdissants

- baryte : densité moyenne 4.3
- Hématite : 4.9<d<3.9
- Sidérite : 3.7<d<3.9 : utilisé principalement dans les fluides de complétion.
- Galène : 6.7<d<7.
- Carbonate de calcium : 2.6<d<2.8 utilisé pour les fluides de faible densité.

Produits colmatants :

Ces matériaux sont utilisés pour colmater les zones perméables, il existe :

- Colmatants granuleux.
- Colmatants fibreux.
- Colmatants lamellaires.

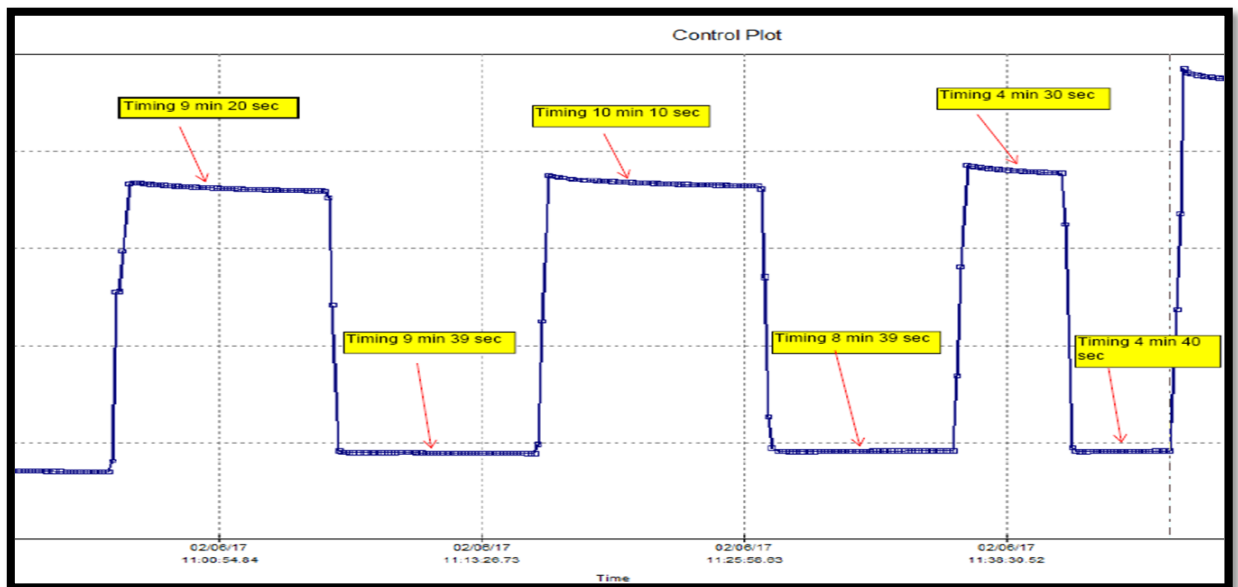


Fig B.3 Courbe des tentatives d'ouverture vanne de fond STV en position Look Open

