

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
جامعة د.مولاي طاهر سعيدة
Université Dr. Moulay Taher -SAIDA-



Faculté des Sciences
Département : CHIMIE
Mémoire en vue de l'obtention du diplôme de master II
Spécialité : CHIMIE INORGANIQUE

N°d'Ordre

-THEME-

ETUDE DES PROPRIETES DES FLUIDES D'UNE UNITE DE FORAGE ET DETERMINATION DES PROBLEMES LIES A L'EXPLOITATION. (ENAFOR HASSI MASSAOUD)

Présenté par
-Mekkaoui Abd Elaziz-

Soutenu le :01/06/2023

Devant le jury composé de :

- | | | |
|---------------------------------------|------------------|------------------------------|
| • Mr. KAID MHAMED | President | Pr. Université siada |
| • Mr. MEDJAHED BAGHDAD | Examineur | MCA. Université siada |
| • M^{me}. ZAOUI FATIHA | Encadreur | MCA. Université siada |
| • Mr. LEBOUKH ABD ELKADER | Invité | MAA. Université siada |

Année universitaire 2022/2023

Remerciements

Je tiens tout d'abord à remercier ALLAH le tout puissant pour la volonté, la santé et la patience qu'il m'a donné durant toutes ces années d'études.

Ici vous avez reçu mes sincères remerciements pour la confiance et les conseils que vous m'avez donnés tout au long de ce travail. Merci pour vos conseils, votre disponibilité et votre gentillesse

Mme Zaoui Fatima

Je tiens à remercier les membres de jury pour l'honneur qu'ils m'ont fait en acceptant d'examiner ce travail:

M^r M. Kaid et M^r B. Medjahed

Je remercie tous les enseignants du département de "chimie" de l'université Dr Moulay Tahar Saida et tous qui m'ont aidé de près ou loin pendant toutes mes années d'études.

*Je tiens à remercier chaleureusement la responsable des ressources humaines de l'entreprise ENAFOR,
Mme Ben Krima Radia.*

*Je remercie également l'équipe de ENAFOR 24 et
Faouzi Berchich l'ingénieur du laboratoire d'entreprise de AVA*

Je remercie enfin tous ceux qui n'ont pas été cités dans ces quelques lignes et qui ont contribué de près ou de loin par leur aide au bon déroulement de ce travail.

Dédicace

Dieu merci qui nous a appris ce que nous ne savions pas.

Je dédie cette humble œuvre à ceux qui m'ont nourri d'amour, de tendresse et de baume de guérison, ma mère bien-aimée, qui est créditée d'avoir terminé ses années académiques.

À l'étoile qui éclaire mon ciel, mon père que dieu lui fasse miséricorde

J'ai l'honneur de consacrer mon travail à ma famille, grande et petite :

À mes chers frères Mustapha Sadek et Abd EL Latif et sa femme.

Abdelmadjid et Mohamed ali.

À l'âme qui m'a soutenu depuis le début, le bonheur qui m'a remonté le moral en cours de route, le compagnon de ma vie.

Ceux que j'ai rencontrés étaient les meilleurs camarades qui ont pu réserver une place dans ma mémoire, notamment mes amis Ahmed, Abdel Jalil, Kamal, Yassin, Abdel Latif, Khatir et abd elkader

À mes collèges de classe khaoula, mbarqa, asma, hanane et wahiba

À mes souvenirs et à mes mémoires

Résumé :

Le pétrole algérien représente la forme d'énergie dominante pour soutenir le développement de la société, la réalisation d'un processus de récupération du pétrole efficace et respectueux de l'environnement est toujours un objectif à long terme des scientifiques, industriels et des chercheurs. Pour y parvenir, l'utilisation de bio-polymères ou biomatériaux comme additifs pour divers fluides est utile car elle peut améliorer la récupération du pétrole, ainsi que réduire le coût du forage et du traitement des eaux usées engendrées. Dans le cas de l'unité de forage de Hassi Messaoud, des fluides à base d'huile sont utilisés, ces dernières engendrent des problèmes environnementaux importants à savoir les déchets issus du forage, en plus des pertes de circulation des fluides pendant et après le forage, le borbier, en tant que collecteur des produits liquides et solides issus du forage, représente une grande source de pollution et de danger, en plus le fluide de forage doit être capable de répondre aux exigences spécifiques tel que la formation géologique tout en minimisant les risques environnementaux et de sécurité.

Mots clé : Effluents pétroliers- Fluides de forage, Traitement, Bio polymère.

Abstract:

Algerian oil represents the dominant form of energy to support the development of society, achieving an efficient and environmentally friendly oil recovery process is always a long-term goal of scientists, industrialists and researchers. To achieve this, the use of bio-polymers or biomaterials as additives for various fluids is useful because it can improve oil recovery, as well as reduce the cost of drilling and treating the waste water generated. In the case of the Hassi Messaoud drilling unit, oil-based fluids are used, which cause significant environmental problems, namely waste from drilling, in addition to fluid circulation losses during and after drilling. drilling, the quagmire, as a collector of liquid and solid products from drilling, represents a major source of pollution and danger, in addition the drilling fluid must be able to meet specific requirements such as geological formation while minimizing environmental and safety risks.

Keywords: Petroleum waste - Drilling fluids - Treatment - Biopolymer

ملخص:

يمثل النفط الجزائري الشكل المهيمن للطاقة لدعم تنمية المجتمع، وتحقيق عملية استخراج النفط بكفاءة وصديقة للبيئة هو هدف طويل الأجل للعلماء والصناعيين والباحثين. لتحقيق ذلك، يعد استخدام البوليمرات الحيوية أو المواد الحيوية كمضافات للسوائل المختلفة مفيداً لأنه يمكن أن يحسن استخلاص الزيت، فضلاً عن تقليل تكلفة الحفر ومعالجة مياه الصرف الناتجة. في حالة وحدة الحفر حاسي مسعود، يتم استخدام السوائل ذات الأساس النفطي، والتي تسبب مشاكل بيئية كبيرة، وهي النفايات الناتجة عن الحفر، بالإضافة إلى خسائر دوران السوائل أثناء الحفر وبعده. تمثل المنتجات الصلبة الناتجة عن الحفر مصدرًا رئيسيًا للتلوث والخطر، بالإضافة إلى ذلك، يجب أن يكون سائل الحفر قادرًا على تلبية متطلبات محددة مثل التكوين الجيولوجي مع تقليل المخاطر البيئية والسلامة.

الكلمات المفتاحية: مخلفات بترولية - سوائل حفر - معالجة - بوليمر حيوي.

Sommaire

Titre	Page
Remerciement	
Dédicaces	
Résumé	
Sommaire	
Liste des Tableaux	
Liste des figures	
Abbréviation	
Introduction	
Chapitre I	
Notion générale sur le pétrole et le forage	
I.1 Le pétrole	1
I.1.1 Introduction	1
I.1.2 Généralité sur le pétrole	1
I.1.3 Composition du pétrole	1
I.1.4 Classification du pétrole	2
I.2 Forage pétrolier	3
I.2.1 Généralité sur le forage pétrolier	3
I.2.2 Principaux Gisements D'hydrocarbures de l'Algérie	5
I.2.3 Architecture de forage	7
I.2.4 L'unité de forage	7
I.2.5 Operation de forage	9
Chapitre II	
Généralité sur les fluides forages	
II.1 Introduction	13
II.2 Définition Fluide de forage (boue de forage)	13
II.3 Classification des boues de forage	13
II.4 Importance des Fluides de forage	14

II.5. Type des fluides de forage	16
II.5.1 Les fluides de forage à base d'eau appeler WBM	16
II.5.2 Les fluides de forage à base d'huile appeler OBM	18
II.5.3 Les fluides de forage implique dans le gisement de Hassi Messoud	19
II.6 Composition des fluides de forage	19
II.7 Caractéristiques des fluides de forage	21
II.8. Revue bibliographique sue l'applications OBM	21
II.9 Circuit de fluide de forage	22
II.10 Propriétés de fluide de forage	24
Chapitre III	
Présentation de l'unité de forage de Hassi Messoud (lieu de stage)	
III.1 Introduction	30
III.2 Le gisement de Hassi Messaoud	30
III.3 Historique	32
III.4 Caractérisation du réservoir	32
III.5 Activité de l'ENAFOR	35
III.6 Presentation de puit ONM212	35
III.6.1 Rapport Quotidien sur les fluides de forage #ONM212 ENF24	36
III.7 Impact environnementale des fluides de forage	37
III.7.1 Definition de bourbier	37
III.7.2 Importants polluants générés par les activités de forage	38
III.7.21Polluants actifs	38
III.7.3 Impact négatif	39
III.7.4 Gestion des déchets sur les chantiers de forage	41
III.7.5 Méthodes de traitement de la pollution	42
III .8 Reformulation des Fluides de Forage	43

Liste des tableaux:

Tableau	Page
Tableau II.1 Principaux additifs utilisés dans les fluides de forage	21
Tableau II.2 Densités des composantes communes de la boue	25
Tableau III.1 Rapport Quotidien sur les fluides de forage #ONM212 ENF24	36
Tableau III.2 Mesures d'atténuation prises par SONATRACH	41

Liste des Figures

Figures	Page
Figure I.1 Premier forage par Drake 1859	3
Figure I.2 Fiche Technique des Prévisions du forage vertical, Hassi Massoud	5
Figure I.3 Premier forage en Algérie de HASSI MASSAOUD	6
Figure I.4 Programme de forage et tubage	8
Figure I.5 Schéma d'appareil de forage	11
Figure II.1 Schéma du circuit de boues de forage (Schlumberger 1997)	23
Figure III.1 Géologie structurale de l'Algérie MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES MINE	31
Figure III.2 Carte de zone de Hassi Massoud	33
Figure III.3 Stratigraphie du champ de Hassi Messaoud	34
Figure III.4 Localisation du puit ONM212 zone 12	35
Figure III.5 Photo d'un bourbier ONM#212 ENAFOR24	38
Figure III.6 La chute d'un chameau dans un bourbier	40
Figure III.7 Hiérarchie de gestion environnementale des rejets de forage pétrolier	42

Abreviations

Abreviations

API	American petroleum institute
BKE	Berkine est
BP	British Petroleum
DTH	Down The Hole drill
Enafor	Enterprise nationale de forage
HBNS	Hassi bekine sud
HC	Hydrocarbure
HPWBM	Boues à Base d'Eau avec des Performances Elevées
HP/HT	Haute pression et haute température (500 psi/250 °F)
OBM	Oil bas Mud (boue à base d'huile)
ONM	Le nom de puit
PV	viscosité plastique
RPM	Tour par minute, "Revolution per minute"
SG	Spécifique Gravity
WBM	Water Bas Mud (boue à base d'eau)
Yp	yield Valeur

Introduction Générale

Introduction Générale

L'exploitation et la production de pétrole et de gaz sont des préoccupations majeures en Algérie.

Le forage est l'une des activités les plus importantes dans l'industrie pétrolière, car il permet d'atteindre les réserves souterraines de pétrole et de gaz. Cependant, le forage est une activité complexe qui nécessite l'utilisation de divers équipements et produits chimiques pour atteindre les objectifs de production. [1a]

L'un des produits chimiques clés utilisés dans le forage est le fluide de forage. Les fluides de forage sont des liquides spécialement conçus pour les opérations de forage qui remplissent plusieurs fonctions critiques telles que la lubrification des équipements, la stabilisation des formations géologiques, le transport des débris de forage à la surface ; et la protection des puits contre les éventuelles perturbations.[1b]

Le choix du fluide de forage approprié dépend de nombreux facteurs tels que la profondeur de forage, la température et la pression du puits, les caractéristiques de la formation géologique, ainsi que les réglementations environnementales et de sécurité en vigueur. Le fluide de forage doit être capable de répondre aux exigences spécifiques du forage tout en minimisant les risques environnementaux et de sécurité. [1c]

C'est dans ce cadre se situe notre travail, ou nous allons présenter une unité de forage situé à Hassi Messaoud, et d'étudier les fluides de forage, leurs caractéristiques, avantages et inconvénients. Nous allons également proposer une nouvelle formulation de fluide de forage a base des biopolymères plus efficaces et plus respectueux de l'environnement.

Cette mémoire regroupe trois chapitres en plus d'une introduction générale et d'une conclusion générale.

Le premier chapitre est consacré à une revues bibliographique sur, le pétrole et le forage

Le deuxième chapitre On parle de Généralité sur les fluides forages

Le chapitre troisième est dédié à la présentation de l'unité de forage situé à Hassi Messaoud Et a l'étude des propriétés physico-chimiques des fluides de forage impliqué dans cette unité, et leur impact sur la santé de l'environnement.

Chapitre I

Notions Générales sur le pétrole et le forage

I.1 Le pétrole

I.1.1 Introduction

Le pétrole est une principale source d'énergies consommée dans le monde, il a été découvert par l'Américain Edwin L. Drake en Pennsylvanie au milieu du XIXe siècle sous forme d'huile minérale, il forait le 27 août 1859 pour la première fois à une profondeur d'environ 20 mètres à Titusville, en Pennsylvanie. Il s'est inspiré de la technique de forage des puits de sel. Lors du creusement du sol, un foret robuste est suspendu à l'extrémité du câble, transmettant le mouvement alternatif créé par le pendule d'un sol à l'autre. Dans la ville, le pétrole près de la surface a été utilisé à des fins médicales par Pennsylvania Rock Oil, dans laquelle Drake, un conducteur de train du Connecticut, détient une participation. Le pétrole était certes connu depuis l'Antiquité, mais c'est la découverte de Drake qui marque le début de son exploitation industrielle.

En Algérie c'est en janvier 1956 que le pétrole a été découvert pour la première fois au Sahara, à Edjeleh, dans la région d'In Amenas, Fort Polignac à l'époque. La découverte du plus grand champ pétrolier algérien, Hassi Messaoud est intervenue en juin de la même année. Par avant, en 1954, a eu lieu la première découverte d'hydrocarbures, il s'agissait d'une grosse accumulation de gaz qui a été trouvée à Djebel Berga, au sud d'In Salah. C'était là le premier grand gisement de gaz algérien dont les réserves étaient estimées à 100 milliards de mètres cubes, qui n'ont pu être exploitées par manque de débouché commercial. [1d]

I.1.2 Généralité sur le pétrole

Le pétrole est un liquide composé principalement d'hydrocarbures ; il contient également des composés sulfurés organiques, de l'oxygène et de l'azote. On le trouve dans les bassins sédimentaires, où il remplit les espaces rocheux poreux appelés réservoirs.

I.1.3 Composition du pétrole :

Le pétrole est un mélange d'hydrocarbures formées d'hydrogène et de carbone, ils ont une teneur en carbone de (83%-87%) et une teneur en hydrogène de (11 %-14 %). Contenant également d'autres atomes, principalement du soufre, de l'azote et de l'oxygène.

Notant que ces deux éléments forment trois grandes familles d'hydrocarbures qui sont [2] :

- a) Hydrocarbures Aliphatiques
- b) Hydrocarbures Cycliques
- c) Les hydrocarbures mixtes.

I.1.4 Classification du pétrole

Un gisement de pétrole contient un mélange d'hydrocarbures qui le caractérise selon l'histoire géologique de la zone où il s'est développé.

La provenance géographique est donc un des critères de classification du pétrole (Golfe Persique, mer du Nord, Venezuela, Nigéria, etc.). Toutefois, pour établir des comparaisons entre différents sites, d'autres critères existent. Les plus importants sont les mesures de la viscosité et de la teneur en soufre du pétrole brut.

- Selon la viscosité, quatre types de gisements sont définis (léger, moyen, lourd ou extra-lourd et bitume). Plus le pétrole brut est visqueux, plus il est « lourd ».
- **Les gisements de pétrole léger** : l'aspect du pétrole brut se rapproche de celui du gaz-oil. Les gisements sahariens présentent cette caractéristique.
- **Les gisements de pétrole moyen** : la viscosité du pétrole brut est intermédiaire entre le pétrole léger et le pétrole lourd. Il s'agit par exemple des gisements du Moyen-Orient.
- **Les gisements de pétrole lourd ou extra-lourd** : le pétrole brut ne coule pratiquement pas à température ambiante. Les gisements d'Amérique du sud en sont un exemple.
- **Les gisements de bitume** : le pétrole brut est très visqueux voire solide à température ambiante. Les principales réserves de ce type se trouvent au Canada.

Cette propriété est importante pour déterminer la rentabilité de l'exploitation. En effet, un pétrole peu visqueux ou léger est plus facile à extraire et à traiter qu'un pétrole lourd.

- La teneur en soufre distingue le pétrole brut soit en doux (faible teneur en soufre) soit en sulfuré dans le cas contraire. Des gisements de pétrole doux sont notamment trouvés en Afrique, ceux de pétrole sulfuré en Amérique du Nord.

Cette mesure est utilisée pour la phase de raffinage du pétrole, une faible teneur en soufre la favorisant.

I.2 Forage pétrolier

Introduction

Historiquement, en 1859 le colonel DARKE foras son premier puits de pétrole, à 23 mètres de profondeur en Pennsylvanie (USA), il employa le système de forage par battage au câble qui utilise pour attaquer le terrain, l'impact d'un lourd trépan suspendu au bout d'un câble qui lui transmet ; depuis la surface, un mouvement alternatif créé par un balancier.

Lorsque les prospecteurs s'attaquèrent à des terrains plus difficiles, ils durent s'y adapter en créant le procédé de forage rotary. Les premiers essais de cette technique semblent avoir été faits sur le champ de Corsicana (Texas) ; elle se développa rapidement à la suite de la découverte, en 1901, du champ de Spindletop près de Beaumont (Texas) où fut employé un appareil de forage rotary. [Figure I.1] [3]

I.2.1 Généralité sur le forage pétrolier

Le forage pétrolier est l'ensemble des opérations permettant d'atteindre les roches poreuses et perméables de sous-sol susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux.

Le forage pétrolier permet d'atteindre les roches poreuses et perméables du sous-sol. Son implantation est décidée à la suite des études géologiques et géophysiques effectuées sur un bassin sédimentaire. Ces études permettent de se faire une idée de la constitution du sous-sol et des possibilités de gisements, mais elles ne peuvent déceler avec certitude la présence



Figure I.1: premier forage par Drake 1859

D'hydrocarbures. Seuls les forages pourront confirmer les hypothèses faites et mettre en évidence la nature des fluides contenus dans les roches. [Figure 2] [4]

De 1930 à 1947, les chercheurs se sont concentrés sur la composition et les propriétés des liquides de forage afin que le but soit de forer le puits, de le compléter et de le mettre en production.

Le forage passe par plusieurs processus, y compris l'insertion du tubage et l'enlèvement de l'eau et des sédiments du tube afin qu'il ne rencontre pas de liquide de forage à l'intérieur du puits. De 1947 à 1957, les recherches se sont davantage appuyées sur les matériaux utilisés dans les liquides de forage pour tenter de relier les propriétés des fluides aux problèmes de stabilité des puits et à l'efficacité du nettoyage des trous [5].

Le succès du processus de forage est lié à plusieurs facteurs, dont le choix des fluides de forage. Ces liquides complexes, de par leur nature, traditionnellement appelés boues de forage, sont souvent des émulsions/pendants pour différents composants multifonctionnels.[6]

I.2.2. Principaux Gisements D'hydrocarbures de l'Algérie

I.2.2.1/ Champ de Hassi Messaoud

Le gisement d'huile légère de Hassi Messaoud a été découvert en 1956 par le forage MD1 qui a traversé les réservoirs de grès du Cambro-Ordovicien à 3 337 mètres de profondeur (Figure I.2)

Le gisement, de dimensions 40 x 40 km, est situé dans le Sahara algérien, à 800 km au sud d'Alger.

Le gisement de Hassi Messaoud présente une structure en dôme anticlinal, largement héritée de la phase orogénique hercynienne dont le paroxysme s'est produit à la fin du Paléozoïque.

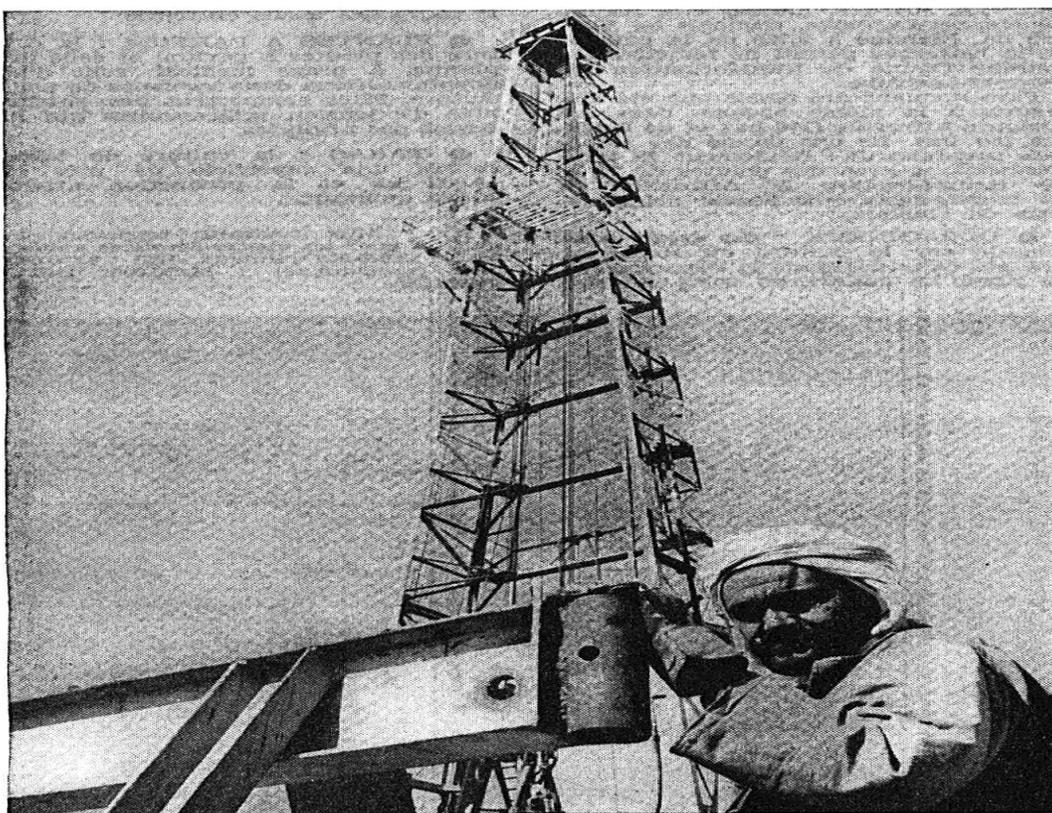


Figure I.2 premier forage en Algérie de HASSI MASSAOUD

I.2.2.2/ Champ de Hassi Berkine Sud

Le champ de Hassi Berkine Sud a été découvert en janvier 1995 par l'association Sonatrach/Anadarko par le forage du puits HBNS-1b. Il a été mis en exploitation en 1998.

I.2.2.3/ Champ d'Ourhoud

Le champ d'Ourhoud se situe dans la partie centrale du bassin de Berkine, à 320 km au sud-est de Hassi Messaoud. Il s'étend sur trois blocs d'exploration, 404a, 405, 406a.

Le gisement a été découvert par le puits BKE-1 (Berkine Est-1) foré en juillet 1994 par l'association Sonatrach et Anadarko.

La structure d'Ourhoud correspond à un horst complexe limité vers l'est par une faille majeure régionale dont le rejet vertical varie entre 200 et 300 mètres.

I.2.2.4/ Champ de Haoud Berkaoui

Le gisement de Haoud Berkaoui est situé à environ 100 km à l'ouest de Hassi

Messaoud. Il fait partie du Bloc 438c et constitue, avec les structures de Benkahla et Guellala, un pôle principal de la dépression de l'Oued Mya.

Il a été découvert en 1965 par le puits OK101 et produit dans les grès de la série argilo-gréseuse triasique inférieure.

I.2.2.5/ Champ de Hassi R'mel

Le gisement de Hassi R'mel a été découvert en 1956 et mis en production en 1961. Il est situé dans le Sahara algérien, à 550 km au sud d'Alger. Il s'étend sur environ 3500 km².

Le champ est un gisement de gaz à condensat avec un anneau d'huile sur le flanc Est.

I.2.2.6/ Rhourde Nouss

La région de Rhourde Nouss est située à 230 km au sud-est du champ de Hassi Messaoud. Le premier forage a été réalisé en 1961. Une série de réservoirs contenant du gaz à condensat a été rencontrée à partir de la cote 2 685 mètres.

Cette région est caractérisée par la présence de treize accumulations comportant jusqu'à une dizaine de réservoirs.

I.2.2.7/ Gisement de Krechba (In Salah-ILIZI)

Le gisement de Krechba est situé dans la partie nord de la région d’In Salah. Le gisement a été découvert en 1957 par le forage de KB1 qui a rencontré les réservoirs tournaisiens du Carbonifère et siegenien–gédinnien du Dévonien inférieur à une profondeur de 1 700 à 3 350 mètres. Les différents puits forés ont donné des débits de gaz dans les trois réservoirs.[7]

I.2.3. Architecture de forage

Le profil d'un forage pétrolier dépend de sa profondeur (de quelques centaines à plus de neuf mille mètres) et de l'objectif visé. Il est défini dans le programme de forage et de tubage du puits qui précise les caractéristiques des différentes phases de forage successives entre lesquelles le trou est « tubé », c'est-à-dire cuvelé par une colonne de tubes en acier. Dans la plupart des cas, les sondages pétroliers comportent deux ou trois phases de forage qui permettent de mettre en place

- une colonne de surface destinée à retenir les terrains de surface peu consolidés ; d'une longueur comprise entre 100 et 1 000 m, cette colonne sert en outre de support à la tête de puits
- une colonne technique nécessaire en cas de présence de couches ou fluides susceptibles d'empêcher la poursuite du forage (par exemple des terrains éboulant, des zones contenant des fluides à forte pression) ;
- une colonne de production si le puits est « positif », qui permet d'isoler la zone pétrolifère et à l'intérieur de laquelle sera descendu un tube d'écoulement du pétrole (tubing).

Ces diverses colonnes sont cimentées par un lait de ciment placé entre la paroi du trou et la colonne aussitôt après la descente de celle-ci.

Ces colonnes sont constituées de tubes en acier à haute résistance, de 9 à 12 m de long, terminés par des filetages spéciaux et réunis entre eux par des manchons. Leur épaisseur est de l'ordre du centimètre et leur diamètre peut varier de 1 000 à 114 mm. [Figure I.3]

I.2.4. L'unité de forage

Une unité de forage est un équipement utilisé dans l'industrie de l'extraction minière, du pétrole et du gaz, ainsi que dans d'autres industries pour forer des trous dans le sol ou la roche afin de prélever des échantillons, installer des équipements ou extraire des ressources.

Voici une présentation détaillée des différents composants et fonctions d'une unité de forage typique :

Chapitre I Notions Générales sur le pétrole et le forage

Mât de forage : C'est la structure verticale de l'unité de forage, qui soutient la foreuse, les tiges de forage, les équipements de levage et autres composants. Le mât de forage peut être soit fixe, soit mobile, et peut varier en hauteur en fonction des besoins de forage.

Foreuse : La foreuse est l'élément qui pénètre dans le sol ou la roche pour créer un trou de forage. Il existe différents types de foreuses, notamment les foreuses à mèche, les foreuses à marteau fond de trou (DTH), les foreuses à percussion, les foreuses à rotation et les foreuses à carottage.

Tiges de forage : Les tiges de forage sont des tubes en acier qui sont assemblés pour former une colonne qui s'étend du sommet du mât de forage à la foreuse. Les tiges de forage transmettent la puissance de la foreuse pour faire tourner la mèche et pour avancer dans le sol ou la roche.

Système de levage : Le système de levage est utilisé pour soulever et abaisser les tiges de forage et la foreuse dans le trou de forage. Le système de levage peut être composé d'un treuil, d'un câble et d'un bloc de poulies pour multiplier la force de levage.

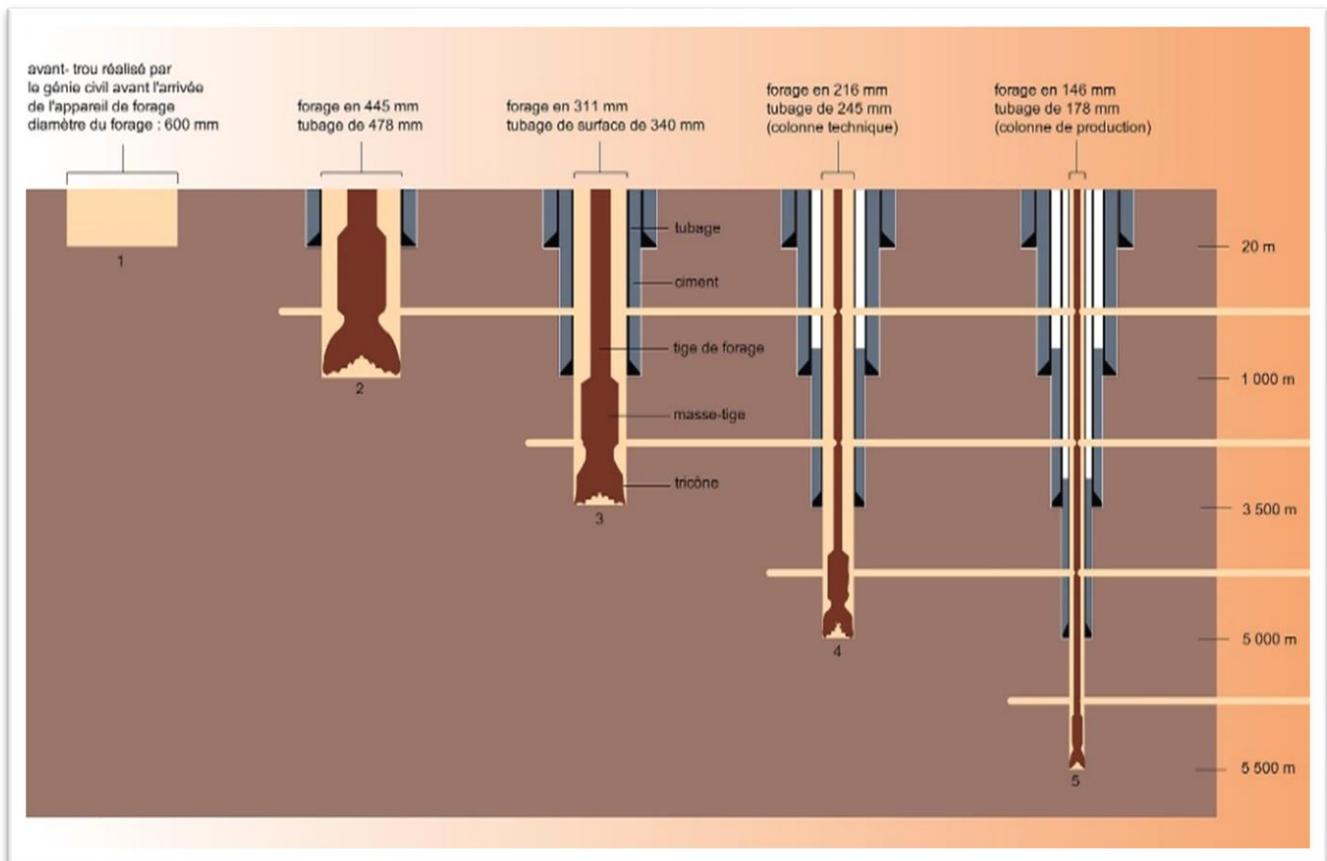


Figure I.3 Programme de forage et tubage

Système de circulation : Le système de circulation est utilisé pour pomper le fluide de forage (généralement de l'eau) dans le trou de forage pour refroidir la mèche, éliminer les débris et lubrifier les tiges de forage. Le système de circulation peut comprendre une pompe, des tuyaux, des vannes et un réservoir de stockage.

Système de contrôle : Le système de contrôle est utilisé pour réguler la vitesse de forage, la pression de la pompe, la force de levage et d'autres paramètres importants. Les systèmes de contrôle modernes peuvent être équipés de capteurs pour mesurer la pression, la température, la vitesse et d'autres variables.

Plateforme de travail : La plateforme de travail est un espace de travail situé à côté du mât de forage, qui est utilisé pour stocker les outils de forage, les pièces de rechange et les équipements de sécurité.

Système de sécurité : Le système de sécurité comprend des équipements de protection personnelle, tels que des casques, des gants et des bottes de sécurité, ainsi que des dispositifs

De sécurité de l'unité de forage, tels que des systèmes de coupure d'urgence, des limites de charge et des systèmes de détection de gaz.

En résumé, une unité de forage est une machine complexe qui comprend un mât de forage, une foreuse, des tiges de forage.

I.2.5. Opération de forage

Il existe d'autres techniques de forage, mais les deux plus utilisées sont le forage rotatif et le forage à percussion. Dans les procédés de gazéification des hydrocarbures en Algérie, le premier est le plus fréquemment utilisé. La première étape de cette méthode consiste à mettre en place un dispositif de butinage (voir schéma ci-dessous, Figure I.4). Cet article est extrêmement coûteux et peut coûter jusqu'à 4 millions de dollars en moyenne. [8]

La première étape consiste à mettre en place le forage Derrick, une tour métallique qui mesure généralement 30 mètres de haut et sert à introduire verticalement le forage. Ces tiges correspondent à une série de tubes reliés les uns aux autres au bout desquels se trouve un outil de recherche appelé trépan équipé de dents pointues ou de pastilles d'acier extrêmement dures. Le trépan attaque le rocher comme un perceur électrique en appuyant et en tournant rapidement ; il brise la roche en petits morceaux et creuse lentement dans le sol. Une nouvelle tige forage est ajoutée au fur et à mesure que l'on descend dans le sous-sol, l'ajoutant à la précédente et ainsi de suite.

Le groupe de tiges avec leur trépan à pointe évasée est connu sous le nom de train de tiges. Les dents du trépan ne sont pas assez solides pour percer des roches très dures, c'est pourquoi d'autres outils de recherche de formes et de compositions diverses sont utilisés à sa place. Par exemple, les roches les plus dures sont formées à l'aide d'un outil monobloc incrusté de diamants. [9]

Le tube est composé de cylindres creux en aluminium qui sont positionnés à côté des tiges sur toute la longueur du trou pour former un tube qui empêche le fonçage du trou. Ces tubes sont reliés les uns aux autres au fur et à mesure que la recherche de nourriture avance. Ce tubage n'est pas réalisé directement dans la roche ignée ; il est plutôt maintenu en place avec du ciment.

Le diamètre du trou d'alimentation diminue lorsque plus de tubes y sont placés, car chaque tube prend de la place et réduit la taille initiale du trou. En conséquence, avec la mise en place de plusieurs tubages, un trou d'alimentation qui avait initialement un diamètre de 50 cm peut être réduit à 20 cm. Il est nécessaire d'enlever les débris rocheux et de nettoyer le fond des fosses pour éviter que le trou ne se dilate et ne se contracte au fur et à mesure que le fourrage pousse.

La profondeur du trou de forage variera généralement de 2 000 à 4 000 mètres. Exceptionnellement, plusieurs forages sont supérieurs à 6 000 mètres, et l'un d'eux a même dépassé 11 000 mètres. Ceci nous amène à dire que selon les objectifs géologiques visés, certains gisements peuvent être concentrés à des profondeurs importantes.

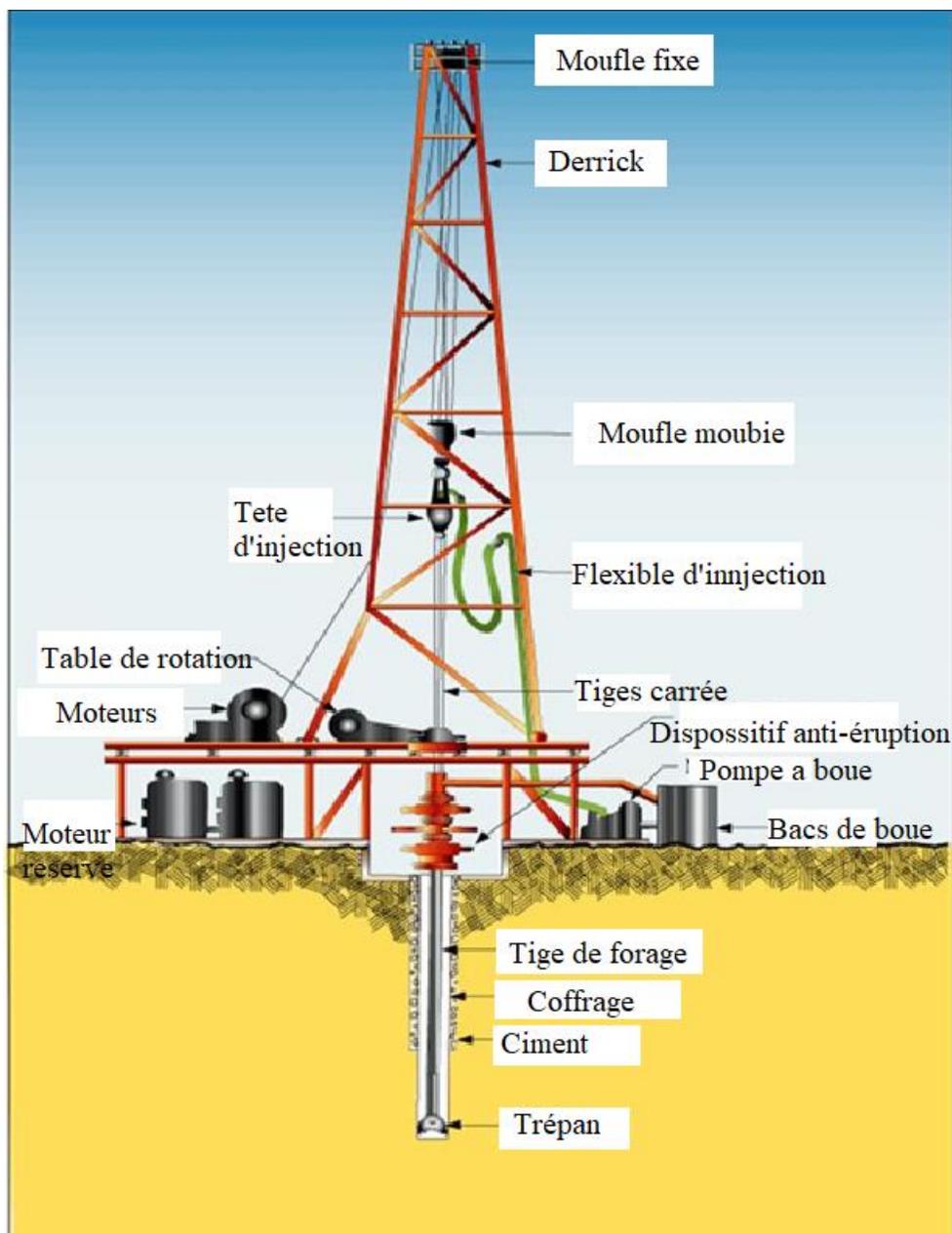


Figure I.5 appareil de forage

Chapitre II

Généralité sur les fluides forages

II.1. Introduction

Les fluides de forage sont largement exploités pour la réalisation des excavations en terrains difficiles (parois moulées, forages dirigés, tunneliers). Les fluides de forage sont principalement à base de bentonite, activée et éventuellement adjuvante de polymères. Ils sont employés essentiellement pour stabiliser les parois d'excavation et pour évacuer les déblais. L'un des rapports les plus importants sur le site du puits est le rapport quotidien sur les fluides de forage, ou «rapport de boue». En plus de contenir des informations de base sur les puits et les plates-formes, l'inventaire chimique et les coûts du système de boue, le rapport de boue contiendra une liste des propriétés des fluides du système de boue.

Les fluides de forage doivent avoir des propriétés telles qu'ils facilitent, accélèrent le forage, favorisent ou tout au moins ne réduisent pas d'une manière sensible et permanente les possibilités de production des sondages.[10]

II.2. Définition Fluide de forage (boue de forage) :

La boue de forage, également connue sous le nom de fluide de forage, est un fluide spécialement conçu qui est utilisé pendant les opérations de forage pour lubrifier et refroidir le trépan, transporter les déblais rocheux à la surface, contrôler les pressions de la formation et assurer la stabilité des parois du trou de forage. La boue de forage est un élément essentiel du processus de forage et joue un rôle essentiel dans la réussite des opérations de forage.

La boue de forage est généralement un mélange d'eau, d'argile et de divers additifs, tels que des polymères, des tensioactifs et des agents alourdissant. La composition de la boue de forage peut varier selon le type d'opération de forage, la formation en cours de forage et les réglementations environnementales.

II.3. Classification des boues de forage

Il existe plusieurs types de boues de forage, notamment :

- Boue à base d'eau : il s'agit du type de boue de forage le plus courant et elles sont généralement composées d'eau, d'argile et de divers additifs.

- Boue à base d'huile : elles sont utilisées dans les opérations de forage où les boues à base d'eau ne sont pas efficaces, comme dans le forage de puits offshore profonds.

- Boue synthétiques : Ce sont des fluides de forage spécialement conçus qui sont composés de matériaux synthétiques et sont utilisés dans les opérations de forage où les boues traditionnelles ne sont pas efficaces. Le fluide de forage est également important pour la sécurité environnementale et la protection des travailleurs. Les fuites de fluide de forage peuvent avoir des impacts négatifs sur les écosystèmes et les communautés environnantes, ainsi que sur la santé des travailleurs. Par conséquent, les opérateurs de forage doivent s'assurer que le fluide de forage est correctement stocké, manipulé et éliminé conformément aux réglementations environnementales en vigueur.

II.4 Importance des Fluide de forage

Les boues de forage doivent avoir les propriétés leur permettant d'optimiser les fonctions suivantes :

- 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
- Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits
- Dépôt d'un cake imperméable
- Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile
- Augmentation de la Vitesse d'avancement
- Entraînement de l'outil
- Diminution du poids apparent du matériel de sondage
- Apport de renseignements sur le sondage
- Contamination des formations productrices
- Corrosion et usure du matériel
- Toxicité et sécurité

II.4.1 Nettoyage des puits

Le fluide de forage est conçu pour nettoyer le puits de toutes les particules de formation forées qui se présentent sous forme de débris nommé « cutting » ou « déblais

II.4.2 Maintien des déblais en suspension

Le fluide de forage est conçu également à maintenir des déblais de forage en suspension pendant les arrêts de circulation.

II.4.3 Sédimentation des déblais fins en surface

Après le maintien en suspension des déblais dans le puits durant les arrêts de circulation, le fluide de forage est conçu à tasser/sédimenter les déblais fins en surface pour les éliminer.

II.4.4 Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde

Le fluide de forage permet de réduire le réchauffement de la garniture de forage et de l'outil. Ceci est dû à la transformation d'une partie de l'énergie mécanique en énergie calorifique

II.4.5 Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits

Le cavage est causé par des éboulements, par la dissolution du sel, par la dispersion des argiles, par érosion due à la circulation du fluide de forage ; pour mieux prévenir ce cavage le fluide de forage doit posséder des caractéristiques physicochimiques telles que le trou conserve un diamètre voisin du diamètre de l'outil.

II.4.6 Dépôt d'un cake imperméable

La filtration dans les formations perméables d'une partie de la phase liquide de la boue crée un film appelé cake le dépôt de ce dernier permet de consolider et de réduire la perméabilité des parois du puits.

II.4.7 Prévention des venues d'eau ; de gaz ; ou d'huile

Le fluide de forage doit exercer une pression hydrostatique suffisante pour équilibrer les pressions de gisement, cette dernière est maintenue en ajustant la densité entre des valeurs maximum et minimum.

II.4.8 Augmentation de vitesse d'avancement

Un filtrat élevé augmente la vitesse d'avancement, les fluides de forage de faible viscosité sont un facteur favorable à la pénétration des outils.

II.4.9 Entraînement d'outils

En cas du turboforage, le fluide de forage entraîne la turbine en rotation. Cette opération l'amène à passer à travers une série d'évents et à mettre en mouvement des aubages.

II.4.10 Apport de renseignement sur le sondage

Le fluide de forage permet d'obtenir des renseignements permanents sur l'évolution des formations et fluides rencontrés

II.4.11 contamination des formations productrices

La présence d'un fluide au droit de formations poreuse et perméables peut exercer une pression hydrostatique supérieure à la pression de gisement, cela peut nuire à la future mise en production de cette zone

II.4.12 Corrosion et usure du matériel

Le fluide de forage peut causer l'usure du matériel de sondage par action mécanique si elle contient des matériaux abrasifs. ;il peut être corrosive par action électrolytique

II.4.13 Toxicité et sécurité

Les fluides de forage doivent être sans danger, pour la santé du personnel, et ne devra pas créer de risques d'incendie (cas de boues à base d'huile)

II.5. Type des fluides de forage

Deux types de fluides de forage sont adoptés :

- Les fluides de forage à base d'eau appelés WBM (Water Base Mud)
- Les fluides de forage à base d'huile appelés OBM (Oil Base Mud)

II.5.1 Les fluides de forage à base d'eau appelés WBM

Les fluides de forage à base d'eau, ce sont des boues dont la phase continue est l'eau, éventuellement chargée en chlorure de sodium NaCl. elles sont généralement conçues pour forer les sections supérieures d'un puits. Lors du forage, les matériaux des formations traversés s'incorporent dans la boue et peuvent ainsi changer sa composition et ses propriétés.

Elles se classent comme suite : en deux catégories :

- Les boues douces dont la teneur en NaCl ne dépasse pas quelques g/l. ces boues sont principalement constituées par une suspension colloïdale d'argile, plus précisément de la bentonite sodique dans l'eau.
- Les boues salées dont la teneur en NaCl peut être comprise entre quelques dizaines de g/l et la saturation. Ces boues sont utilisées pour la traversée des zones salifères pour éviter le cavage et elles sont constituées d'eau, de sel (NaCl), de colloïdes minéraux (attapulgite ou sépiolite), de colloïdes organiques (amidon), d'un fluidifiant minéral ou organique (chaux, soude).
- Non dispersé – Ce terme est utilisé pour décrire les fluides de forage qui n'ont pas été traités chimiquement pour disperser les argiles présentes. Ce sont normalement des boues d'eau douce avec de l'argile de bentonite et pas de barytine.
- Bentonitique dispersée — Il s'agit de fluides utilisés lorsque le puits est foré plus profondément, ce qui exige un meilleur contrôle de ses propriétés, c'est-à-dire le poids, la rhéologie et la perte de liquide. Ils contiennent habituellement des diluants chimiques, comme le lignosulfonate, le lignite ou les tanins. Ils nécessitent un contrôle de l'alcalinité, de sorte que des quantités importantes de soude caustique sont utilisées pour maintenir le pH approprié
- Traitement au calcium — Les liquides à base de calcium utilisent la saumure CaCl_2 comme fluide de base ou des ajouts de chaux ou de gypse pour former une boue de chaux ou de tourbillon. Ces fluides ont été conçus pour aider à la stabilité du trou de forage car ils donnent des niveaux élevés de calcium soluble pour minimiser le gonflement de l'argile. Ils sont résistants aux contaminants, mais peuvent présenter de fortes concentrations de gel, surtout à haute température.
- Systèmes polymères — Un système polymère est un système qui utilise un à longue chaîne et à poids moléculaire élevé, matériau naturel ou synthétique utilisé pour contrôler une ou plusieurs propriétés du fluide. Le polymère remplace les additifs à base d'eau traditionnels tels que la bentonite et les diluants chimiques.
A titre de remarque la bentonite ne produit pas lorsque la teneur en chlorure est supérieure à environ 5000 mg/L. Il devient inerte et agit comme un solide de forage.
- Boues à base d'eau à haute performance ou à performance améliorée (HPWBM) Ces fluides

sont formulés pour résoudre les problèmes de forage tels que la stabilité du puits de forage, l'inhibition des solides, le renforcement du puits de forage, l'amélioration de la vitesse de forage, la stabilité HTHP et les fluides de forage de réservoir (RDIF).

La plupart des fluides hautes performances sont formulés avec un fluide à base de saumure et des polymères pour la rhéologie et le contrôle des pertes de fluide. En fonction de l'utilisation finale du fluide, des surfactants supplémentaires, des matériaux de renforcement de puits de forage, des agents anti-accrétion, des agents filmogènes, etc. [11]

Dans les boues à base d'eau, les solides comprennent des minéraux lourds (souvent de la barytine, ajoutés pour augmenter la densité si nécessaire), des solides de la formation qui se disséminent dans la boue pendant le forage, et des argiles et des colloïdes organiques ajoutés pour donner la viscosité et les qualités de filtration appropriées. L'eau contient des sels dissous qui étaient soit naturellement présents lorsque l'eau de formation était là, soit qui ont été introduits intentionnellement.

II.5.2 Les fluides de forage à base d'huile appeler OBM

Le terme "fluides à base d'huile" fait référence à des fluides avec une phase continue d'huile minérale (par exemple, pétrole brut, essence, gaz, etc.) et une phase dispersée d'eau.

Selon la définition, les boues de forage en émulsion inverse sont des fluides forage à base d'huile contenant plus de 5 % d'eau ; les fluides forage contenant moins de 5 % d'eau sont connus sous le nom de boues à l'huile [12]. Ces substances sont fréquemment appelées "boues à base d'huile" ou OBM.

Des fluides de forage à base d'huile ont été créés pour remédier à certains des inconvénients des boues à base d'eau. Ces défauts sont principalement dus aux caractéristiques de l'eau, notamment sa capacité à dissoudre les sels, à entraver le mouvement du pétrole et du gaz à travers les roches poreuses, à favoriser la décomposition et la dispersion des argiles et à provoquer la corrosion du fer. Les boues d'huile offrent des avantages possibles, tels que des propriétés lubrifiantes améliorées, des températures d'ébullition plus élevées et des points de congélation plus bas, en plus d'un moyen d'éliminer ces aspects défavorables des boues d'eau. La plus grande performance d'une boue d'huile dans les conditions spécifiques d'utilisation doit servir de base économique pour son choix car il coûte toujours plus cher de préparer une boue d'huile qu'une boue d'eau de même densité.

II.5.3 Les fluides de forage implique dans le gisement de Hassi Messoud

Le gisement d'huile légère de Hassi Messaoud a été découvert en 1956 par le forage MD1 qui a traversé les réservoirs de grès du Cambro-Ordovicien à 3 337 mètres de profondeur. Le gisement, de dimensions 40 x 40 km, est situé dans le Sahara algérien, à 800 km au sud d'Alger.

Le gisement de Hassi Messaoud présente une structure en dôme anticlinal, largement héritée de la phase orogénique hercynienne dont le paroxysme s'est produit à la fin du Paléozoïque.

Le carburant le plus utilisé jusqu'à récemment était le gaz, mais la législation environnementale actuelle impose l'utilisation d'huiles minérales ou "synthétiques" ne contenant aucun composé aromatique. La stabilité de l'émulsion est ensuite renforcée par l'utilisation d'agents émulsifiants et de mise en suspension.

Les propriétés rhéologiques (thixotropes) de cette émulsion sont ajustées par l'ajout d'agents viscosifiants, souvent des argiles organiques. De plus, les formules peuvent inclure des additifs spéciaux et des réducteurs d'agents filtrants (à base de polymères et d'asphalte). Il est important de noter que, compte tenu de leurs avantages par rapport aux fluides traditionnels à base de gaz d'un point de vue économique et environnemental, la plupart des projets de recherche actuels se concentrent sur l'amélioration des carburants inverses synthétiques.[13]

II.6 Composition des fluides de forage

En plus de l'eau et du gaz-oil utilisé comme phase continue ou émulsionnée, un très grand nombre de produits entrent dans la fabrication et le traitement des fluides de forage dont certains ont un rôle spécifique et d'autres ont des actions multiples. Ces produits sont classés comme suites :

A. Colloids argileux:

- Les bentonites
- Les attapulgites

B. Colloïdes organique :

- Amidon
- Carboxyméthylcellulose CMC

C. Fluidifiants ou défloculants ;

- Les polyphosphates
- Les tanins
- Les lignosulfonates

D. Les additifs minéraux :

- La Soude caustique
- Carbonate de sodium
- Le gypse
- La chaux éteint
- Bicarbonate de sodium

E. Produits organiques spéciaux :

- Les anti-ferments
- Les anti-mousses
- Les anti corrosions
- Les anti-bourants
- Les anti-coincements

F. Alourdisant

- Barite ou sulfate de baryum $BaSO_4$
- Le carbonate de calcium $CaCO_3$
- La galene PbS
- Hématite Fe_2O_3

G. Les colmatant :

- Les colmatants organiques
- Colmatant fibreux
- Colmatant gonflants

- Colmatants à prise (liant hydraulique)

II.7 Caractéristiques des fluides de forage

Les fluides de forage sont des fluides compliqués qui sont classés en fonction de la composition de leurs constituants fondamentaux. Selon le fluide de base utilisé dans leur préparation, les fluides fourragers ont traditionnellement été divisés en trois catégories : air, eau ou huile (Ryan et Chillingar, 1996). le fluide de forage doit être extrêmement visqueux pour assurer le remontage des décharges, mais la viscosité ne doit pas être excessive pour limiter les pertes de charge par évaporation et éviter la fracture de la formation. Ainsi, de nombreux composants multifonctionnels sont ajoutés au fluide de forage pour lui donner les propriétés souhaitées. Ces composants peuvent être classés en 20 catégories.[14]

1	Colmatants	11	Anti-calcium
2	Bactéricides	12	Décoinçants (oudégrippants)
3	Lubrifiants	13	Inhibiteurs de gonflement des argiles
4	Inhibiteurs de corrosion	14	Produitsfacilitant la separation
5	Viscosifiants	15	Stabilisants haute temperature
6	Agents moussants	16	Défloculants
7	Emulsifiants	17	Alourdissants
8	Réducteurs de filtrate	18	Anti-mousses
9	Floculants	19	Contrôleursd'alcalinité
10	Saumure	20	Huileminéraleouorganique

Tableau II.1: Principaux additifs utilisés dans les fluides de forage

II.8 Revue bibliographique sue l'applications OBM

Historiquement ; la plus grande utilisation des boues pétrolières dans la période de 1935 à 1950 était pour la complétion de puits, principalement dans des réservoirs à basse pression ou à faible perméabilité. Lorsque la boue d'huile était utilisée au lieu de la boue d'eau, une production initiale plus élevée était généralement notée (15). Le carottage pour obtenir des informations sur les réservoirs était une application fréquente de boue de pétrole (16), et la libération de tiges de forage coincées en était une autre (17). Bien qu'il y ait eu un accord général sur le fait que l'élargissement des trous dans les sections de schiste pouvait généralement être évité en forant avec de la boue pétrolifère, il y avait peu d'applications à cette seule fin. L'utilisation des boues pétrolières pour le forage avait ses inconvénients :

- L'eau était un contaminant grave, des précautions étaient nécessaires pour éviter les incendies.
- le taux de forage était généralement plus lent avec la boue d'huile qu'avec la boue d'eau.

II.9 Circuit de fluide de forage :

Le fluide de forage 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, il subit différents traitements, tamisage, dilution, ajout de produits, de façon à éliminer les déblais transportés et à réajuster ses caractéristiques physicochimiques à leurs valeurs initiales il ensuite réutilisé.

Comme est mentionné dans la **Figure II.1** illustre le circuit de boue de forage selon les étapes suivantes :

- la boue est mélangée et stockée dans le bassin de décantation ;
- une pompe achemine la boue dans la tige fourragère qui descend au fond des fosses ;
- la boue émerge de l'extrémité de la tige de fourrage et atterrit au fond des fosses où le trépan travaille pour devancer la formation rocheuse.
- La boue monte dans l'interstice annulaire entre la tige fourragère et les parapets de tuyaux, puis prend le chemin inverse en remontant à la surface les fragments de roche, appelés déblais, que le trépan avait écartés.
- Une tige de butinage typique mesure environ 10 centimètres (4 pouces) de diamètre. Celui-ci peut mesurer 20 centimètres (8 pouces) de diamètre au fond d'un puits profond [18] ;
- en surface, la boue de forage circule dans son conduit d'aspiration, qui est une tige qui conduit à un tamis vif.
- Les textiles métalliques brillants qui composent le vif tamis sont utilisés pour séparer la boue du déblai. La boue de forage tombe au sol et est transportée vers le bassin d'évacuation.
- Un groupe d'équipements d'évaporation mécanique effectue un traitement plus complexe.
- Les fragments de roche glissent dans la glissière du tamis pour être jetés. Ils peuvent être nettoyés avant d'être jetés en fonction des contraintes environnementales par exemple. Afin d'étudier les caractéristiques des roches souterraines présentes au fond des puits, une partie des déblais est en cours de levée pour un examen géo scientifique [19].

Les caractéristiques des colloïdes d'argile utilisés dans les boues de forage sont résumées de sorte que les particules colloïdales se caractérisent par leur petite taille et leur grande surface, ce qui fait que leur comportement régit principalement les charges électrostatiques sur leurs surfaces. Les minéraux argileux sont particulièrement actifs en raison de la forme des plaquettes et de leur structure moléculaire, ce qui leur confère des charges négatives élevées sur leurs surfaces basales et des charges positives sur leurs bords. La viscosité des boues argileuses est responsable de la formation d'une structure de gel réversible lorsqu'elle est au repos. Divers minéraux argileux et autres minéraux peuvent être présents dans les boues, et leur rapport détermine la viscosité des boues résultantes. Les colloïdes organiques peuvent remplacer les colloïdes argileux si nécessaire. Les boues à base d'huile contiennent des fractions colloïdales d'asphalte et des structures de gel peuvent être obtenues en ajoutant des boues traitées avec des tensioactifs.

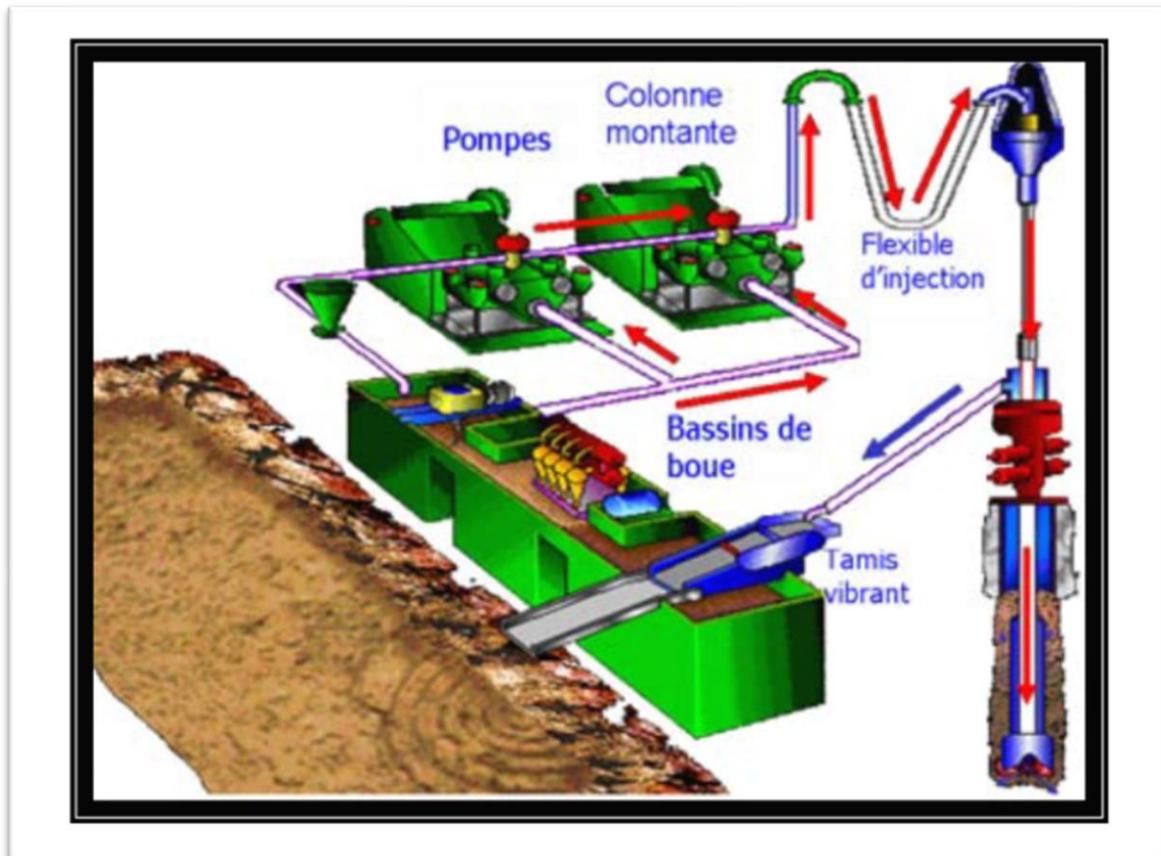


Figure II.1 Schéma du circuit de boues de forage (Schlumberger 1997)

II.10 Propriétés de fluide de forage

Introduction

Il existe de bonnes raisons d'améliorer les performances et la gestion des fluides de forage, dont la moindre n'est pas économique. La boue peut représenter 5 à 15 % des coûts de forage mais peut causer 100 % des problèmes de forage. Les fluides de forage jouent des rôles importants dans le processus de forage : stabiliser le puits de forage sans endommager la formation, tenir les fluides de la formation à distance, dégager les déblais de la face du trépan et lubrifier le trépan et le train de tiges, pour n'en nommer que quelques-uns. Les températures et les longues sections horizontales à travers les zones payantes imposent des exigences encore plus rigoureuses aux fluides de forage. [20]

Onze propriétés de base sont généralement définies par le programme de puits et surveillées pendant le forage

- Densité (lb/gal)

La densité du fluide de forage est importante pour maintenir le contrôle du puits. Comme mentionné précédemment, l'eau douce a une densité de 8,33 lb/gal, avec un gradient de réponse de 0,433 psi/pi. La connaissance de la densité est importante pour évaluer la pression hydrostatique

$$ph = \frac{H.d}{10,2} \quad \text{Eq 1}$$

ph : pression de la colonne de boue lb/in (livres par pouce)

d : densité de fluide lb/gal (livres par gallon)

H : profondeur du puits ft. (Foot)

Tant que les formations ont la même pente, l'eau douce « équilibrer » les pressions de formation. Comme ce n'est généralement pas le cas, il faut ajouter un certain poids au fluide, les plus courants étant la barytine et l'hématite.

La densité des fluides de forage est mesurée à l'aide d'une « balance de boue ». Cette balance contient une coupelle à boue à une extrémité d'une poutre avec un contrepoids fixe à l'autre extrémité de la poutre. Le faisceau est inscrit avec une échelle graduée, contient une bulle de niveau et un cavalier mobile. Lorsque le gobelet est rempli d'eau douce, de la grenaille d'acier est ajoutée au récipient du contrepoids jusqu'à ce que la poutre soit de niveau, le cavalier pointant vers la ligne tracée de 8,34.

Pendant les opérations sur le site du puits, la densité de la boue est vérifiée en remplissant la coupelle de fluide de forage et en déplaçant le cavalier jusqu'à ce que la bulle de niveau indique que le faisceau est équilibré. La densité est ensuite lue à partir de la position du cavalier

Les densités de certaines composantes de la boue sont indiquées au tableau II.2

Matériau	gram/cm ³	lb/gal	lb/ft ³	lb/bbl	kg/m ³
Eau	1.0	8.33	62.4	350	1000
Huile	0.8	6.66	50	280	800
Barite	4.1	34.2	256	1436	4100
Argile	2.5	20.8	156	874	2500
Sel	2.2	18.3	137	770	2200

Tableau II.2 Densités des composantes communes de la boue

Enfin, les densités de boue excessives sont un inconvénient car elles augmentent inutilement les coûts de boue. Les coûts de la boue ne sont pas une considération très importante lors du forage dans des formations normalement sous pression, car des densités adéquates sont automatiquement obtenues à partir des solides de la formation qui sont dispersés dans la boue par

L'action du mors. Des densités de boue supérieures à environ 11 lb/gal (1,32 SG) ne peuvent pas être obtenues avec des solides de formation parce que l'augmentation de viscosité est trop importante.

Des densités plus élevées sont obtenues avec la barytine, qui a une densité d'environ 4,1, par rapport à environ 2,6 SG pour les solides de formation, de sorte que beaucoup moins de solides en volume sont nécessaires pour obtenir une densité donnée. Les coûts de la boue sont augmentés non seulement par le coût initial de la barytine, mais également, et dans une plus grande mesure, par le coût accru du maintien des propriétés appropriées, en particulier des propriétés d'écoulement. Du fait de l'incorporation de solides forés, la viscosité continue augmente au fur et à mesure du forage et doit être réduite de temps à autre par l'ajout d'eau et de barytine pour rétablir la densité.

- Attributs rhéologiques

Le comportement des liquides pendant l'écoulement est souvent défini par des qualités rhéologiques, qui comprennent :

Viscosité initiale

Viscosité variable

Viscosité du plastique (PV)

Valeur des points de rendement (YP)

Le terme "viscosité" fait référence à la résistance du fluide à l'écoulement et définit l'épaisseur du fluide de forage lorsqu'il est en mouvement. Où sont les caractéristiques physiques qui contrôlent la relation entre la contrainte de cisaillement et le taux de cisaillement.

Un fluide à haute viscosité est souhaitable pour transporter les déblais à la surface et suspendre les agents alourdissant dans la boue (comme la barytine). Cependant, si la viscosité est trop élevée, le frottement peut entraver la circulation de la boue, provoquant une pression de pompe excessive, diminuer la vitesse de forage et gêner l'équipement d'élimination des solides. Le régime d'écoulement de la boue dans l'espace annulaire est également affecté par la viscosité. Les mesures effectuées sur la plate-forme comprennent.

La viscosité de l'entonnoir à l'aide d'un entonnoir Marsh - un viscosimètre à orifice - et la viscosité plastique, la limite d'élasticité et la résistance du gel à l'aide d'un viscosimètre Fann 35 ou équivalent.

- Plastique Viscosité centipoise

La viscosité plastique (PV), la résistance d'un fluide à l'écoulement, est déterminée en mesurant le taux de cisaillement et la contrainte du fluide. Ces résultats sont obtenus à l'aide d'un viscosimètre à manchon rotatif appelé viscosimètre Fann, qui peut être un simple appareil manuel à deux vitesses ou un appareil électrique à vitesse variable plus sophistiqué. Les taux de cisaillement à 300 et 600 tr/min sont mesurés à l'aide du modèle à deux vitesses (exprimées en cP).

Lecture à 600 rpm = 56

Lecture à 300 rpm = 35

$$\begin{aligned} PV &= L_{600} - L_{300} \\ &= 56 - 35 = 21cp \end{aligned} \qquad \text{Eq 2}$$

- La contrainte seuil (Yield Point) lb/100 sqft (livres par 100 pied cube)

Le viscosimètre est également utilisé pour déterminer ce paramètre. Comme cela a déjà été expliqué, la limite d'élasticité (YP) est une mesure des forces d'attraction électrochimiques présentes dans la boue lors de son écoulement. Les charges positives et négatives sur ou à la

surface de la particule provoquent ces forces. Cela signifie que la limite d'élasticité dépend des caractéristiques de surface des particules de boue, de leur concentration en volume et de la concentration et du type d'ions présents dans la phase fluide.

La limite d'élasticité est la contrainte de cisaillement à un taux de cisaillement nul et est mesurée sur le terrain soit par.

$$YP = L_{300} - PV \quad \text{Eq 3}$$

- Viscosité de l'entonnoir (Funnel Viscosity)sec/qt

L'appareil de terrain utilisé pour évaluer la viscosité est le Marsh Funnel. Un quart (946 cc) d'eau peut passer à travers l'entonnoir en 26 secondes grâce à la conception graduée. L'orifice inférieur est fermé afin d'effectuer un test, et le fluide de forage est ensuite versé sur un tamis jusqu'à ce que l'entonnoir soit plein. Lorsque le fond est exposé, la température et le temps nécessaire pour remplir un litre sont tous deux enregistrés.

Le test de viscosité en entonnoir est rapide et facile, mais comme il ne mesure qu'un seul point, il ne vous dit pas pourquoi la viscosité a changé.

- Force du gel (Gel Strength) lbs/100 ft²

Cette mesure représente les caractéristiques thixotropes de la boue et mesure les forces d'attraction que subit la boue lorsqu'elle est au repos ou dans des conditions statiques. Étant donné que ce seuil et le seuil d'écoulement sont des indicateurs de floculation, ils sont susceptibles d'augmenter et de diminuer ensemble.

- PH

Les boues de forage sont toujours conçues pour avoir un pH alcalin (une valeur supérieure à 7). La viscosité est influencée par le pH, la bentonite est moins impactée lorsque le pH est compris entre 7 et 13,5. Au-delà, la viscosité augmentera et pourrait entraîner des viscosités trop élevées pour de bonnes caractéristiques de forage. Un pH de 8,5 à 9,5 semble fournir la stabilité optimale du trou et le contrôle des qualités de boue pour réduire les problèmes de schiste. Les problèmes de schiste semblent être déclenchés par un pH élevé (10+).

Lorsque le métal entre en contact avec une solution acide, la corrosion est accélérée. Selon cette théorie, un pH plus élevé serait préférable pour protéger les conduites et le tubage.

- Perte d'eau/filtration ml/30 min

Épaisseur du gâteau de filtre, 1/32 pouce

Ces deux caractéristiques doivent être discutées simultanément car la formation du gâteau de filtration résulte de la filtration des boues. Lorsque la perméabilité est telle que le fluide peut traverser les espaces poreux, une perte de fluide (souvent de l'eau et des composés solubles) de la boue vers la formation a lieu. Les solides de boue s'accumulent sur la face du puits de forage à mesure que le fluide est perdu. Le gâteau de filtre est vu ici.

La filtration dynamique a lieu lorsque la boue tourbillonne, tandis que la filtration statique se produit lorsque la boue est au repos.

- a. Ppm sel/chlorures

La concentration de sel ou de chlorures dans la boue est vérifiée comme signe de contamination. L'eau contaminée par le sel peut provenir de fluides de formation salés, de lits de sel ou d'eau utilisée pour générer de la boue. Le filtrat de boue est utilisé pour le test.

- b. Ppm de calcium

"L'eau dure" est définie comme une eau qui comprend une quantité importante de sels de calcium ou de magnésium. Plus de bentonite est nécessaire pour produire un bon gel car il est plus difficile de faire céder la bentonite dans une eau plus dure. Une quantité excessive de contamination par le calcium peut entraîner des taux de gélification rapides et une perte d'eau très importante.

- Contenu% vol de Sable

À l'aide d'un ensemble de tamis à sable de 200 mesh, cela est mesuré. La boue et l'eau sont placées dans un tube de mesure et agitées avec force. Une fois le mélange versé sur le tamis, il est nettoyé à l'eau. Le sable est ensuite rincé dans le tube de mesure, où il est exprimé en pourcentage. Cela fournira la preuve de l'efficacité de l'équipement de contrôle mécanique des solides.

- Alcalinité

Des mesures d'alcalinité sont effectuées pour déterminer la quantité de chaux dans les boues traitées à la chaux. La boue est titrée pour déterminer la quantité totale de chaux, soluble et insoluble, dans le système (Pm). Le filtrat est titré pour déterminer la quantité de chaux en solution (Pf). La quantité de chaux non dissoute est calculée à partir de Pm–Pf. Les mesures de l'alcalinité d'échantillons d'eau et de filtrats de boues très légèrement traitées chimiquement

permettent de calculer la concentration en ions hydroxy 1 (OH), carbonate (CO₃) et bicarbonate (HCO₃) en solution.

- Conductivité électrique

La résistivité des boues aqueuses est mesurée et contrôlée, chaque fois que cela est souhaité, pour permettre une meilleure évaluation des caractéristiques de la formation à partir des diagraphies électriques. Le sel est utilisé pour abaisser la résistivité. L'eau douce est le seul moyen d'élever la résistivité.

La détermination de la résistivité implique la mesure de la résistance au passage du courant électrique à travers un échantillon de configuration connue. Dans le résistivimètre à lecture directe, la mesure de résistance est convertie en résistivité en ohmmètres.

Le test de stabilité électrique est utilisé comme indication de la stabilité des émulsions d'eau dans l'huile (boues d'huile) : une sonde munie d'électrodes est immergée dans l'échantillon ; la tension imposée aux électrodes est augmentée jusqu'à ce qu'une quantité prédéterminée de courant circule ; et la tension à ce point de claquage est rapportée comme la stabilité de l'émulsion.

- Corrosivité

La corrosion s'est avérée être la cause principale des défaillances des tiges de forage. La corrosion de la surface de la tige de forage est surveillée en plaçant des anneaux en acier dans l'évidement de la boîte à outils à l'extrémité de la broche et en déterminant la perte de poids après un temps sélectionné d'exposition au fluide de forage. L'observation du type d'attaque corrosive est souvent plus significative que l'observation de la perte de poids. Par exemple, la piqûre peut entraîner une perte de poids relativement faible par rapport à la corrosion généralisée, mais elle peut être responsable de beaucoup plus cas de rupture de la tige de forage. La surveillance par des anneaux d'acier révèle comment la piqûre peut être liée à la rupture, mais ne donne aucune information sur la fragilisation par l'hydrogène, la fissuration par corrosion sous contrainte ou d'autres formes de rupture.

Lors de la planification du programme des fluides de forage, il faut prêter attention non seulement aux effets corrosifs possibles du fluide de forage, mais aussi aux effets des inhibiteurs de corrosion sur le fluide de forage lui-même. Certains inhibiteurs de corrosion, par exemple, peuvent gravement affecter les propriétés des boues aqueuses. Les sources d'agents corrosifs, leur

composition et les méthodes pour les contrer sont des facteurs à prendre en compte dans la sélection du fluide de forage [21]

Chapitre III

Présentation de l'unité de forage de Hassi Messaoud (lieu de stage)

III.1 Introduction :

L'un des champs de du monde les plus compliqués est le champ de Hassi Messaoud. Cette zone a connu une évolution tectonique assez sévère tout au long de l'histoire géologique, qui a été caractérisée par plusieurs stades de compression. D'autre part, par l'évolution dia-génétique qui s'est opérée dans le réservoir lors de son remplissage au cours des temps géologiques, jusqu'au point où le gisement a pris la forme que représente la configuration actuelle. Ces événements ont parfois la même capacité à améliorer les paramètres pétro physiques qu'à les aggraver.

III.2 Le gisement de Hassi Messaoud

Le plateau saharien fait partie du craton nord-africain et est situé au sud du système alpin algérien. Les âges hercynien et préhercynien, qui sont divisés par des puisards structuraux, comprennent la province occidentale, la province orientale et une province centrale de la période triasique, date à laquelle la succession paléozoïque s'est structurée, [Figure III.I], Les bassins de Béchar, Tindouf, Regan, Ahnet Moydir, Timmimoun et Sebaa constituent la Province de l'Ouest. Les Bassins d'Illizi et de Ghadames, qui sont liés par le Dahar, constituent la Province Orientale. La province triasique centrale est une grande plaque anticlinale orientée Est-Ouest et qui contient les éléments majeurs suivants :

- Voûte de Tilshent et Talemzane
- Le système structural de Djemaa – Touggourt
- Le système de dislocation d 0ElAgreb – Messaoud
- Dahar

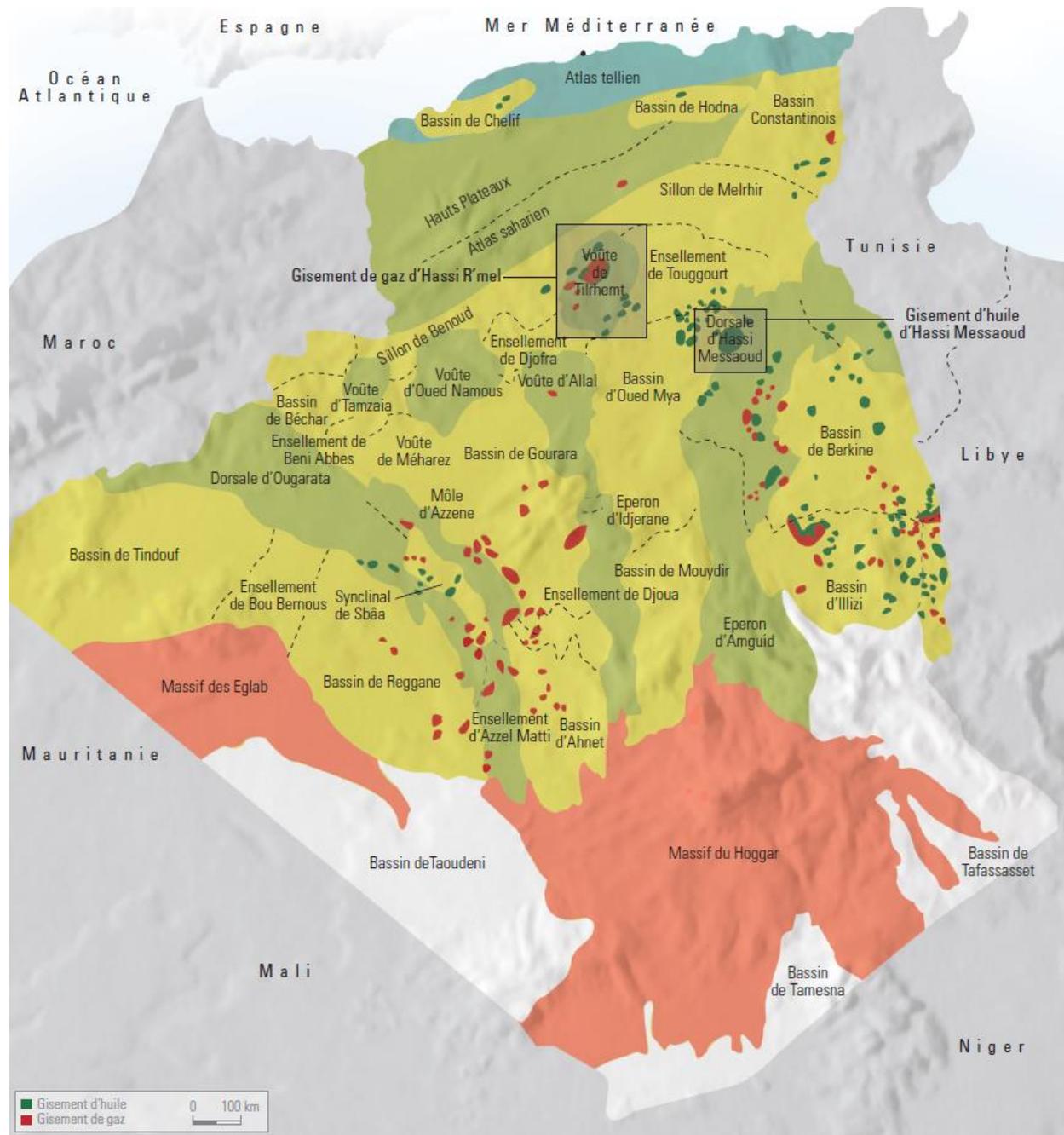


Figure III.1.: Géologie structurale de l'Algérie MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES MINE

Cette région comprend le champ de Hassi Messaoud qui est situé à 850 kilomètres au sud d'Alger entre le méridien $5^{\circ}30'6''$ et le parallèle $31^{\circ}00'32''N$, soit à 350 kilomètres de la frontière tunisienne et à 80 kilomètres à l'est de Ouargla. Il a été découvert en 1956 et est composé d'un épais réservoir granuleux d'âge cambrien d'une superficie de 2000 km^2 et d'une zone imprégnée

d'huile d'environ 1600 km² dans le bassin triasique. La zone de production a une profondeur d'environ 3 400 mètres et se distingue par des caractéristiques physiques du pétrole quelque peu variées, notamment la porosité, l'argilosité et la perméabilité.

III.3 Historique :

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par la société nationale de la recherche pétrolière (SN REPAL).et exploité par la compagnie nationale algérienne Sonatrach ainsi que par des compagnies pétrolières étrangères telles que BP, Total et Eni. Le pétrole brut produit à Hassi Messaoud est principalement exporté vers l'Europe et l'Asie, tandis que le gaz naturel est principalement utilisé pour répondre aux besoins domestiques de l'Algérie ainsi qu'à ses besoins d'exportation.

III.4 Caractérisation du réservoir

Plusieurs années après la mise en production du champ de Hassi Messaoud, il a été découvert que certains groupes de puits se comportent indépendamment les uns des autres ; cela a conduit à la création de zones. Une zone de production est définie comme un ensemble de canalisations interconnectées qui ne communiquent pas avec les canalisations des zones de production environnantes.

Il existe actuellement 25 zones de production plus ou moins étendues dans le champ (Figure III.2).

Cependant, il est crucial de souligner que le facteur de pression ne peut pas servir de critère unique pour caractériser les zones. A l'exception des puits percés où le GOR peut atteindre 800 m³/m³ ou plus, la pression de gisement varie de 120 à 400 kg/cm² et le rapport moyen gaz/pétrole est de 219 m³/m³. Une faible porosité (5 à 10 %) et des valeurs de perméabilité très faibles (1Darcy) caractérisent le matériau.[22]

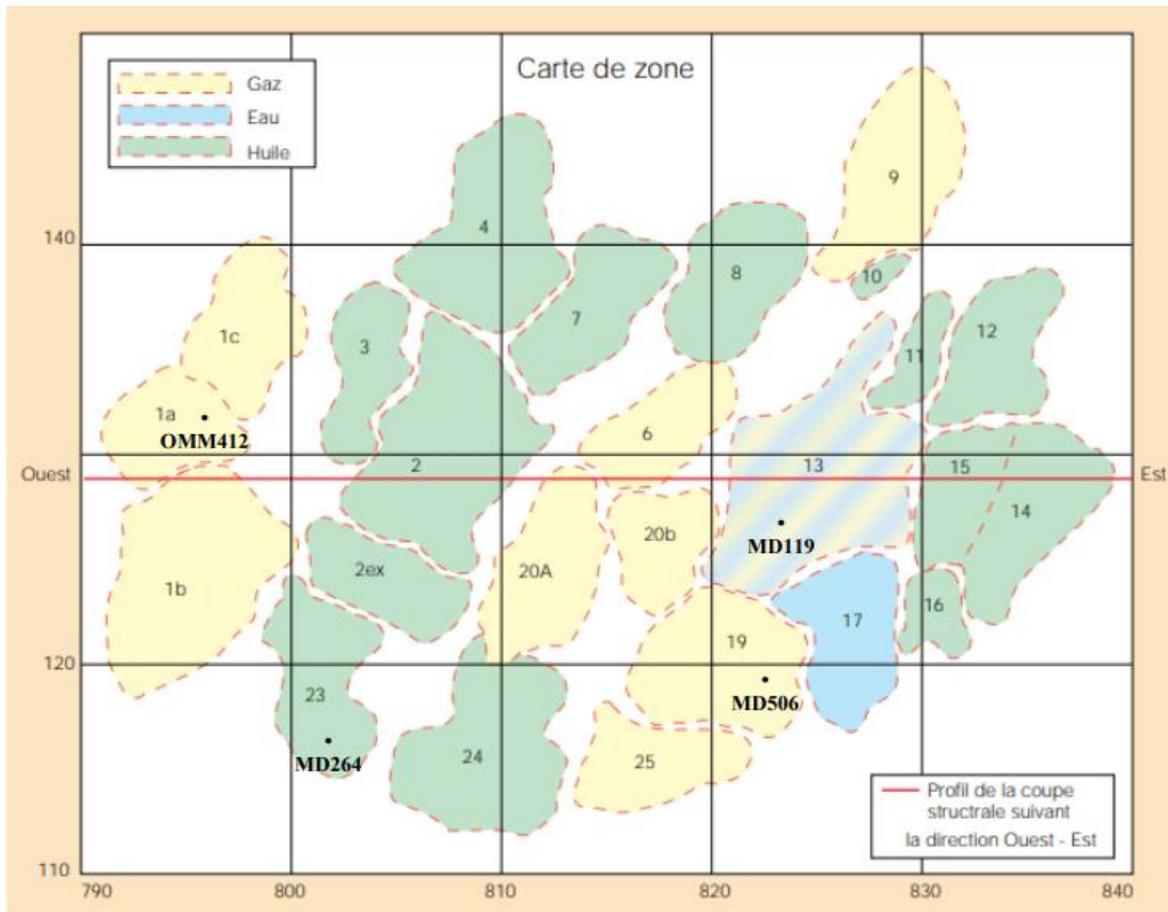


Figure III.2 : Carte de zone du Hassi Messaoud (division forage Sonatrach)

Au début de la reconnaissance du gisement, les grès de Hassi Messaoud (âge cambrien) ont été subdivisés en quatre zones : Ri, Ra, R2 et R3.

- Ri : Zone isométrique dont l'épaisseur est de 45m essentiellement quartzite à grains fins et à tigillites. Elle correspond au drain D5.
- Ra : Zone anisométrique dont l'épaisseur moyenne est de 120m environ, composée de grès à ciment silico-argileux de grains moyens à grossiers. Il est subdivisé en drains respectivement de bas en haut : D1, ID, D2, D3, D4.
- R2 : Série gréseuse à ciment argileux, d'une épaisseur moyenne de 80 m.
- R3 : D'une hauteur d'environ 300 m, c'est une série gréseuse très grossière à microconglomérique, très argileuse reposant sur le socle granitique qui a été rencontré à une profondeur inférieure à 4000m, c'est un granite porphyroïde rose.

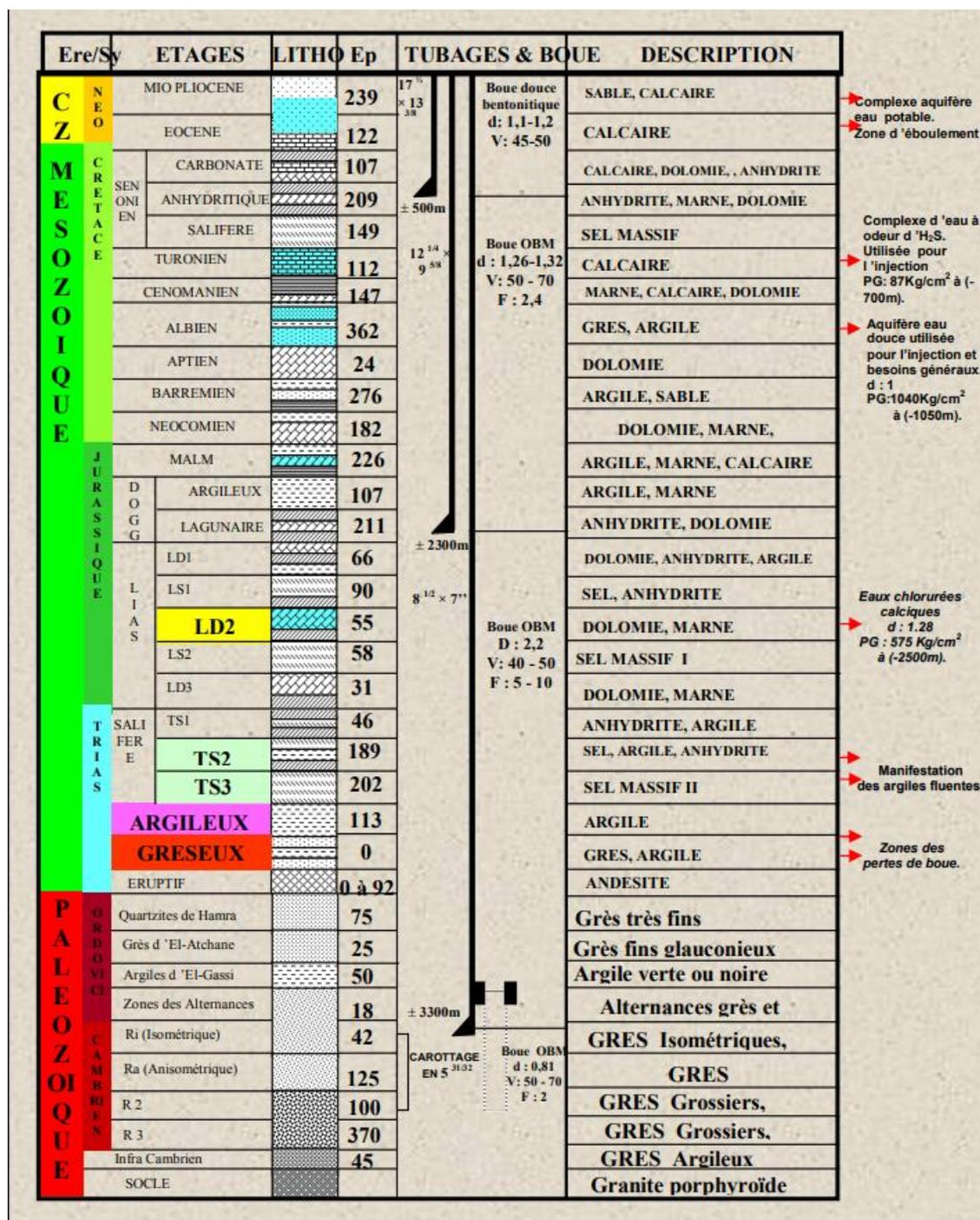


Figure III.3 Stratigraphie du champ de Hassi Messaoud [23]

III.6.1 Rapport Quotidien sur les Fluides de forage #ONM212 ENF24

Dans l'unité de forage ONM212 ENF24 ; on suit quotidiennement les paramétrés mentionnés dans le tableau ci-dessus. [25]

Tableau III.1: Rapport Quotidien sur les fluides de forage #ONM212 ENF24

 SONATRACH / DP - HMD DEPT OPERATIONS PUITES SERVICE FLUIDES FORAGE & CIMENT		DAILY WORKOVER FLUID REPORT				DATE : 16/02/2023	
						No : 22	
Well :	ONM-212	Bit :		Metre Drilled:		Azm	
Rig :	ENF-24	Flow :	7" CASING 3378 m	Footage		Inc	
Field :	HMD	Pr (Psi):	4"1/2 top liner 2985.7 m	Drilling time		ROP:	
Phase : Work Over		TD	3437 m	Current Activity :			
MUD PROPERTIES		AVOIL	Product(Tonne)	Start	Rcvd	Used	Stock
Mud weight	sg	1,9	BARYTE	34.500			34.500
Oil / Water ratio		90/10	SODIUM CHLORIDE	2.000			2.000
Solids	%	5	AVABENTOIL HY	1.500			1.500
LGS	%	2	AVABENTOIL SA	0.500			0.500
Sand in	%		AVOIL FC	0.720			0.720
Funnel viscosity	Sec/qt	90					
Plastic visc.	Cp	6					
Yield point		12					
L S Y S	Lbs/100ft2	2					
Gel 0 / 10	Lbs/100ft2	3/4					
Filtrat HPHT	cc	6.0					
Pom	cc	2.0					
Salinity	g/l	320					
E stability	v	950					
SOLID CONTROL EQUIPEMENT							
Shaker							
SHALE SHAKER 1	API 50						
SHALE SHAKER 2							

III.7 Impact environnementale des fluides de forage

Introduction

Les fluides de forage impliqués dans la région de Hassi Messoud, présente une source importante de pollution. Chaque année, des quantités assez importantes sont déversées dans le désert. Sous forme d'huile absorbée sur les débris de forage, 90% de ses huiles sont rejetées.

De nombreuses études ayant révélé les effets perturbateurs sur le milieu implantés à proximité de la plate-forme d'alimentation ont été menées pour déterminer l'impact environnemental de cette pollution. L'un des plus gros problèmes provoqués par la pollution liée au forage est la contamination des tissus aquatiques et phréatiques. Ses nappes constituent un approvisionnement en eau important dans la région de HASSI - MESSAOUD, assurant une eau régulière pour les habitants de la zone et les champs agricoles.

La meilleure compréhension au monde de ses effets a entraîné une modification rapide et extrêmement stricte des lois régissant l'utilisation des ballons à base d'huile.

Il est important de prendre en compte les impacts environnementaux des fluides de forage et de mettre en place des mesures de gestion environnementale appropriées afin de minimiser leur impact négatif sur l'environnement. Cela comprend les pratiques de forage responsable, la mise en œuvre des technologies plus propres et l'utilisation de fluides fourragers non toxiques et biodégradables.[26]

III.7.1 Définition de bourbier

Un bourbier est un grand fossé ou une dépression dans le sol rempli de rochers et d'une profondeur de trois mètres, semblable à un CET pour le stockage (Figure III.5). Les déchets fourragers sont déversés dans un bourbier avec la boue de forage. Une large gamme de produits chimiques est utilisée dans la création de boues fourragères dans le domaine de l'extraction pétrolière. Ces composés de nature différente, dont la toxicologie et la biodégradabilité sont des paramètres mal définis, sont pourtant dispersés dans la nature. Outre les hydrocarbures (tels que le gaz) qui constituent l'essentiel des carburants à base de pétrole, il convient de noter les déversements de pétrole ainsi qu'un large éventail d'autres produits et additifs pouvant être présents sur les terrains de chasse (tels que les tensioactifs, polymères, etc.). Ces rejets sont également généralement stockés dans des bourbons [27].



Figure III.5 : photo d'un bourbier ONM#212 ENAFOR24 [28/02/2023]

III.7.2 Importants polluants générés par les activités de forage :

Selon les études antérieures il existe deux grandes catégories de polluants produits par les chantiers pétroliers et gaziers : les polluants actifs et les polluants inertes.

III.7.2.1 Polluants actifs :

Ils sont ainsi nommés en raison de leurs caractéristiques physico-chimiques qui leur confèrent un caractère polluant direct et nocif pour l'environnement. Les principaux contaminants susceptibles d'être rencontrés sont :

III.7.2.2 Les hydrocarbures (les huiles et les gazoles) :

Ils sont présents dans la composition des fluides de forage. La boue de forage est contaminée par l'huile de formation lorsqu'une formation traversée contient des hydrocarbures. L'huile de certaines formations est un composant indésirable car elle contamine les déblaisés.

III.7.2.3 Les métaux lourds :

Selon deux scénarios, les métaux lourds présents dans les boues et déblais peuvent se mélanger aux fluides forages :

- Les formations forestières comprennent l'arsenic, le baryum, le cadmium, le chrome, le plomb et le mercure.

III.7.3. Impact négatif :

Toute activité produit des émissions qui, selon leurs quantités et toxicités, ont des effets plus ou moins importants sur les écosystèmes touchés.

III.7.3.1 Impact sur le sol

La probabilité de contamination du sol, en particulier par les fluides de recherche de nourriture, est très élevée. En raison de la fragilité et de la faible capacité d'auto-récupération des sols désertiques, cela pourrait entraîner une modification des caractéristiques physico-chimiques du sol. Les températures élevées, le manque de végétation et les précipitations aggravent le problème. L'utilisation de machinerie lourde et d'équipements utilisés dans la préparation du terrain, la création de déchets et le rejet d'aliments et de foin sont les principales causes d'effets (28).

III.7.3.2 Impact sur les ressources en eau :

La base de toute activité dans un environnement sec, ce sont les eaux de surface. L'utilisation des eaux provenant du sol s'étend aux activités de recherche de nourriture. Les principales sources potentielles de pollution provenant des activités de recherche de nourriture sont les vapeurs de lubrifiants et de combustibles ainsi que l'intrusion de boues par les joints de tuyaux. Il existe également une possibilité de pollution de l'aquifère par entrée directe et infiltration par les bourbons et les fumées. L'empoisonnement de l'aquifère a un effet important puisqu'une fois la nappe endommagée, l'eau qu'elle contient est rendue définitivement inutilisable. Cependant, selon l'espace occupé par la nappe dans le sous-sol, si l'impact de la pollution est limité et localisé, la capacité d'auto-épuration de la nappe peut être suffisante pour éliminer une faible quantité de polluants. (29).

III.7.3.3 Impact sur la faune et la flore :

D'une manière générale, les plantes du désert ont des systèmes racinaires très étendus et poussent lentement. Les dommages aux plantes, qu'il s'agisse des plantes elles-mêmes ou de leurs racines, sont souvent irréversibles, ou bien il faut du temps pour que les plantes se rétablissent.

Étant donné que la végétation offre de la nourriture, de l'ombre et une protection, les effets sur la végétation ont finalement une influence sur la faune. En milieu sec, la végétation soutient directement la faune locale et toute perturbation de cette végétation peut avoir un effet indirect

négatif sur la faune qui s'y trouve. Pour se protéger, pour subvenir à leurs besoins en eau, et dans le cas de certaines espèces, comme seule source de nourriture, insectes, reptiles, mammifères et rongeurs dépendent de la végétation.

Le fait que l'appareil de butinage soit démonté et enlevé une fois que la brasserie a fini de fabriquer son produit et que la bière est maintenant en production, laissant la bière en attente de traitement, rend le whisky potentiellement dangereux pour les animaux. (Figure III.6) (30).



Figure III.6 : la chute d'un chameau dans un bourbier

III.7.3.4 Impact sur la qualité de l'air :

Également l'air est contaminé suite à la présence de la poussière et d'autres polluants atmosphériques (CO₂, CO,.....).

III.7.3.5 Mesures d'atténuation des impacts avérés :

Les activités d'extraction pétrolière produisent des déchets liquides et solides, qui peuvent entraîner une contamination de la surface, du sol et même de l'atmosphère.

Les mesures d'atténuation prises par SONATRACH :

Le tableau suivant énumère les mesures prises pour atténuer les effets environnementaux de la chasse.

Source de pollution	Impacts potentiels	Mesure d'atténuation
Déblais de forage.	Contamination du sol et des aquifères.	<ul style="list-style-type: none"> • Imperméabilisation du bournier. • Traitement des déblais par solidification/stabilisation. Ou par désorption thermique.
Boue	Sol, sous-sol, aquifères, personnels, matériel.	<ul style="list-style-type: none"> • Récupération, recyclage et traitement online et offline.
Déchets oli espéciaux.	Sol, pollution du paysage.	<ul style="list-style-type: none"> • Récupération et séparation des déchets et acheminement vers un lieu déstockage approprié.
Déversement de produit chimique divers (les additifs De forage).	Contamination du sol et des acquières et des habitants.	<ul style="list-style-type: none"> • Aménagement d'aire déstockage spécifique des produits chimiques.
Fuite du carburant et d'huiles de lubrifiants pour moteurs	Contamination du sol et des acquières	<ul style="list-style-type: none"> • Etanchement des engins et véhicules. • Protection du sol par des films en plastique dans les endroits concernés.

Tableau III.2 : Mesures d'atténuation prises par SONATRACH

III.7.4. Gestion des déchets sur les chantiers de forage :

Compte tenu de l'importance de ces rejets, qui constituent l'impact environnemental négatif le plus important, le traitement des débris et des déchets de cueillette est l'étape qui doit être menée avec le plus grand soin. L'industrie pétrolière a réussi à développer une idée clé connue sous le nom de "gestion des rejets" afin de traiter les déchets inhérents à l'activité de recherche de nourriture. Selon cette théorie, se tourner vers le traitement n'est qu'une étape dans un processus qui commence à la racine. La première étape consiste donc à réduire à la source, recycler, réutiliser et traiter. De plus, les restes de traitement doivent être traités par revalorisation, enfouissement et stockage. (Figure III.7) (31).

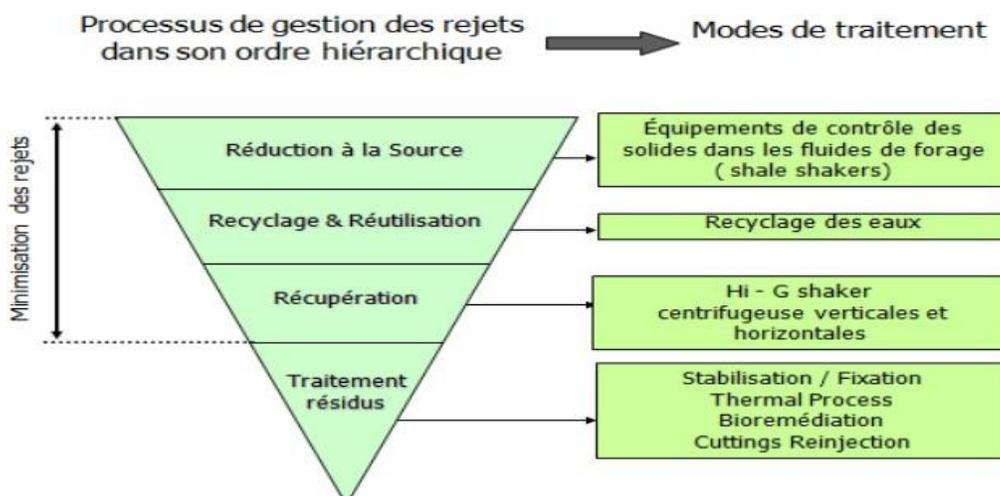


Figure III.7: Hiérarchie de gestion environnementale des rejets de forage pétrolier (SONATRACH-Division Forage, 2011)

III.7.5. Méthodes de traitement de la pollution :

De nombreuses méthodes de traitement des déchets généralement conservés dans les borbiers sont utilisées et chaque méthode doit être faite tout en suivant le rythme des progrès des technologies utilisées pour réduire les risques. Parmi ces méthodes on cite les plus importants :

1. Traitement par inertage (stabilisation/solidification) : la fixation des polluants par un ciment hydraulique tout en respectant les normes environnementales de performances physico-chimiques, hydrauliques et mécaniques. Le processus de solidification des déchets consiste à créer une masse solide avec une intégrité structurelle suffisante pour permettre le stockage ou le transit sans retour dans un conteneur. On peut employer des matériaux comme l'argile, le béton ou la cendre.

2. Traitement thermique : Il s'agit d'une méthode qui utilise la chaleur pour séparer les hydrocarbures du sol contaminé et de l'eau présente dans les conteneurs de déchets de forage. Malgré un coût trois fois plus élevé que l'inertage, ce mode de traitement a été mis en place en Algérie afin de respecter les normes environnementales

L'intérêt de cette forme de traitement est qu'elle produit de l'huile résiduelle avec une teneur dans le solide inférieure à 1 mg/kg de combustible. En outre, l'huile récupérée pourrait être utilisée à d'autres fins.[32]

3. Traitement biologique : Ce traitement aide à réduire le coût global de la chasse. Il comprend le traitement in situ ou ex situ par des micro-organismes, la phytoremédiation et le traitement en

bioréacteur. Le processus de phytoremédiation consiste à utiliser des plantes pour traiter les sols qui ont été contaminés par des métaux lourds et des hydrocarbures. Cette méthode présente de nombreux avantages, tels que des coûts de traitement faibles et une faible production de déchets et d'effluents, mais elle présente également des inconvénients, tels que le potentiel de contamination de la chaîne alimentaire et la longueur du temps de traitement (quelques mois, voire plusieurs années, dans certains cas) [33]. La méthode la plus efficace pour assainir les sols pollués par les hydrocarbures est la bioremédiation.

III .8 Reformulation des Fluides de Forage

La réalisation d'un processus de récupération du pétrole efficace et respectueux de l'environnement est toujours un objectif à long terme des scientifiques, industriels et des chercheurs. Pour y parvenir, l'utilisation de bio-polymères ou biomatériaux comme additifs pour divers fluides est utile car elle peut améliorer la récupération du pétrole, ainsi que réduire le coût du forage, de l'hydrocracking et du traitement des eaux usées engendrées.

A cet effet nous proposons en premier lieu l'effet du chitosane ou collagène sur le filtrat et sur les propriétés rhéologiques du fluide de forage formulé avec ce biopolymère.

Et dans un deuxième axe, nous proposons l'utilisation d'autres bio-polymères ; le chitosane, les alginates de sodium et les argiles locaux comme bio-adsorbants pour le traitement des effluents et la pollution issue des activités pétrolières.

Dans ce cas, l'utilisation de polymères, notamment de biopolymères, comme additifs pour fluides de forage, est un aspect important de l'efficacité et de la sécurité de la récupération du pétrole. Les polymères synthétiques à base d'acrylamide possèdent une plus grande viscosité en raison des forces de répulsion entre leurs chaînes linéaires chargées négativement. Par conséquent, la viscosité est négativement affectée par les cations dans l'environnement. Alors que les polymères synthétiques présentent généralement des structures simples et homogènes, leur coût élevé, leur processus de synthèse compliqué et leur toxicité potentielle pour l'environnement limitent leurs domaines d'application dans l'industrie pétrolière.

Comparé aux polymères synthétiques, les biopolymères possèdent plusieurs avantages. En effet ils peuvent fournir un effet super épaississant à moindre coût.

Notant, vu le temps, et manques de moyens analytiques nous n'avons pas pu accéder au test de reformulation cette année, en plus il s'agit d'une partie d'un sujet de thèse qui est en cours.

Conclusion générale

Conclusion générale :

L'objectif visé dans ce mémoire est l'étude d'une unité de forage située à Hassi Messaoud (lieu de stage). Il a été remarqué que les fluides de forage impliqués dans cette unité sont de type OBM, ces derniers sont utilisés pendant les opérations de forage pour lubrifier et refroidir le trépan, transporter les déblais rocheux à la surface, contrôler les pressions de la formation et assurer la stabilité des parois du trou de forage.

Les fluides de forage peuvent être classés en trois catégories principales : les boues à base d'eau, les boues à base d'huile et les fluides synthétiques. Les boues à base d'eau sont les plus couramment utilisées car elles sont économiques, faciles à préparer et respectueuses de l'environnement. Les boues à base d'huile sont plus coûteuses mais offrent une meilleure performance dans les formations géologiques difficiles. Les fluides synthétiques sont fabriqués à partir de produits chimiques spécifiques et sont utilisés dans des conditions extrêmes.

Les fluides de forage ont des propriétés physiques et chimiques spécifiques qui leur permettent de remplir leur fonction. Les propriétés physiques incluent la densité, la viscosité, la filtration et la rhéologie. Les propriétés chimiques comprennent la compatibilité avec les formations géologiques, la capacité à inhiber les hydrates et les dépôts de sel, la stabilité thermique et la résistance aux bactéries.

Le choix du fluide de forage dépend de plusieurs facteurs, tels que la profondeur du puits, la nature des formations géologiques, le coût, la disponibilité et les considérations environnementales. Les fluides de forage sont également soumis à des réglementations strictes pour garantir leur sécurité et leur protection de l'environnement.

En conclusion la reformulation des fluides de forage par des bio polymères synthétiques en utilisant de la matière première naturelle disponible dans notre le territoire national est une solution pour répondre à des besoins spécifiques et doivent être choisis en fonction des conditions de forage et des considérations environnementales.

Sur le plan environnemental, en plus des pertes de circulation des fluides pendant et après le forage, le borbier, en tant que collecteur des produits liquides et solides issus du forage, représente une grande source de pollution et de danger.

Références

Références

Références

- [1a] BESQ A, Ecoulements laminaires de suspensions de bentonites industrielles. Caractérisation rhéométrique- Ecoulements en conduites axisymétriques – Application aux activités du Génie Civil, Thèse de doctorat, université de Poitiers, décembre 2000, 238 p
- [1b] BESQ A., MONNET PH., PANTET A., Flow Situations of drilling muds – Effects of thixotropic property; Flucome Euro 2000
- [1c] CHAMAYOU, LEGROS, Les bases physiques, chimiques et minéralogiques de la science du sol , Presses universitaires de France, 1989
- [1d] M.KHODJA ,étude des performances et considérations environnementales ; université Louis pasteur Strasbourg –France-2008 .
- [2] ASKRI.H., Géologie de l'Algérie», contribution de SONATRACH Division exploration, centre de recherche et de développement et division petroleum engineering and développement.(2003).
- [3] REZKI DJAMIL , Système intelligent d'aide à la décision pour le pilotage d'un processus de forage pétrolier -Université BATNA 2 p17 "2016" .
- [4] ASKRI.H , Géologie de l'Algérie », contribution de SONATRACH Division exploration, centre de recherche et de développement et division pétroleum engineering and développement.(2003).
- [5] LUMMUS, J. L. ET AZAR,J.J. Drilling fluids optimization, a practical field approach, p.3-5, penn well books, Tulsa, Oklahoma. (1986)
- [6] M.KHODJA, étude des performances et considérations environnementales ; université Louis pasteur Strasbourg –France-2008 .
- [7] MINISTERE DE L'ENERGIE ET DES MINES .
- [8]MOHAMMED CHERIFI , "drilling waste management for environmental protection in HASSI MESSAOUD field "faculty of design and technology ,school of engineering, the robert Gordon University,Aberdeen, june2006.
- [9] JOURNAL OFFICIEL DE LA REPUBLIQUE ALGERIENNE15/02/2001.
- [10] FICHER DE FLUIDE DE FORAGE ENAFOR 24.
- [11] M.KHODJA , étude des performances et considérations environnementales ; université Louis pasteur Strasbourg –France-2008 .

Références

- [12] IDF (1988) Product data manual.
- [13] Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. © 2011 Elsevier Inc. All rights reserved.
- [14] M.KHODJA , étude des performances et considérations environnementales ; université Louis pasteur Strasbourg –France-2008 .
- [15] CANNON, G.E., WILLIAMS, M. Weighted nonaqueous drilling fluid. U.S. Patent No. 2,239,498 (April 22) 1941.
- MILLER, G.,. New oil base drilling fluid facilitates well completion. Petrol Eng. 104–106 1942
 - KERSTEN, G.V.,. Results and use of oil base fluids in drilling and completing wells. API Drill. Prod. Prac. 61–68 1946
 - STUART, R.W.,. Use of oil base mud at Elk Hills naval petroleum reserve number one. API Drill. Prod. Prac. 69–73. 1946
- [16] EDINGER, W.M.,. Interpretation of analysis results on oil or oil-base mud cores. World Oil 145–150. 1949
- [17] MILLER, G.,. Oil base drilling fluid and mixing oil for the same. U.S. Patent No. 2,475,713 (July 12) 1949
- [18] LOGBO, R.D., , Recherche et production des hydrocarbures, groupe leroiani, un livre en cours de finition, 138p 2014
- [19] BOUHADDA, M.,. Cours de l'introduction aux fluides de forage ; Université Kasdi Merbah, Ouargla, 6p . 2013
- [20] SCHLUMBERGER MUD , AVRIL 1994.
- [21] Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. © 2011 Elsevier Inc. All rights reserved.
- [22] LUMMUS.J.L AND AZAR.J.J. Drilling fluids optimization : a practical field approach. PennWell Pub. Co., 1986.
- [23] KHODJA.M. Les fluides de forage : Etude des performances et considérations environnementales. PhD thesis, Institut National Polytechnique De Toulouse, 2008
- [24] FICHER DE SECURISATION DE PUIT ONM212 ENAFOR#24
- [25] rapport de fluide de forage de chantier ENF24
- [26] NAVARRO A. "Environmentally Safe Drilling Operations".(1995)

Références

- [27] M.KHODJA , étude des performances et considérations environnementales ; université Louis pasteur Strasbourg –France-2008 .
- [28] BENTRIOU A.,. L’impact des fluides de forage sur les sols et les sous-sols. Université de Boumerdes, 8p . 2015
- [29] BENTRIOU A.,. L’impact des fluides de forage sur les sols et les sous-sols. Université de Boumerdes, 8p . 2015
- [30] ERM (Environnemental Ressources Management),. Rapport d’étude d’impact environnemental et social des activités de forage de l’AZS – 2 ; Gassi Chergui, Hassi Messaoud, 12p. 2007.
- [31] DADA, M-A., Optimisation d’un procédé de traitement des boues de forage ; Mémoire de magister, Université M’hamed Bougara, Boumerdes, 53p. 2011.
- [32] United States Environmental Protection Agency, Office of Solid Waste and Emergency Response.
- [33] BALLERINI, D. Traitement biologique des sols.Technique de l'ingénieur, G2620, P.P.3982 , (1996)

Annexe

Annexe

ANNEXE 01

Gas	Eau	Huil
Gaz sec : Air, gaz naturel, gaz d'échappement, combustion gaz	Eau fraiche	Pétrole : Diesel ou brut
Brume : Gouttelettes d'eau ou boue transportée dans l'air flux. Mousse : Bulles d'air entourées d'un film d'eau contenant un tensioactif stabilisateur de mousse. Mousse stable : Mousse contenant un film de renforcement matériaux, tels que les matières organiques polymères et bentonite	<p>Solution : vraie et colloïdale, c'est-à-dire les solides ne se séparent pas de l'eau en cas de repos prolongé. Solides en solution avec de l'eau inclure:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Sels, par exemple chlorure de sodium, chlorure de calcium2. Tensioactifs, p. ex. détergents, floculants3. Colloïdes organiques, par exemple, cellulosique et acrylique polymères <p>Emulsion : Liquide huileux maintenu en petites gouttelettes dans l'eau par un agent émulsifiant, par exemple, du gasoil et un stabilisateur de film tensioactif</p> <p>Boue : une suspension de solides (par exemple, argiles, barytine, petits morceaux de coupe) dans l'un des liquides ci-dessus, avec des additifs chimiques comme nécessaire pour modifier les propriétés</p>	<p>Boue d'huile : une base d'huile stable le fluide de forage contient :</p> <ol style="list-style-type: none">1. émulsifiant l'eau agents2. Agents de suspension3. Agents de contrôle de la filtration <p>Contient des boutures de formations forcées. Peut contenir de la barytine à augmenter la densité</p>

Classification des fluides de forage selon le principal Constituant

ANNEXE 02

المؤسسة الوطنية للتنقيب
ENTREPRISE NATIONALE DE FORAGE


enafor

Politique Qualité-Santé-Sécurité-Environnement

Le forage de puits pétroliers, notre métier, exige de nous une veille continue pour adapter sans cesse nos ressources humaines, technologiques et organisationnelles, afin de mieux appréhender le contexte dans lequel évolue notre Entreprise. En outre, notre ambition est d'aller au-devant des besoins et attentes de nos clients, d'être à l'écoute des autres parties intéressées (Travailleurs, intervenants et prestataires externes, partenaire social, autorités et administrations... etc.) et de consolider notre position d'acteur incontournable dans le processus de production des hydrocarbures en Algérie, en tant que filiale du groupe SONATRACH.

La politique Qualité, Santé, Sécurité et Environnement (QHSE) de l'ENAFOR émane de la politique du groupe SONATRACH.

Nous visons, ainsi :

L'amélioration de la qualité des services fournis, à travers :

- Une organisation adaptée à notre stratégie ;
- Une écoute active à travers la sensibilisation, l'implication et la communication interne et externe avec les parties intéressées ;
- Le renforcement de l'image de marque de l'Entreprise ;
- Le développement, la promotion et la professionnalisation des ressources humaines ;
- L'adaptation de nos offres de services aux évolutions du marché ;
- La maîtrise de la qualité des prestations reçues (sous-traitance) ;
- L'amélioration continue des performances opérationnelles.

L'amélioration de la qualité de vie au travail notamment la santé et sécurité des travailleurs, à travers :

- L'intégration des facteurs de bien être des travailleurs et la promotion de la qualité de vie au travail dans le management SST ;
- La promotion de campagnes de sensibilisation et d'éducation sanitaire ;
- L'amélioration de la prise en charge de l'hygiène et la médecine de travail ;
- La préservation du patrimoine de l'Entreprise (infrastructures fixes et mobiles, équipements, engins et véhicules... etc.) ;
- Le développement d'une forte culture SST au sein de l'Entreprise.

La préservation de l'environnement, à travers :

- La prévention de la pollution de l'air, de l'eau et du sol ;
- L'optimisation de l'utilisation des ressources naturelles non renouvelables : consommation d'eau, et consommation d'énergie ;
- La gestion des déchets conformément à la réglementation en vigueur ;
- La promotion de l'utilisation de l'énergie renouvelable.

Pour atteindre ces objectifs fondamentaux, je m'engage à :

- Respecter les exigences légales et réglementaires applicables, ainsi que toutes autres exigences auxquelles nous aurions souscrit ;
- Veiller à la satisfaction des exigences de nos clients et parties intéressées ;
- Identifier les dangers et évaluer les risques en respectant la hiérarchie des mesures de prévention ;
- Procurer des conditions de travail sûres et saines pour la prévention des traumatismes, pathologies et les événements indésirables liés aux activités de notre Entreprise ;
- Renforcer la consultation et la participation des travailleurs et leurs représentants à la SST ;
- Prévenir les impacts environnementaux associés aux activités de notre Entreprise ;
- Faire partager nos bonnes pratiques en matière de Santé, Sécurité et Environnement avec les parties intéressées ;
- Améliorer continuellement l'efficacité de notre système de management intégré, Qualité, Santé, Sécurité, Environnement (SMI QHSE) en mettant à disposition les ressources nécessaires disponibles.

A cet effet je demande à l'ensemble des collaborateurs, travailleurs de l'ENAFOR, de ne ménager aucun effort, afin d'améliorer continuellement nos performances Qualité, Santé, Sécurité et Environnement.

L'engagement et l'implication de chacun d'entre nous est indispensable.

Ces engagements s'inscrivent dans une démarche d'Entreprise citoyenne, soucieuse de réduire les risques pour ses travailleurs et les impacts environnementaux générés par ses activités.

Le Président Directeur Général
Mohammed BENNEZZAR

Hassi Messaoud le 15/05/2020

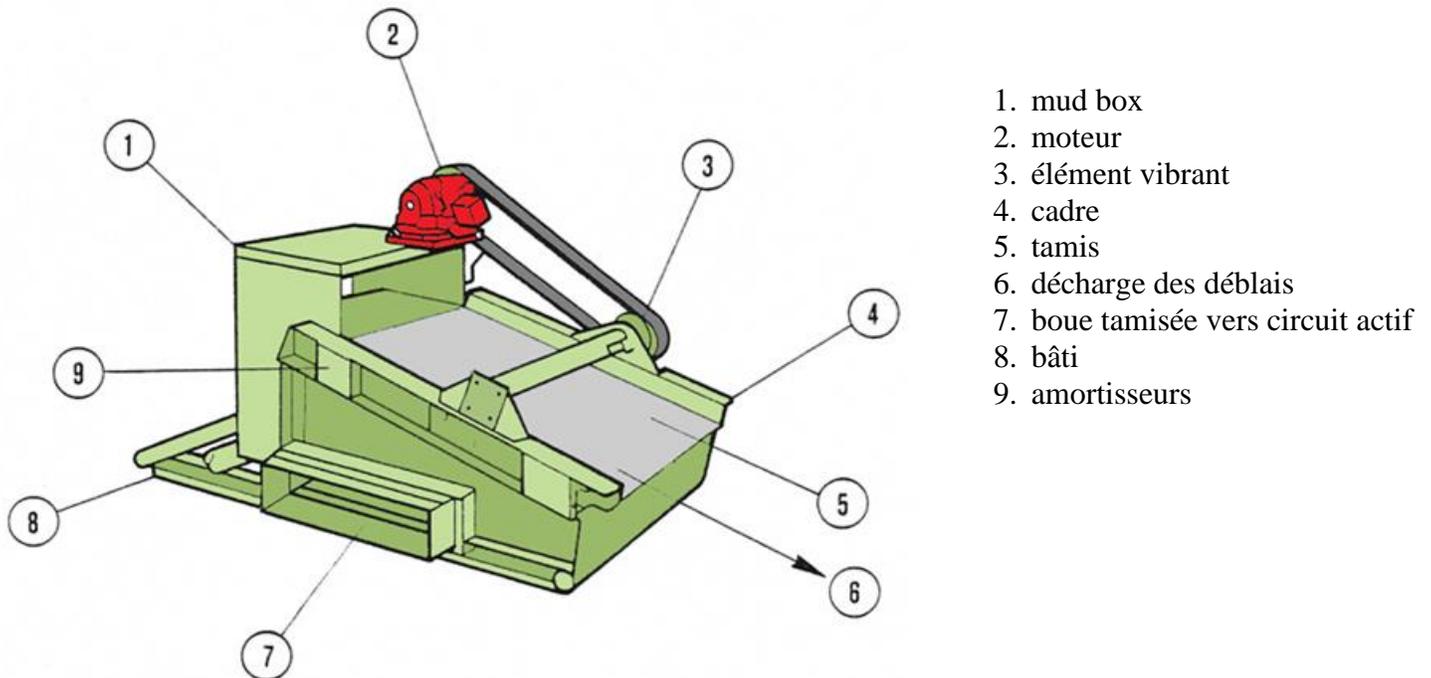
Direction Générale



FROM BETTER TO THE BEST

Politique HSE de ENAFOR

ANNEXE 03



LE TAMISSAGE

En cours de forage, la boue se charge en déblais qui doivent être éliminés au maximum en surface avant d'être recyclés dans le trou.

En effet une teneur élevée en solides augmente la densité de la boue, modifie ses caractéristiques physiques et la rend abrasive.

Dès la sortie de la goulotte, la boue passe dans un "mud box" pour régulariser le débit, puis sur des toiles rectangulaires plus ou moins inclinées et soumises à des vibrations (quelques rares appareils ont des toiles circulaires).

La toile est définie par les dimensions de sa maille (carrée ou rectangulaire) .

ANNEXE 04



VISCOSIMETRE MARSH

ANNEXE 05



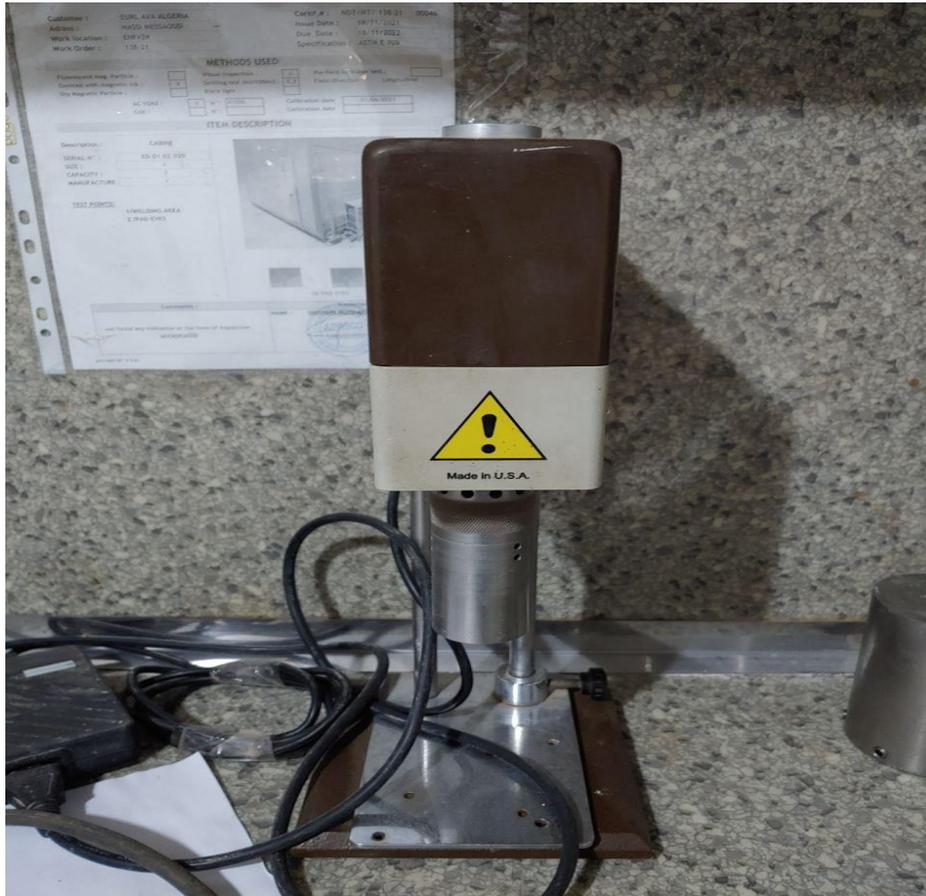
DENSIMETRE

ANNEXE 06



LA VISCOSIMETRE FANN

ANNEXE 07



FILTRE PRESSE API

Annexe

ANNEXE 08

Résultats d'analyse d'une eau de puits de la région de Hassi Messaoud

Eléments	mg/l	méq
Calcium (Ca ++)	232,3	11,59
Magnésium (Mg++)	86,82	7,14
Sodium (Na+)	764,00	33,22
Potassium (K+)	33,22	0,85
Fer (Fe++)	0,03	0,00
Chlorures (Cl-)	1094,73	30,88
Sulfates (SO4--)	980,00	20,42
Hydroxydes (OH-)	0,00	0,00
Carbonates (CO3-)	0,00	0,00
Bicarbonates (HCO3-)	251.02	4.12
pH		7,66
Salinité totale	g/l	2,30
Conductivité	mS/cm	4,48
Turbidité	NTU	0,43
Dureté totale	ppm de CaCO3	936,00
Dureté totale	degrés français	93,66
Titre alcalimétrique complet TAC	ppm CaCO3	205,75
Titre alcalimétrique complet TAC	degrés français	20,57
Solides totaux dissous (TDS)	mg/l	3260,00

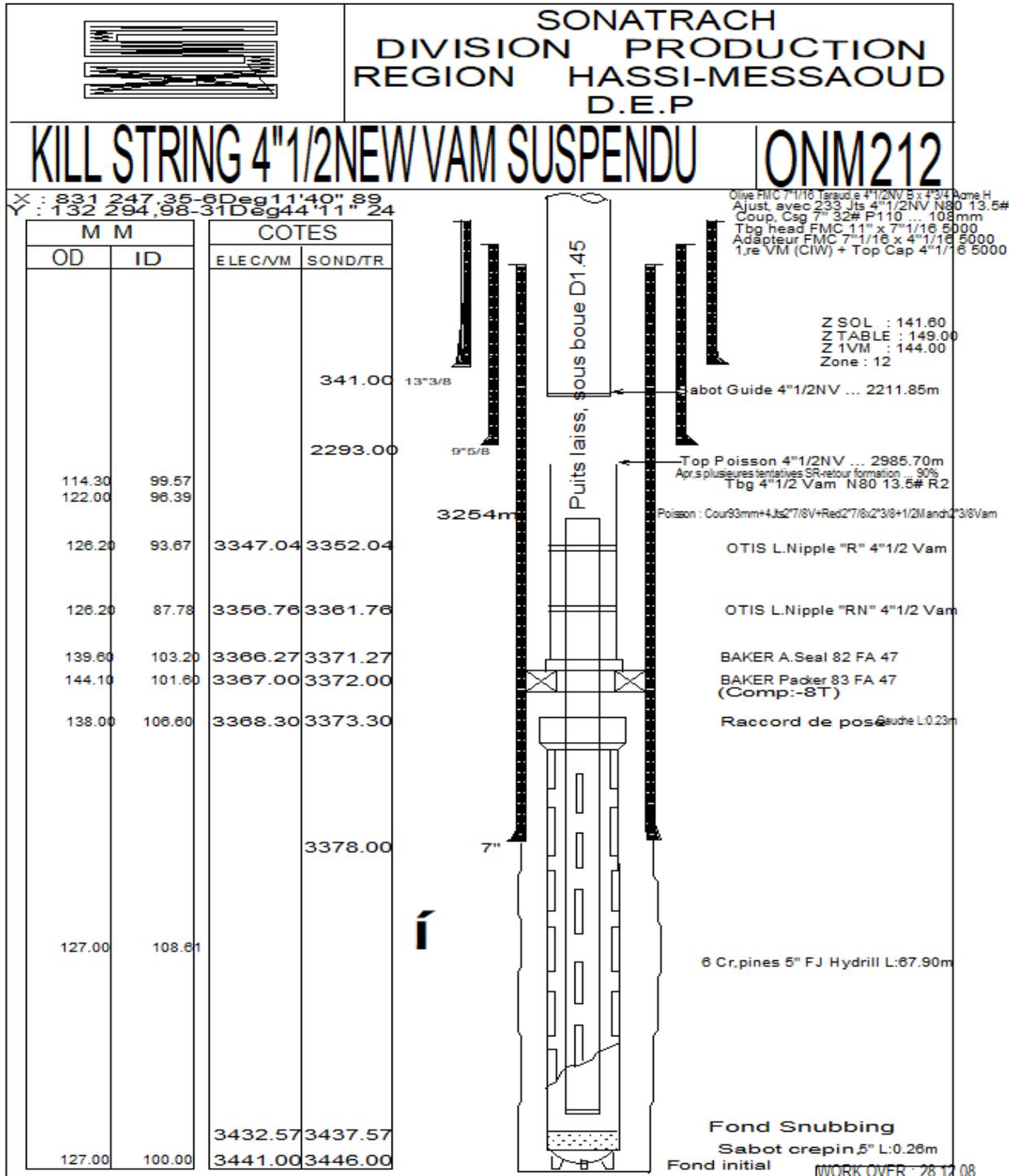
Annexe

ANNEXE 09

Valeurs limites maximales des paramètres de rejet des installations de déversement
industrielles

PARAMETRES	UNITES	VALEURS MAX
Température	°C	30
pH	/	5.5 à 8.5
MES	mg/l	30
DB05	mg/l	40
DCO	mg/l	120
Azote kjedhal	mg/l	40
Phosphates	mg/l	02
Cyanure	mg/l	0.1
Aluminium	mg/l	05
Cadmium	mg/l	0,2
Chrome 3+	mg/l	03
Chrome 6+	mg/l	0,1
Fer	mg/l	05
Manganèse	mg/l	01
Mercure	mg/l	0,01
Plomb	mg/l	01
Cuivre	mg/l	03
Zinc	mg/l	05
Nickel	mg/l	05
Huiles et graisses	me /l	20
Hydrocarbures	me /l	20
Phénols	mg /l	0.5
Solvant organique	me /l	20
Chlore actif	mg /l	01

ANNEXE 10



Fiche technique du puits #ONM212

ANNEXE 11

AGE		PROF	STRATIGRAPHIE	LITHOLOGIE	DESCRIPTION	Carot./	TUBAGE	DIAGNOSTICS
C R E T A C E	0-212		MIO-PLIOCENE		sable , calcaire et mame sableux	26" X18" 58	480m	<p>Gamma Ray/Sonic P&S/Densité /CALIPER/CBL/VDL (1/200 & 1/500)</p> <p>VSP RUN 1: de la phase (12" 1/4) G35 @ 3334m jusqu'à la phase 26" @ 480m</p> <p>VSP RUN 2: de la côte d'arrêt TD @ 3617m jusqu'au G35 @3334m</p> <p>CBL/VDL (1/200 ET 1/500)</p> <p>Gamma Ray spectral / SONIC(P&S) /CAL Densité/Neutron/ Résistivité/ GR GR /Imagerie GR/Outil de Résonance Magnétique AU 1/200-1/500 Outil de Pression (Optionnel) avec échantillonnage</p>
	212		Eocene		sable calcaire à silex			
	352	SENONIEN	CARBONATE		calcaire + dolomie et anhydritique			
	440		ANHYDRITIQUE		anhydrite + mame et dolomie			
	641		SALIFERE		sel massif et traces d'anhydrites			
	778		TURONIEN		calcaire tendre crayeux	Phase 16" X CSG 13" 3/8		
	899		CENOMANIEN		anhydrite marne et dolomie			
	1030		ALBIEN		Grès et Argile Siltueuse			
	1425		APTIEN		Dolomie cristalline et calcaire			
	1451		BARREMIEN		Argile et sable + Grès			
	1765		NEOCOMIEN		Dolomie , mame et Grés + Argile			
	1956		MALM		Argile , Mame et Dolomie + Grés			
	J U R A S S I Q U E	2178	DOGGER	ARGILEUX		Argile, Mame et Dolomie	2405 m	
		2295		LAGUNAIRE		Anhydrite, Dolomie et Mame		
		2501	LIAS	LD.1		Dolomie, Anhydrite et Argile	Phase 12" 1/4 X CSG 9" 5/8	
2562		LS.1			Alternance Sel, Anhydrite et Argile			
2660		LD.2			Anhydrite et Dolomie cristalline			
2710		LS.2			Alternance de Sel et d'Argile			
2771		LD.3			Alternance de Mame et de Dolomie			
2797		SALIFERE	TS1		Alternance Sel, Anhydrite et Argile et dolomie	G35=3334m		
2836			TS2		Sel massif à intercalation d'anhydrite et d'argile			
3036			TS3		Sel massif et traces d'Argile			
3254	G10			Argile rouges Dolomitiques ou siltueuses injectée de sel et d'argile.				
3300	G20							
3320	G30							
3334	G35							
3347	ARGILO-GRESEUX & CARBONATE	G50: GRES SUPERIEURS		Grès fins à ciment Argileux abondant	Phase 8" 3/8 ou Phase 8" 1/2 x 7"			
		ARGILO-CARBONATE		Argile Dolomitique Et Niveau Dolomie				
T R I A S			GRES INFÉRIEURS		Grès Fins à Grossiers avec Passées argileuses et friables.			
	3362	ANDESITIQUE		Complexe volcano-sédimentaire				
	Erodé	QUARTZITES DE HAMRA		Quartzites gris beiges fins à Tigillites				
	Erodé	GRES D'EL ATCHANE		Grès volcanocaux fins à rigimes avec passées d'argile noire				
	3382	ARGILES D'EL GASSI		Argile noire micacée et niveaux de grès bleu				
O R D O V I C I E N	3410	ZONE DES ALTERNANCES		Alternance de Grés et d'Argile	3433			
	3430	DH-Réservoir Ri (D5)		Grés quartzitiques fins isométriques à Tigillites				
	3482	D4		Grés quartzites et Quartzites Grés anisométrique avec passées de Siltstones				
3502	D3							
3525	D2							
3550	ID							
3580	D1							
3606	Zpsg							
C A M B R I E N	3612	Réservoir R2ab		Grés quartzitiques à ciment argileux	3500			
		Réservoir R2c		Grés quartzites à ciment Argileux abondant à éléments très grossiers				
		Réservoir R3						
	3617	TD	-3465					
	3512	Plan d'eau prévisionnel	-3360					
PRESSION DE GISEMENT PREVUE:				440-450 kg/cm ²				

Fiche Technique des Prévisions du forage vertical, Hassi Messaoud