

Université KASDI-MERBAH Ouargla

Faculté des sciences appliquées

Département de Génie des Procèdes



Mémoire

Présenté pour l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies.

Filière : Industries Pétrochimiques.

Spécialité : Génie du Pétrochimique.

Présenté par : Ben Friha sadek/Mekhloufi khireddin

Thème :

**Etude comparative sur les fluides de forage à base d'eau
et base d'huile et leurs traitements.**

Soutenu publiquement le :

Devant le jury composé de :

Mr.	MAA	Président	UKM Ouargla.
Mr.	Pr	Examineur	UKM Ouargla.
Mr. BAKA Ouidad	MCA	Rapporteur	UKM Ouargla.
Mr. BACHA Oussama	MCA	Co_Rapporteur	UKM Ouargla.

Année universitaire : 2019/2020

Résumé

Les fluides de forage sont largement utilisés dans la prospection en raison de leurs avantages dans le forage de puits de pétrole, mais ces fluides représentent un danger pour l'environnement. Après chaque processus d'exploration, nous constatons qu'une énorme quantité de déchets extraits des profondeurs de la terre sont des matériaux solides en pierre contenant certaines quantités de fluide d'exploration qui est géré de plusieurs manières. Plusieurs problèmes surviennent lors du forage, notamment: perte de fluides et contamination du liquide par divers polluants (eau salée - sulfate de calcium). Dans cette mémoire, nous allons mener une étude de terrain sur la différence entre les deux types de fluides de forage (à base d'eau et à base d'huile) et les méthodes possibles de traitement des boues de forage.

Mots clés : Fluides de forage, déchets extraits, traitement, forage

ملخص

تستخدم سوائل الحفر على نطاق واسع في الاستكشاف لما لها من مزايا في حفر آبار النفط ، لكن هذه السوائل تشكل خطراً على البيئة. بعد كل عملية حفر نجد أن كمية هائلة من النفايات المستخرجة من أعماق الأرض عبارة عن مادة حجرية صلبة تحتوي على كميات معينة من سائل الحفر والتي يتم التعامل معها بعدة طرق ، وتظهر عدة مشاكل أثناء الحفر ، على وجه الخصوص: فقدان السوائل وتلوث السائل بمختلف الملوثات (المياه المالحة - كبريتات الكالسيوم). في هذه الرسالة ، سنجري دراسة ميدانية حول الفرق بين نوعي سوائل الحفر (القائمة على الماء والقائمة على الزيت) والطرق الممكنة لمعالجة طين الحفر..

الكلمات المفتاحية: سوائل الحفر، المخلفات المستخرجة، المعالجة، الحفر



DÉDICACES

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ وَالصَّلَاةِ وَالسَّلَامِ عَلَى رَسُولِ اللَّهِ

Je dédie ce modeste travail à:

À ma chère mère,

À mon cher père,

À mes oncles

À mes frères

À mes soeurs

Famille Mekhloufi et Bouaicha

A mes proches grands et petits

à tous mes amis

*A tous ceux qui ont participé directement ou indirectement à la
réalisation de ce travail.*

Mekhloufi khireddin

DÉDICACES

بسم الله الرحمن الرحيم والصلاة والسلام على رسول الله

Je dédie ce modeste travail à :

À ma chère mère,

À mon cher père,

À mes oncles

À mes frères

À mes soeurs

Famille Ben Friha et Zaitit

A mes proches grands et petits

à tous mes amis

*A tous ceux qui ont participé directement ou indirectement à la
réalisation de ce travail.*

Ben Friha sadek

Remerciement

En premier lieu, nous voulons remercier notre Seigneur notre Dieu le Créateur, pour le courage et la patience qu'il nous a donné pour accomplir cette œuvre.

Nous remercions nos encadreurs Dr BAKA Ouidad et co-encadreur BACHA Oussama pour ses orientations et conseils.

Nous remercions sincèrement tout le personnel de MI SWACO et EMEC pour leur aide.

Nous tenons aussi à exprimer nos profonds remerciements aux membres de jury qui nous font l'honneur de juger notre travail.

Nous ne pouvons qu'exprimer notre gratitude et notre respect à tous nos enseignants à OUARGLA;

Enfin, nous remercions tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'achèvement de ce travail.



Sommaire

Résumé.....
Liste des abréviations.....
Liste de figures
Liste de tableaux.....
Introduction générale.....	(1)
Chapitre I:Généralités sur le forage et les fluides de forage	
Introduction.....	(4)
I-1-Généralité sur les forage.....	(4)
I.1.1 Historique de forage.....	(4)
I-1-2-Définition du forage pétrolier.....	(5)
I-1-3-principe de forage rotary.....	(5)
I-1-4- avantages et les inconvénients du forage rotary et le forage par battage.....	(6)
I.1.5.schéma simple du processus du forage.....	(7)
I.2.Généralité sur les fluides de forage	(8)
I-2-1-Historique de fluide de forage	(8)
I.2.2.définition fluide de forage	(9)
I.2.3.principales fonction des boues de forage	(10)
I-2-4-Circulation du fluide de forage.....	(12)
I.2.5.Critères de sélection des fluides de forage.....	(13)
I.2.6.Classification des fluides de forage	(15)
I.2.7.Produits à boue	(15)
I.2.7.1.Colloïdes argileux	(15)

I.2.7. 2.Colloïdes organiques	(16)
I.2.7.3.Les fluidifiants et défloculants	(16)
I.2.7.4.Les additifs minéraux	(16)
I.2.7.5. Les produits organiques spéciaux	(18)
I.2.7.6. Les alourdissant	(18)
I.2.7.7. Les colmatant.....	(18)
I.2.8.propriétés physiques et chimiques des fluides de forage	(19)
I.2.8.1.Les propriétés physiques du fluide de forage	(20)
I.2.8.1.1.densité	(20)
I.2.8.1.1.1. définition	(20)
I.2.8.1.1.2.Rôle de la densité.....	(20)
I.2.8.1.1.3.Valeurs de densité utilisées couramment	(21)
I.2.8.1.1.4.Matériel de contrôle	(21)
I.2.8.1.1.4.Principe	(22)
I.2.8.1.1.4.Avantage des densimètres	(22)
I.2.8.1.2.Rhéologie	(22)
I.2.8.1.2.1définition	(22)
I.2.8.1.2.2.Pertinence pour le forage	(22)
I.2.8.1.2.3.Matériel de contrôle	(23)
I.2.8.1.2.4.Les caractéristiques à déterminer	(23)
I.2.8.1.3.Filtration.....	(24)
I.2.8.1.3.1.Definition	(24)
I.2.8.1.3.2.Rôle de la filtration	(25)
I.2.8.1.3.3.Matériel de contrôle	(25)
I.2.8.1.3.3.1.Filtre presse A.P.I	(25)
I.2.8.1.3.3.2.Le filtre-presse HPHT.....	(26)
I.2.8.2. Propriétés chimiques du fluide de forage	(28)
I.2.8.2.1.PH.....	(28)
I.2.8.2.2.Dosage de la chaux éteinte dans la boue.....	(29)
I.2.8.2.3.Dosage des chlorures totaux dans la boue.....	(29)

I.2.8.2.4.Dosage du sulfate de calcium total dans la boue.....	(29)
I.2.9.les avantages et les inconvénients de chaque boue	(29)
I.2.9.1.Boue à base d’huile	(29)
I.2.9.2.Boue à base d’eau.....	(30)

Chapitre II : Comparaison du fluide de forage WBM et OBM

Introduction	(32)
II-1-Comparaison par phase.....	(32)
II-2-Comparaison par Propriétés.....	(32)
II-2-1-Fluide de forage à base d’eau (phase 36 pour exemple).....	(32)
II.2.1.1.Composition des fluides	(32)
II-2-1-2-Propriétés de boue.....	(33)
II-2-1-3-Discutez des propriétés	(34)
I-2-2-Fluides de forage à base d'huile(phase 12 pour exemple)	(35)
I-2-2-1-Composition des fluides.....	(35)
I-2-2-2-Propriétés de boue.....	(35)
I-2-2-3-Discutez des propriétés	(36)
II-3-Comparaison par durée de forage.....	(38)
II-4-Comparaison par volume de boue utilisé	(38)
II-5- Comparaison par coût.....	(39)
II-6-Comparaison par pollution environnementale.....	(39)
Conclusion.....	(40)

Chapitre III : traitement de la boue de forage

Introduction.....	(42)
III.1. Étapes de base pour le traitement de la boue de forage.....	(42)
III.2.procédé ON-LINE.....	(43)
III.2.1.Traitement mécanique.....	(44)

III.2.1.1.définition.....	(44)
III.2.1.2.Objectif.....	(44)
III.2.1.3.Équipement de traitement mécanique(SCE).....	(44)
III.2.1.4.Description de procédé.....	(46)
III.2.1.5.Les résultats obtenus par traitement mécanique.....	(47)
III.2.1.5.1.performance les tamis vibrant	(47)
III.2.1.5.2.performance Vertical Dryer (Verti-G Dryer)	(49)
III-2-2-Traitement chimique(Traitement de la contamination des fluides de forage)..	(51)
III.2.2.1.Objectif	(51)
III.2.2.2.Facteurs affectant la gravité de la contamination.....	(51)
III.2.2.3.Définition de la contamination	(51)
III.2.2.4.Contamination par l'anhydrite ou le gypse	(52)
III.2.2.4.1.Impact sur les propriétés.....	(52)
III.2.2.4.2.Traitement de l'anhydrite / Gyp	(52)
III.2.2.5.Contamination par le ciment	(52)
III.2.2.5.1.Impact sur les propriétés.....	(52)
III.2.2.5.2.Traitement du ciment	(52)
III.2.2.6.Contamination carbonatée	(53)
III.2.2.6.1.Impact sur les propriétés.....	(53)
III.2.2.6.2.Traitement des carbonates	(53)
III.2.2.7.Contamination par le sel	(54)
III.2.2.7.1.Impact sur les propriétés.....	(54)
III.2.2.7.2.Traitement au sel.....	(54)
III.3.procédé OFF-LINE (traitement de bourbes)	(55)
III.3.1.Définition de bourbes	(55)

III.3.2.L'objectif principal du traitement	(56)
III.3.3.Traitement par solidification/stabilisation	(56)
III.3.4.Traitement thermique	(58)
III.3.4.1.Introduction.....	(58)
III.3.4.2.Définition	(58)
III.3.4.3.Principe de la désorption thermique	(59)
III.3.4.4.Description du processus detraitement	(59)
III.3.4.5.Les résultats obtenus par traitement thermique (TPS).....	(60)
III.4.Avantages et inconvénients des procédés de traitement de la boue	
III.4.1.Traitement mécanique.....	(62)
III.4.2. Traitement par solidification/stabilisation	(62)
III.4.3.Traitement thermique.....	(62)
Conclusion	(63)
Conclusion générale.....	
Références Bibliographiques.....	
Annexe.....	

LISTE DE FIGURE

CHAPITRE I

Figure I.1 :Processus de forage pétrolier.....	(7)
Figure I.2 :Schéma de circulation de la boue sur le site de forage.....	(13)
Figure.I.3:Densimètre Fann.....	(21)
Figure I.4 :Marsh Funnel.....	(23)
Figure.I.5:Viscometer.....	(23)
Figure.I.6:Schéma de filtre-presse A.P.I BAROID.....	(25)
Figure.I.7:API filtre-presse.....	(26)
Figure.I.8:Schéma de filtre-presse HPHT Fann.....	(27)
Figure.I.9:Filtre-presse HPHT Fann.....	(28)

CHAPITRE II

Figure II.1: la profondeur forée en fonction des jours .BASP.....	(38)
---	------

CHAPITRE III

Figure III-1 :Aperçu du traitement des déchets.....	(43)
Figure III-2:Aperçu du processus de traitement des déchets.....	(43)
Figure III.3:Certains équipements de traitement mécanique.....	(45)
Figure III.4:plages de fonctionnement absolues et efficacité.....	(45)
Figure.III.5:principe de fonctionnement de Verti-G.....	(46)
Figure.III.6.l'installation de fonctionnement de vortex (verti-G).....	(47)
Figure.III.7:Cutting avant et après le traitement.....	(51)
Figure.III.8.Bourbiers étanche avant le forage.....	(55)
Figure.III.9:Bourbiers après une opération de forage.....	(56)
Figure III-5:Equipement de solidification.....	(57)

Figure III-6:Unite de soldification.....	(57)
Figure.III.9:Schéma fonctionnel d'une unité de Stabilisation Solidification.....	(58)
Figure III-10: Présentation du mode de traitement thermique.....	(60)

LISTE DE TABLEUX

CHAPITRE I

Tableau I.1 : Les avantages et les inconvénients du forage rotary.....	(6)
Tableau I.2 : Les avantages et les inconvénients de battage.....	(6)
Tableau I.3:Les principaux additifs ajoutés dans les fluides de forage.....	(19)

CHAPITRE II

Tableau.II.1:La relation entre la phase et le type de fluide de forage.....	(32)
Tableau. II.2:Composition des fluides WBM.....	(33)
Tableau. II.3: Propriétés de boue WBM.....	(33)
Tableau.II.4:Composition des fluides OBM.....	(35)
Tableau.II.5: Propriétés de boue OBM.....	(35)
Tableau II.6:Volume des fluides de forage utilisé dans la phase 12" ^{1/4} [BASP].....	(38)
Tableau.II.7:Le coût du fluide de forage.....	(39)

CHAPITRE III

Tableau.III.1:chaîne de traitement mécanique.....	(45)
Tableau III-2:récupération de la boue.....	(47)
TableauIII-3:Résultats de récupération de boue et d'huile.....	(49)

Liste des abréviations

OBM (OilBasedMud): boue à base d'huile;

WBM (water based mud): boue à base d'eau;

BASP: Baroid Algeria Services Aux Puits

V_p: viscosité plastique ;

Y_p: yield value

API: American Petroleum Institut.

CMC: Carboxyméthylcellulose.

HP/HT : Haute pression et haute température

TDU: (Thermol disorption unit)

OOC :(oil on cuttings)

EMEC :the Egyptian Mud Engineering and Chemicals Co

BBR-4 :Bir Bou rouicha-4

TPS :Thermal Phase Separation

TPH : Total percentages of hydrocarbure

Introduction générale

Les fluides de forage sont extrêmement importants pour le succès du forage des puits de pétrole, en raison de leurs nombreuses fonctions qui le permettent, et de leur importance, toute erreur dans l'utilisation du fluide de forage entraîne la perte du puits ou le moindre dommage, le retardant pendant un certain temps.

Plusieurs problèmes surviennent lors du forage, notamment: perte de fluides, contamination du liquide par divers polluants (eau salée - sulfate de calcium).

Lors du forage, on récupère au maximum le fluide de forage, pour être dirigé vers les réservoirs actifs après traitement spécial ou plutôt traitement chimique, quant aux déchets, ils sont dirigés vers les bourbiers et ces derniers causent de graves problèmes et dommages à l'environnement (humain, animal, végétal) du fait des métaux lourds et des polluants organiques qu'ils contiennent.

Dans ce contexte, nos travaux seront menés, qui se concentreront sur la comparaison entre les deux types de fluide de forage, ainsi que sur le traitement différent des boues de forage, cette note se concentrera donc sur trois chapitres:

Le premier chapitre: Généralités sur les forages et les fluides de forage.

Ce chapitre fournit une brève description du forage de puits de pétrole (aperçu historique, définition, ainsi qu'un aperçu simple du processus de forage). Passons ensuite à ce qui concerne le fluide de forage et abordons les points suivants: définition - histoire du fluide de forage - fonctions - cycle du fluide de forage dans le puits - critères de sélection - types - propriétés physiques et chimiques et dans le dernier de ce chapitre nous avons évoqué les avantages et les inconvénients des deux types de fluide de forage OBM et WBM

Chapitre II : Comparaison des aspects du fluide de forage WBM et OBM.

Ce chapitre fournit une comparaison entre le fluide de forage à base d'eau et le fluide de forage à base de pétrole par phase et caractéristiques, et ceci pour un seul puits. Nous avons également comparé en fonction du temps de forage, du volume de fluide de forage, du coût et de l'impact environnemental, et cela pour deux puits différents.

Chapitre III : Traitement de la boue de forage

Ce chapitre décrit les différentes étapes du traitement des boues de forage, que ce soit pendant le processus de forage, qui est appelé online, qui est divisé en traitement mécanique et chimique, ou après l'achèvement du forage, qui est appelé Offline, qui est spécifique au traitement des bourbiers et est divisé en deux parties: Stabilisation / Solidification et traitement thermique.

Dans le dernier de notre mémoire, nous mettons une conclusion qui résume les résultats obtenus.

Chapitre I

Généralités sur le forage et les fluides de forage

Chapitre I

Généralités sur le forage et les fluides de forage

Introduction

Le pétrole brut et le gaz naturel se sont formés au cours de millions d'années par décomposition de végétaux et d'organismes marins, comprimés sous le poids des sédiments.

Comme ils sont plus légers que l'eau, ils ont migré pour combler les vides existants dans ces formations sous-jacentes. Ce mouvement vers le haut s'est arrêté lorsqu'ils ont atteint des couches denses imperméables ou des roches non poreuses ce qu'on appelle un réservoir.

Pour atteindre ce réservoir il faut percer les couches géologiques afin de remonter le brut ou le gaz naturel, ce procédé on l'appelle le forage [1].

I-1-Généralité sur les forages

I.1.1 Historique de forage

Le premier forage pétrolier a été effectué le 27 Août 1859 par l'Américain E.L. Drake à Titusville (Pennsylvanie).

La technique classique du forage, inventée par Lucas. Au début du 20^{ième} siècle, a connu une grande évolution afin de résoudre les nombreux problèmes rencontrés lors du forage. Lucas démontra au monde entier l'efficacité du forage Rotary par la découverte du champ de Spindeltop (Texas).

Le développement du forage optimisé a évolué depuis la fin des années 1930. Ainsi, de 1930 à 1947, les recherches ont été concentrées sur la composition et les propriétés des fluides de forage. Une moindre attention a été apportée à la vitesse d'avancement. L'objectif était de forer le puits, de procéder à sa complétion (processus qui consiste à amener un puits en phase productive après qu'il a été foré) et de le mettre en production.

De 1947 à 1957, la recherche s'est plus focalisée sur les tests des produits de base utilisés dans les fluides de forage, en essayant de lier les propriétés des fluides aux problèmes de stabilité des puits et à l'efficacité du nettoyage du trou. Le succès d'une opération de forage est assuré par plusieurs facteurs, parmi lesquels celui du choix des fluides de forage. Ces fluides dits complexes, du fait de leur nature même, et appelés plus classiquement boues de forage [2].

I-1-2-Définition du forage pétrolier

On appelle «forage pétrolier » l'ensemble des opérations qui permettent d'atteindre les roches poreuses et imperméables du sous-sol, susceptible de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux à l'aide des outils appropriés.

Il existe sept techniques de forage, mais les plus utilisées sont les deux suivantes [3]:

- Forage par battage
- Forage par rotary

I-1-3-principe de forage rotary

La méthode rotary consiste à utiliser des trépan à dents tricônes ou des trépan monoblocs comme les outils à diamant, sur lesquels on applique une force procurée par un poids tout en les entraînant en rotation. L'avantage de cette technique est de pouvoir injecter en continu un fluide au niveau de l'outil destructif de la formation pour emporter les débris hors du trou grâce au courant ascensionnel de ce fluide vers la surface.

La sonde de forage rotary est l'appareillage nécessaire à la réalisation des trois fonctions suivantes [4] :

- › Poids sur l'outil;
- › Rotation de l'outil;
- › Injection d'un fluide.

I-1-4- avantages et les inconvénients du forage rotary et le forage par battage

Le tableau suivant résume les principaux avantages et inconvénients du forage rotary

Tableau I.1 : Les avantages et les inconvénients du forage rotary [3].

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> • La profondeur du forage très important. • La foration n'est pas perturbée par les terrains peu stable ou plastique. • Ce système permet un bon contrôle des paramètres de forage (poids de l'outil, vitesse de rotation, qualité de laboue, ...). • Une consolidation des parois enterrains meubles par dépôt d'un cake. 	<ul style="list-style-type: none"> • Difficulté d'observation des déblais, la présence de tamis vibrants en circuit retour diminue sensiblement cet inconvénient. • Colmatage possible des formations aquifères par de certaines boues. • Nécessite d'un fluide de forage qui ne permet pas l'observation directe de la qualité des eaux traversées.

Le tableau suivant résume les principaux avantages et inconvénients du forage battage

Tableau I.2 : Les avantages et les inconvénients de battage [3].

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> • Procédé simple et peu coûteux. • Sans utilisation de fluide de forage (boue) et pas de risque de pollution de l'nappe. • Les résultats sont très bons dans les terrains fissurés (pas de pertes). 	<ul style="list-style-type: none"> • Vitesse d'avancement assez faible. • Méthode peu adaptée dans les terrains plastiques dans lesquels le tubage à l'avancement est nécessaire. • Difficultés pour équilibrer des venues d'eaux artésiennes jaillissantes.

I.1.5. schéma simple du processus du forage

La figure suivante représente le principe du forage de puits de pétrole et l'équipement de base utilisé

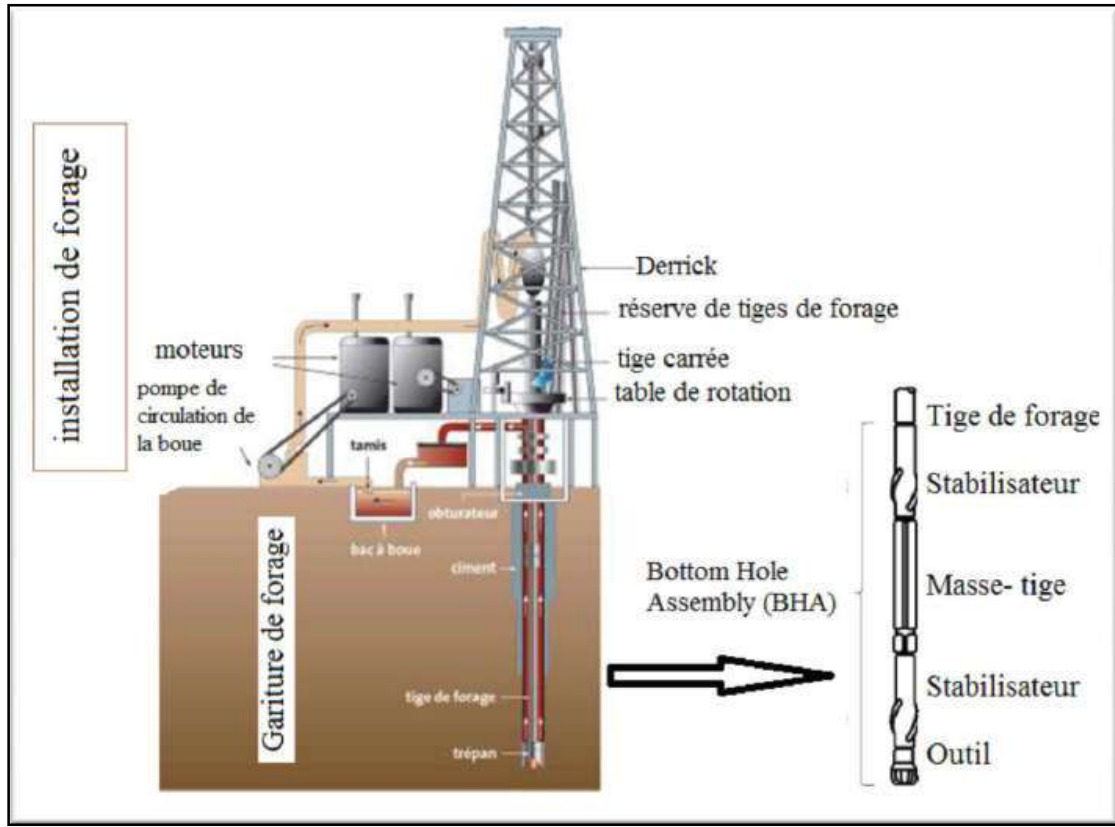


Figure I.1 : Processus de forage pétrolier [3].

I.2.Généralité sur les fluides de forage**I-2-1-Historique de fluide de forage**

L'historique de la fabrication et synthèse des boues de forage a évolué sur quatre périodes [5]:

- Avant 1901 : Période technique
- 1901-1928 : Période empirique
- 1928-1955 : Période expérimentale
- A partir de 1945 : Période technique

La tradition rapporte que c'est sur le champ de SPINDLETOP, près de BEAMONT(Texas) que la boue de forage fut utilisée pour la première fois par le capitaine LUCAS. Cependant, l'évolution s'est faite au fur et à mesure des problèmes rencontrés et des possibilités de la technique, et bien avant 1901, on utilise déjà un mélange d'eau et d'argile.

- ✓ Avant 1901, les fluides de forage étaient constitués essentiellement d'eau et l'on n'attachait aucune importance à ces fluides. Le capitaine LUCAS passe pour être le premier homme qui s'intéressa à la constitution de la boue. Cependant, jusqu'en 1928, la littérature est pauvre en articles concernant la boue et il semble que jusqu'à cette époque on n'attachait d'importance qu'à la densité (mesurée par pesée directe à l'aide d'une balance ordinaire), à la viscosité (appréciée visuellement) et l'eau libre surnageant. Mais déjà en 1920, on utilisait le sulfate de barine pour alourdir et s'opposer aux éruptions d'huile ou de gaz ;
- ✓ À partir de 1928, de nombreux chercheurs se penchent sur l'étude expérimentale des fluides et les progrès deviennent très vite sensibles. La première société de services de boues se crée aux États-Unis ;
- ✓ En 1929, on commence à employer les bentonites pour augmenter la viscosité et les phosphates pour la diminuer ;
- ✓ En 1930 et 1931, le viscosimètre MARCH fait son apparition sur les chantiers et le viscosimètre STORMER dans les laboratoires ;
- ✓ L'emploi du tanin de québracho commence à se généraliser et la boue au silicate de soude est employé pour forer les argiles gonflantes ;
- ✓ En 1935, les premiers électromètres permettent de mesurer la concentration en sable de la boue et la première boue à l'huile est utilisée pour forer une zone productrice ;

- ✓ En 1936, l'attapulgite est employée pour augmenter la viscosité des boues salées. La division production de l'A.P.I édite un manuel contenant les recommandations pour tester les boues de forage ;
- ✓ En 1937, apparaît la première balance à boue (construite par P.H JONES) qui détrônera progressivement l'hydromètre. L'amidon damais est introduit sur le marché et employé comme réducteur de filtrat. En même temps, les premiers filtres presses commencent à ce généralisé ;
- ✓ En 1944, apparaît la carboxyméthylcellulose (CMC) comme réducteur de filtrat nonfermentescible ;
- ✓ En 1945, on emploie pour la première fois, comme réducteur de viscosité, leslignosulfonates de calcium et les lignines. Les premières boues à chaux sont mises aupoint vont dominer, pendant plus de 15 ans toute la technologie des boues ;
- ✓ En 1949, apparaît le viscosimètre Fan qui améliora l'interprétation des caractéristiques rhéologiques des boues de forage ;
- ✓ En 1955, la mise au point des lignosulfonates de ferrochrome permet l'emploi de la boue au gypse qui va progressivement détrôner boue à la chaux ;
- ✓ À partir de 1955, les progrès sont très rapides et les produits dont on dispose actuellement permettent de faire face à peu près à tous les problèmes [6].

I.2.2.définition fluide de forage

Le fluide de forage est connu comme le fluide qui aide l'équipement à forer des puits et a été utilisé à cette fin pendant une longue période, avant même la découverte de l'industrie pétrolière [7].

Les fluides de forage sont la clé du succès des puits d'eau de forage, du pétrole et du gaz, de sorte que la qualité et les propriétés du fluide de forage doivent être assorties à des conditions de forage pour obtenir les meilleures performances, de sorte que les progrès et l'efficacité des opérations de forage dépendent en grande partie de l'utilisation du fluide de forage approprié pour le sol et les couches qui A déterré.

Le fluide de forage est appelé tout liquide utilisé dans le forage par rotation et est pompé par ses propres pompes et traverse les tuyaux de forage au fond du puits, les fluides de

forage comprennent les gaz, le pétrole et les liquides. C'est parfois ce qu'on appelle la boue de forage.

Après des progrès significatifs dans la technologie de forage, les fluides de forage ne sont plus constitués d'argile et d'eau. Seulement un mélange de liquides, de solides et de produits chimiques pour effectuer des fonctions et des conditions de forage variables [8].

I.2.3.principales fonction des boues de forage

❖ Nettoyage du puits

La boue doit débarrasser le trou des formations forées qui se présentent en débris de roches dits " cuttings " ou " déblais ". L'aptitude de la boue à entraîner ces déblais dépend de sa rhéologie, sa densité et sa vitesse de circulation dans l'espace annulaire [5].

❖ Maintien des déblais en suspension

Après avoir débarrassé le puits des déblais de forage durant les périodes de circulation, la boue doit également les maintenir en suspension pendant les arrêts de circulation [9].

❖ Sédimentation des déblais fins en surface

Alors que la boue doit permettre le maintien en suspension des déblais dans le puits durant les arrêts de circulation, ce même fluide doit laisser sédimenter les déblais fins en surface, afin de les éliminer. Bien qu'apparemment ces deux aptitudes semblent contradictoires, elles ne sont pas incompatibles [10].

❖ Refroidissement et lubrification de l'outil et du train sonde

La circulation de boue refroidit l'outil et le train de sonde, mais si le fluide est capable de lubrifier plus ou moins bien l'outil dans ces conditions normales de travail, il lui est parfois difficile de s'opposer à l'usure rapide des roulements des molettes. Généralement, on améliore les quantités de lubrification par addition d'huile émulsionnée dans la phase aqueuse. Cette technique n'a toutefois pas toujours donné les résultats escomptés et cela a conduit à la mise au point de produits anti-friction et extrême-pression qui fonctionnent par dépôt d'un film capable de réduire considérablement les coefficients de frottement et par conséquent de prolonger la vie des outils, du train de forage et de toutes les pièces métalliques en mouvement.

❖ Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits

La boue doit posséder des caractéristiques physiques et chimiques telles que le trou conserve un diamètre voisin du diamètre nominal. Le cavage est causé par des

éboulements, par la dissolution du sel si la boue n'est pas saturée en NaCl, par la dispersion des argiles si les alcalinités sont exagérément élevés, etc

Les resserrements ont souvent pour cause une insuffisance de la pression hydrostatique de la colonne de boue qui ne peut équilibrer la pression géodynamique des roches. Le remède consiste à augmenter la densité.

Certains resserrement sont dus à des formations gonflants (craies, argiles) et sont généralement causés par des valeurs de filtration trop élevées.

Le remède consiste à réduire le filtrat et à modifier la compositions électrolytique de la phase aqueuse.

Signalons aussi que certains resserrements sont causés par une épaisseur excessive du cake. La aussi, le remède consiste à réduire le filtrat [11].

❖ **Dépôt d'un cake imperméable**

La filtration dans les formations perméables d'une partie de la phase liquide de la boue crée un film sur les parois du sondage, ce film est appelé cake.

Le dépôt du cake permet de consolider et de réduire la perméabilité des parois du puits.[10]

❖ **Prévention des venues d'eau, de gaz ou d'huile**

Afin d'éviter le débit dans le sondage des fluides contenus dans les réservoirs rencontrés en cours de forage, la boue doit exercer une pression hydrostatique suffisante pour équilibrer les pressions de gisement.

La pression hydrostatique souhaitée est maintenue en ajustant la densité entre des valeurs maximum et minimum. Un minimum afin de contrôler les pressions des couches et un maximum afin de ne pas créer des suppressions qui pourraient endommager les formations et les réservoirs.

❖ **Augmentation de la vitesse d'avancement**

Au même titre que le poids sur l'outil, la vitesse de rotation et le débit du fluide, le choix du type et des caractéristiques de la boue conditionne les vitesses d'avancement instantané, la durée de vie des outils, le temps manœuvre, en un mot les performances de forage.

Un filtrat élevé augmente la vitesse d'avancement. Les très faibles viscosités sont aussi un facteur favorable à la pénétration des outils [5].

❖ **Entraînement de l'outil**

Dans le cas du turboforage la boue entraîne la turbine en rotation. Cette fonction, l'amenant à passer à travers une série d'évents et à mettre en mouvement des aubages,

implique certaines caractéristiques et rend impossible ou très délicat l'utilisation de certains produits (colmatants).

❖ **Diminution du poids apparent du matériel de sondage**

Bien que ce soit beaucoup plus une conséquence qu'une fonction, la présence d'un fluide d'une certaine densité dans le puits permet de diminuer le poids apparent du matériel de sondage, garniture de forage et tubages, ceci permet de réduire la puissance exigée au levage.

❖ **Apport de renseignements de sondage**

La boue permet d'obtenir des renseignements permanents sur l'évolution des formations et fluides rencontrés. Ces renseignements sont obtenus :

- Par les déblais remontés avec la circulation du fluide,
- L'évolution des caractéristiques physiques et/ou chimiques de la boue,
- La détection de gaz ou autres fluides mélangés à la boue.

❖ **Contamination des formations productrices**

La présence d'un fluide au droit de formations poreuses 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 [10].

I-2-4-Circulation du fluide de forage

La boue de forage est en circulation continue durant toute la durée du forage aussi bien dans le sondage qu'en surface. Le fluide est préparé dans les bacs à boues ; il est injecté à l'intérieur des tiges jusqu'à l'outil, ensuite, il remonte par l'espace annulaire chargé de déblais formés au front de taille.

A la sortie du puits, il subit divers traitements, (tamisage, dilution, ajout de produit,...) de telle façon à éliminer les déblais transportés et à réajuster ses caractéristiques physico-chimiques et rhéologiques par rapport aux valeurs importantes (avant injection).

La figure suivante représente le cycle du fluide de forage pendant le processus de forage et l'équipement de base pour le traiter pour une utilisation ultérieure.

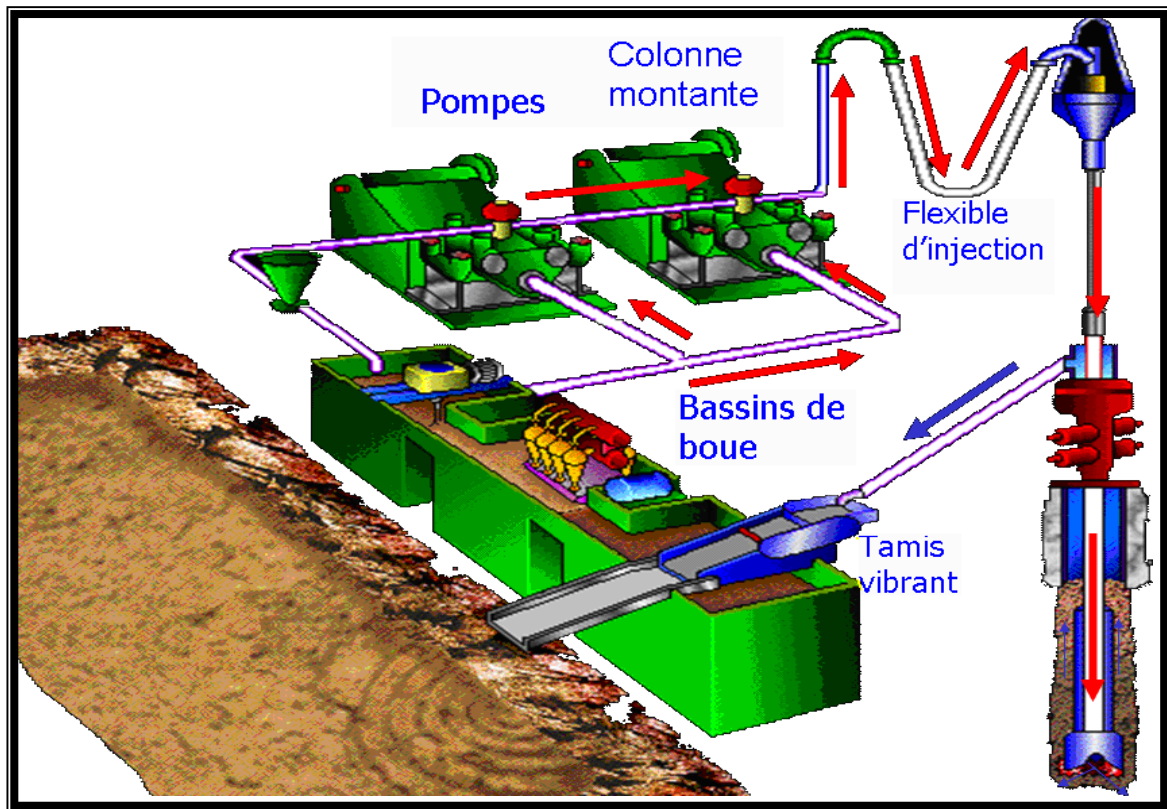


Figure I.2.Schéma de circulation de la boue sur le site de forage[12].

I.2.5.Critères de sélection des fluides de forage

Les fluides de forage sont sélectionnés sur la base d'un ou de plusieurs des critères suivants :

➤ **Coût**

Un objectif traditionnel pour la sélection des fluides de forage est le coût. Cependant, il existe d'autres facteurs tout aussi importants comme le coût total du puits et l'effet du fluide sur la productivité des puits.

➤ **Application et performance :**

Les systèmes de fluides de forage devraient être sélectionnés pour fournir les meilleures performances globales pour chaque puits spécifique.

Les données historiques devraient être revues et les essais pilotes doivent être effectués afin d'assurer la plus grande stabilité des trous et que le coût total le plus bas du puits est réalisable.

➤ **Préoccupations en matière de production**

Le personnel de production est principalement soucieux de minimiser les dommages causés par la formation. Les interactions fluides/formations de forage et d'autres processus qui modifient les caractéristiques de formation in situ doivent être prises en compte dans le choix des additifs et des systèmes liquides. Les zones de production peuvent être partiellement ou totalement perdues en fonction des fluides sélectionnés pour forer et/ou compléter un puits.

➤ **Logistique :**

La logistique est une considération majeure dans la planification des puits et le développement de programmes de boue lorsqu'il s'agit d'exploitation régions éloignées. Efficacité du produit, durée de conservation, emballage, frais de transport, entreposage et inventaire volumes devraient également être pris en considération.

➤ **l'exploration concems**

Le souci du géologue à l'égard des fluides de forage et des additifs est centré sur l'effet du fluide de forage sur l'analyse des boutures et l'interprétation des billots. La chromatographie étendue du gaz et la pyrolyse fournissent au personnel géologique des empreintes digitales distinctes des hydrocarbures présents et un moyen d'isoler et d'identifier les roches sources et les chemins de migration du pétrole. Malheureusement, des traces de liquide de forage peuvent rester sur les résidus extraits des boutures et exercer un effet de masquage qui rend difficile de caractériser (empreintes digitales) les hydrocarbures de formation. Par conséquent, la caractérisation et le catalogage des additifs de fluides de forage et des systèmes de fluides peuvent grandement améliorer l'interprétation du potentiel du réservoir par le géologue.

➤ **impact environnemental et sécurité**

Minimiser l'impact environnemental d'une opération de forage ainsi que les considérations de sécurité, à la fois affecter directement le choix des additifs de fluides de forage et les systèmes de fluides de forage. Les produits qui ont été utilisés dans le passé peuvent ne plus être acceptables. Au fur et à mesure que de plus en plus de lois sur l'environnement sont promulguées et que de nouvelles règles de sécurité sont appliquées, les choix des additifs et des systèmes de fluides doivent également être réévalués. Pour relever le défi de l'évolution de l'environnement, les connaissances des

produits et les essais de produits deviennent des outils essentiels pour la sélection d'additifs appropriés et de systèmes de fluides de forage [13].

I.2.6. Classification des fluides de forage

Il n'existe pas de norme spécifique pour classer les fluides de forage, la classification la plus couramment utilisée, qui est basée sur la phase dispersée (base) comme suit :[14]

- ❖ **Fluides de forage à base d'eau** : Les fluides de forage à base d'eau sont des fluides dont la phase continue est l'eau, notamment chargée en électrolytes et autres additifs dont des polymères. Ces fluides constituent le type de boue le plus utilisé dans le domaine du forage [15].
- ❖ **Fluides de forage au gaz** : Ce sont des fluides dont la phase continue est du gaz mélangé avec de l'eau en proportions variables provenant de la formation traversée (inévitablement) ou ajoutés intentionnellement. Le gaz peut être de l'air, du gaz naturel, de la mousse ou du brouillard [12].
- ❖ **fluides de forage à base d'huile** : on distingue les boues à l'huile contenant 5 à 15 % d'eau au maximum et les boues à émulsion inverse pouvant contenir jusqu'à 60 % d'eau. Pour ces deux types de boues, l'émulsion formée est toujours du type eau dans l'huile.

I.2.7. Produits à boue

En plus de l'eau et du gasoil 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 par familles [16].

I.2.7.1. Colloïdes argileux

I.2.7.1.1. Les bentonites

Les bentonites sont employées pour augmenter la viscosité et les gels des boues douces et diminuer leur filtrat. En milieu salé (plus de 35 g/l de Na Cl), les bentonites sont inefficaces et ne servent alors que de support colloïdal.

I.2.7.1.2. Les attapulgites

Présentent la propriété de gonfler et de rester en suspension en milieu salé. Cette propriété est employée pour augmenter la viscosité et les gels des boues salées (> 35 g/l de NaCl). Cependant, ces argiles ne présentent aucune capacité à réduire le filtrat.

I.2.7.2. Colloïdes organiques**I.2.7.2.1. L'amidons**

L'amidon est ajouté dans les boues douces ou salées pour réduire le filtrat. Son emploi exige cependant que l'une de ces trois conditions soit satisfaite :

- ✓ pH > 12,
- ✓ présence anti-ferment,
- ✓ salinité supérieure à 200/250 g/l

I.2.7.2.2. CMC (Carboxy Méthyl Cellulose)

Les C.M.C. sont classées en deux catégories, fonction de la viscosité qu'elles confèrent au fluide :

- ✓ basse viscosité (L.V.),
- ✓ haute viscosité (H.V. ou Regular).

I.2.7.3. Les fluidifiants et défloculants**I.2.7.3.1. Les lignosulfonates**

Les lignosulfonates de ferrochrome fonctionnent pratiquement, dans toutes les boues à base d'eau. Ces produits possèdent la particularité de se comporter, comme un fluidifiant entre 2 et 8 g/l de concentration, et comme un inhibiteur de gonflement et de dispersion des argiles à des doses plus élevées.

Les autres fluidifiants et défloculants sont Les poly phosphates, Les tanins, Les lignines Chromées.

I.2.7.4. Les additifs minéraux**I.2.7.4.1. La soude caustique (Na OH)**

La soude est employée pour :

- accroître le rendement des argiles : 1 à 2 kg par mètre cube de boue, 3 à 4 kg/m³ pour les boues à l'eau de mer,
- augmenter le pH et accroître le rendement des produits organiques (fluidifiants et réducteurs du filtrat).

I.2.7.4.2. Le carbonate de soude (Na₂ CO₃)

Le carbonate de soude est employé pour :

- accroître le rendement des argiles : 1 à 2 kg par mètre cube de boue,
- précipiter le calcium.

I.2.7.4.3. Le bicarbonate de soude (Na HC03)

Le bicarbonate de soude est employé lors des reforge ciment pour précipiter la chauxlibérée par le ciment (il faut approximativement ajouter 500 kg de bicarbonate de soude à la boue pour traiter 1 m³ de ciment à reforger).

I.2.7.4.4. Le gypse (Ca S04, 2 H20)

Le gypse est employé pour :

- Fabriquer les boues au gypse (utilisés lors du forage de gypse ou d'anhydrite).
Lasolubilité du gypse est de 2,14 g/l en eau douce à la température de 20 °C. Les ions calcium apportés par le gypse empêchent le gonflement des argiles forées, ce qui permet de travailler avec des viscosités plus faibles.
- Traiter les contaminations à base de carbonate.

I.2.7.4.5. La chaux éteinte (Ca (OH) 2)

La chaux éteinte est employée pour :

- augmenter la viscosité d'une suspension d'argile préalablement hydratée dans de l'eau (ceci entraîne une augmentation de filtrat) ;
- fluidifier certains types de boues salées saturées (Na Cl).

I.2.7.4.6. Le chlorure de calcium (Ca Cl2)

Le chlorure de calcium est employé lorsque l'on désire confectionner des bouescontenant une concentration en calcium dans le filtrat plus élevée que celle que peut fournir le gypse. Il est utilisé, pour certaines boues à émulsion inverse.

I.2.7.5. Les produits organiques spéciaux

I.2.7.5.1. Les anti-ferments

Ces produits sont utilisés pour empêcher ou stopper la fermentation des colloïdes organiques (amidons, gommes, etc.) en milieu aqueux. On utilise généralement des dérivés phénoliques. Doses d'emploi : 0,5 à 1,5 kg/m³.

I.2.7.5.2. Les anti-mousses

Ces produits favorisent le dégazage de la boue. Il en existe une infinité. Citons :

- Le stéarate d'alumine,
- Les alcools supérieurs (octylique, etc...),

I.2.7.5.3. Les agents de décoincement

Les statistiques montrent que 70 à 80 % des coincements sont des coincements par pression différentielle.

I.2.7.5.4. Les antifrictions et extrême pression

Ces produits ont été mis au point pour réduire l'usure des outils, de la garniture, des pièces en mouvement, des pompes, etc.

I.2.7.5.5. Les anticorrosion

Les boues aérées, les boues salées saturées et en général les boues ayant un pH inférieur à 10 corrodent les parties métalliques avec lesquelles elles sont en contact. Pour réduire ce phénomène, on peut ajouter dans la boue des produits anticorrosion. Citons : le chromate de soude, le bichromate de potassium, etc., et les dérivés d'amines grasses.

I.2.7.6. Les alourdissant

I.2.7.6.1. La barytine ou sulfate de baryum (Ba SO₄ densité : 4,2)

C'est l'alourdissant le plus couramment utilisé.

La barytine, plus communément appelée baryte, ne doit pas contenir d'argile ni de sel soluble et sa densité doit être d'au moins 4,20.

I.2.7.6.2. Le carbonate de calcium (Ca CO₃ densité : 2,7)

Il est aussi employé comme alourdissant dans les fluides ayant une faible viscosité parce qu'il ne sédimente pas facilement.

I.2.7.7. Les colmatant

I.2.7.7.1. Colmatants granulaires

De par leur forme anguleuse et leur répartition granulométrique, ils agissent en bloquant en profondeur les fissures. Ils ont une grande résistance mécanique aux pressions différentielles. On emploie des produits durs et calibrés. Citons :

Les coquilles de noix Les granulométries utilisées sont les suivantes :

- produit brut tout venant,
- de 1,6 à 5 mm Gros,
- de 0,5 à 1,6 mm Moyen,
- de 0,16 à 1,6 mm Fin.

I.2.7.7.2. Colmatants fibreux

Leur but est de «tisser une trame» autour des colmatants granulaires. Ils ont une faible résistance mécanique à l'extension (rupture des fibres sous l'influence des pressions différentielles). Citons :

- les fibres de bois,
- de cannes à sucres,
- cellulosiques,
- le tissu.

I.2.7.7.3. Colmatants lamellaires

Ils forment un colmatage surtout superficiel. Ils sont en général utilisés pour parfaire le colmatage réalisé par les colmatants granulaires et fibreux. Citons :

- la cellophane,
- le mica.

I.2.7.7.4. Colmatants gonflants

Ils permettent d'obtenir très vite un fluide à très haute viscosité. Citons : les gommes, qui à l'aide d'un catalyseur, fournissent une gelée extrêmement visqueuse.

I.2.7.7.5. Colmatants à prise

Injectés liquides, ils deviennent au bout d'un certain temps rigides citons [16] :

- le ciment,
- le ciment magnésien,
- le plâtre,
- les bouchons de baryte ou de bentonite.

Le tableau suivant représente les principaux additifs ajoutés dans les fluides de forage :

Tableau I.3 : Les principaux additifs ajoutés dans les fluides de forage [6].

1	Contrôleurs d'alcalinité	11	Lubrifiants
2	Bactéricides	12	Décoinçants (ou dégrippants)
3	Anti-calcium	13	Inhibiteurs de gonflement des argiles
4	Inhibiteurs de corrosion	14	Produits facilitant la séparation
5	Anti-mousses	15	Stabilisant haute température
6	Agents moussants	16	Défloculants
7	Emulsifiants	17	Viscosifiants
8	Réducteurs de filtrat	18	Alourdissants
9	Floculants	19	Saumure
10	Colmatants	20	Huile minérale ou organique

I.2.8. propriétés physiques et chimiques des fluides de forage

Les propriétés physiques et chimiques d'un fluide de forage jouent un rôle important dans le succès d'une opération de forage.

Les propriétés du fluide de forage sont peut-être les seules variables de l'ensemble du processus de forage qui peuvent être modifiées rapidement pour améliorer l'efficacité du forage. Ces propriétés reçoivent généralement la plus grande attention [18].

I.2.8.1. propriétés physiques du fluide de forage

I.2.8.1.1. densité

I.2.8.1.1.1. définition

La densité est un paramètre important des boues de forage. Elle doit être suffisamment élevée pour que la pression hydrostatique exercée par la boue sur la formation empêche les venues d'eau, d'huile et de gaz et par conséquent les éruptions. Il ne faut pas également qu'elle dépasse la limite de résistance des couches pour ne pas les fracturer et causer des pertes en cours de circulation.

La boue exerce une pression sur les parois du puits donnée par l'expression suivante :

$$P = 0.981 \cdot \frac{h \cdot d}{10} \quad (1)$$

Avec :

P : la pression hydrostatique en bar (bar).

h : la profondeur en mètre (m).

d : la densité en (Kgf/dm³).

L'alourdissement des boues s'effectue généralement à l'aide de sulfate de baryum (Barite) ou à l'aide de carbonate de calcium.

I.2.8.1.1.2. Rôle de la densité

La densité est une caractéristique très importante des boues de forage. Elle doit être suffisamment élevée pour que la pression hydrostatique soit inférieure à la résistance des roches en tous points du découvert, afin de ne pas créer de fractures dont une des conséquences est la perte de circulation puis la venue possible d'un fluide.

En conséquence nous serons amenés à augmenter ou diminuer la densité de la boue pour satisfaire ces impératifs. Alors qu'aucun traitement de boue en cours ne peut affecter la densité.

❖ un accroissement en cours de forage est indice :

- D'un enrichissement de la boue en particules solides en provenance de la formation.
- D'une venue de fluide de densité supérieur à celle de la boue (eau salée saturée en NaCl,...).
- ❖ une diminution en cours de forage est indice :
 - D'une venue de fluide de densité inférieure à celle de la boue (eau, huile, gaz).
 - D'un *bullage* de la boue causé par une prise d'air accidentelle dans le circuit de surface ou par une action secondaire d'un des additifs en présence dans la boue.

I.2.8.1.1.3.Valeurs de densité utilisées couramment

Les densités pratiquement mises en œuvre varient de 0.90 à 2.40. Des valeurs inférieures à 0.90 sont utilisées dans le cas de boues aérées et d'autres supérieures à 2.40 dans le cas de venues à très hautes pressions mais, hors de ces valeurs, les expériences sont réduites et relèvent du cas particulier. Ceci d'autant que 2.40 est la densité moyenne au-delà de laquelle les roches sédimentaires 'Craquent'.

I.2.8.1.1.4.Matériel de contrôle

La figure suivante représente l'appareil utilisé pour mesurer la densité ainsi que ses composants de base.

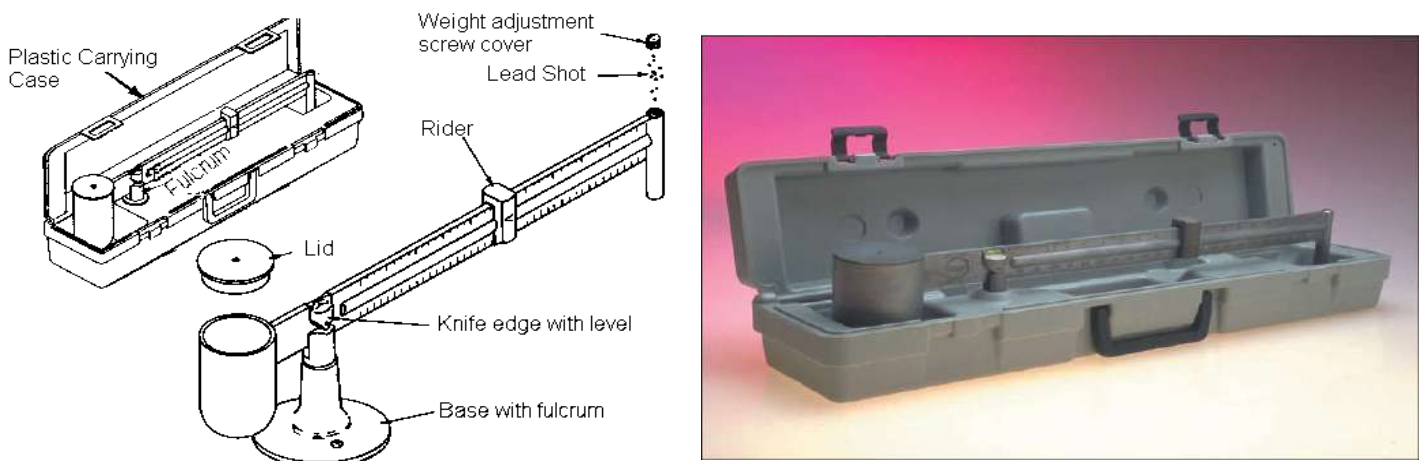


Figure.I.3.Densimètre Fann[19].

I.2.8.1.1.4.Principe

Le principe est analogue à celui de la balance romaine.

I.2.8.1.1.4.Avantage des densimètres

Ce sont des appareils de chantier robustes, permettant de mesurer des densités de 0.95 à 2.20. Les résultats ne sont pas affectés par les changements de la température [19].

I.2.8.1.2.Rhéologie

I.2.8.1.2.1définition

La rhéologie est la science de la déformation et de l'écoulement de la matière, Lorsqu'elle est appliquée aux fluides de forage, la rhéologie traite de la relation entre le débit et la pression d'écoulement et leurs effets combinés sur les caractéristiques d'écoulement du fluide [21].

I.2.8.1.2.2.Pertinence pour le forage

La Propriété de rhéologie présente plusieurs avantages pour le processus de forage, qui sont les suivants :

- Élimination des boutures de l'anneau
- Pertes de charge dans le système de circulation
- Erosion du trou due au frottement du fluide
- Densité de circulation équivalente
- Surtensions / pressions d'écouvillon pendant les opérations de déclenchement
- Suspension des déblais et des matériaux de pondération
- Pressions requises pour amorcer la circulation [21].

I.2.8.1.2.3. Matériel de contrôle

La figure suivante représente l'appareil utilisé pour mesurer la viscosité.



Figure I.4. Marsh Funnel[22].



Figure.I.5. Viscometer [22].

I.2.8.1.2.4. caractéristiques à déterminer

Les caractéristiques à déterminer sont la Thixotropie, la viscosité plastique et la valeur de la ‘yield value’.

Détermination de la thixotropie

Au sein d'une suspension, les particules colloïdales peuvent se lier pour former un réseau continu, que l'on peut rompre à partir d'un certain seuil de contrainte. On obtient des systèmes ayant une viscosité élevée qui diminue lorsqu'on cisaille le

matériau, ce dernier pouvant se restructurer lorsqu'on relâche les contraintes, ce qui est caractéristique d'un matériau thixotrope. La thixotropie peut être estimée par l'évolution du gel en fonction du temps.

Selon la norme A.P.I, on détermine le gel 10 secondes (gel 0) et le gel 10 minutes (gel 10) avec le viscosimètre Fann. Le processus opératoire est le suivant :

Faire tourner le rotor à 600 tr/min pendant 10 secondes puis stopper le moteur en plaçant le bouton en position 'stop'. Après 10 secondes de l'arrêt complet du rotor tourner le rotor avec une vitesse de 3 tr/min.

Lire la déviation maximum sur le cadran : le nombre lu constitue le gel initial en livres par 100 pieds carrés 'Livres/100 Pieds²'.

Faire à nouveau tourner le rotor en grande vitesse pendant 10 secondes puis attendre 10 minutes sans toucher la boue et effectuer la même opération : le nombre maximum lu sur le cadran consiste le gel 10 minutes en 'Livres/100 Pieds²'.

viscosité plastique et la yield value

Ces déterminations se font à l'aide du viscosimètre *Fann* selon la norme A.P.I qui considère les valeurs des lectures en 600 et 300 tr/min.

$$V_p = \theta_{600} - \theta_{300}$$

V_p : viscosité plastique en (cP)

θ_{600} : lecture Fann 600 tr/min

θ_{300} : lecture Fann 300 tr/min

$$y_v = \theta_{600} - 2(\theta_{600} - \theta_{300})$$

y_v : yield value

θ_{600} : lecture Fann 600 tr/min

θ_{300} : lecture Fann 300 tr/min[20].



Figure.I.7.API filtre-presse [19]

I.2.8.1.3.Filtration

I.2.8.1.3.1.Definition

Le passage du filtrat dans la formation en raison de la pression différentielle. Si les solides ne peuvent pas bloquer les pores et / ou les fractures, la boue s'écoulera dans la formation (circulation perdue)[20].

I.2.8.1.3.2.Rôle de la filtration

Les phénomènes de la filtration de la boue sont extrêmement importants car ils conditionnent en partie :

- La vitesse d'avancement du forage
- La tenue des terrains forée
- L'envahissement des couches perméables

I.2.8.1.3.3.Matériel de contrôle

Deux types d'appareils sont normalisés, un filtre-presse dit A.P.I avec lequel la filtration s'opère à basse pression et à la température ambiante et un filtre-presse haute pression et haute température (HPHT).

I.2.8.1.3.3.1.Filtre presse A.P.I

La figure suivante représente le premier type des deux appareils pour trouver la valeur du filtrat.

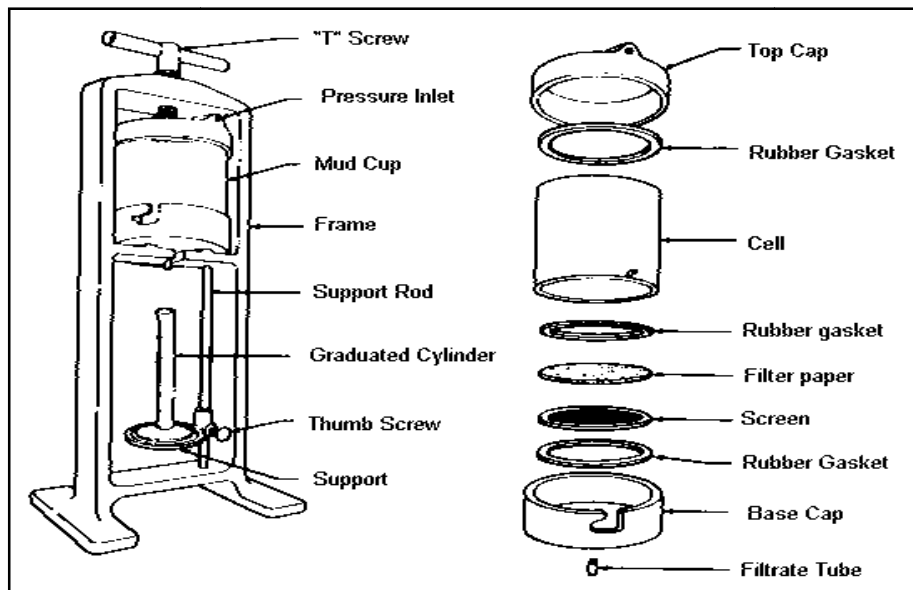


Figure.I.6.Schéma de filtre-presse A.P.I BAROID [19]

I.2.8.1.3.3.2. Le filtre-presse HPHT

La figure suivante représente le deuxième type des deux appareils pour trouver la valeur du filtrat.

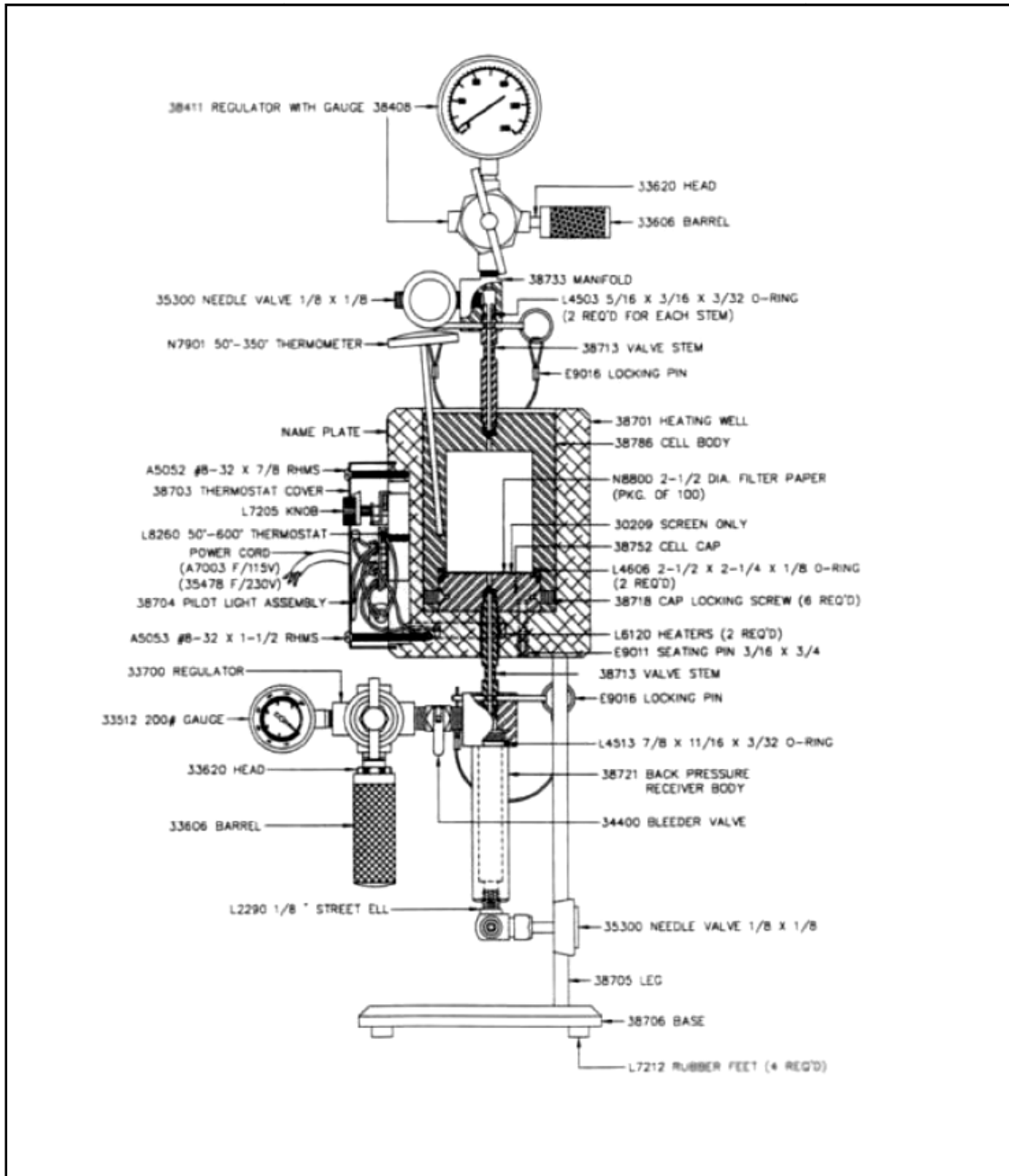


Figure.I.8.Schéma de filtre-presse HPHT Fann[19]



Figure.I.9.Filtre-press HPHT *Fann*[19].

I.2.8.2. Propriétés chimiques du fluide de forage

Il est nécessaire de contrôler les caractéristiques chimiques de la boue et cela en contrôlant les corps soluble existant dans la boue de forage, qui de leur tour peuvent influencer sur ces caractéristique physiques (rhéologie, filtrat...etc).

Ces corps peuvent provenir de la formation forée (chlorures, sulfates, carbonates, gaz carbonique ou sulfureux etc.). Dans ce cas ils joueront le rôle de contaminants. Ils peuvent être additionnés volontairement dans le cadre d'un type de boue donné (boue salée saturée, boue au gypse, boue à la chaux...etc.)[2]

I.2.8.2.1.PH

Une solution aqueuse peut contenir divers ions ; elle contient toujours, plus ou moins grande quantité, des ions H^+ et OH^- dissociés. Pratiquement le pH des boues couramment utilisées varie entre 6 et 13,5 environ. Les boues dont le pH est inférieur à 10,5 sont dites à bas pH, celles dont le pH est supérieur à 10,5 sont dites à pH élevé.

Le pH est mesuré :

- Soit par une méthode colorimétrie (papier pH ou indicateurs colorés);
- Soit par une méthode électrométrie (pH-mètre), au moyen d'électrodes en verre[23].

I.2.8.2.2. Dosage de la chaux éteinte dans la boue

Deux formules nous sont proposées pour déterminer la concentration en chaux éteinte dans la boue, elles sont basées sur l'alcalinité de la boue. Ces calculs ne s'effectuent que dans le cas de boues à la chaux.

I.2.8.2.3. Dosage des chlorures totaux dans la boue

Une solution saturée en sel à température ambiante contient environ 318 g/l de Na Cl, mais une boue salée saturée peut transporter de fines particules de sel non dissoutes et qui constituent ce que l'on appelle en terminologie boue le « sel en excès » ou « sel en réserve ».

Il est donc important de connaître la quantité totale de sel que contient la boue, pour savoir si l'on dispose d'une réserve de sel, permettant de maintenir la saturation à température élevée ou prévenir un ajout accidentel d'eau douce.

I.2.8.2.4. Dosage du sulfate de calcium total dans la boue

Une boue douce est saturée en CaSO_4 lorsque son filtrat en contient 2.2 g/l. Dans les boues au gypse, on ajoute toujours à la boue une quantité plus importante de gypse afin d'avoir une réserve d'ions calcium permettant de conserver la saturation au fur et à mesure de l'absorption des ions calcium par les argiles et marnes forées. Il est donc nécessaire de connaître la quantité de CaSO_4 total contenu dans la boue[2].

I.2.9. Avantages et les inconvénients de chaque boue

I.2.9.1. Boue à base d'huile

La boue de forage à base d'huile présente de nombreux avantages et des inconvénients, qui sont les suivants

Avantages

- Lubrifiant ;
- Moins sensible aux contaminants ;
- Forage à densité inférieure ou égale à 1 ;
- Meilleur calibrage du trou ;

Inconvénients

- Sensibilité à l'eau et à certains bruts ;
- Risque de sédimentation des alourdissant ;
- Manipulation salissante ;
- Risque d'incendie ;
- Détérioration des caoutchoucs ne résistant pas aux hydrocarbures ;
- Difficultés pour déceler la présence d'huile de formation dans les déblais ;
- Prix de revient au moins plus élevé que les boues à l'eau ;
- Logistique plus importante ;

I.2.9.2. Boue à base d'eau

La boue de forage à base d'eau présente de nombreux avantages et des inconvénients, qui sont les suivants :

Avantages

- Sécurité, santé et environnement.

Inconvénients

- L'eau mouille les roches et pénètre facilement dans les pores ;
- Hydratation des argiles ;
- Dissolution des sels (chlorures les plus solubles) ;
- Filtration dans les formations poreuses perméables ;
- Endommagement des formations (colmatage, précipités) ;
- Réaction possible avec les fluides de formation ;[4]

Chapitre II

Comparaison du fluide de forage WBM et OBM.

Chapitre II

Comparaison du fluide de forage WBM et OBM

Introduction

Le succès de l'exploration de puits de pétrole dans des conditions idéales, grâce à la sélection correcte du fluide de forage utilisé dans tous les aspects (efficacité, économie, Environnement,).

Dans ce chapitre, nous ferons une comparaison superficielle entre les fluides de forage WBM et OBM, en termes de propriétés, de composition, de performances, d'économie et d'aspects environnementaux.

II-1-Comparaison par phase [26]

(BBR-4 Mud Program, ENF 49,2019).

Le tableau suivant représente la relation entre le numéro de phase et le type de fluide de forage utilisé.

Tableau.II.1.La relation entre la phase et le type de fluide de forage.

La phase	Type fluide de forage.
36 26 22	WBM
17 12 8 6	OBM

II-2-Comparaison par Propriétés

II-2-1-Fluide de forage à base d'eau (phase 36 pour exemple)

II.2.1.1.Composition des fluides

Le tableau représente les principaux composants utilisés dans la préparation du fluide de forage à base d'eau pour la phase 36.

Tableau. II.2. Composition des fluides WBM.

Bentonite	80 kg/m ³
Soude caustique	0.5 kg/m ³
Soude Ash	1 kg/m ³
PolySal HT	1 kg/m ³

La boue spud pour cet intervalle sera construite à l'aide de Bentonite pré-hydratée.

L'eau d'appoint doit être vérifiée et traitée pour la dureté, car sa dureté est principalement du calcium. Le carbonate de sodium est utilisé pour traiter le calcium. Le traitement du magnésium avec de la soude caustique doit être précédé d'un traitement au calcium.

De la bentonite sera ensuite ajoutée à l'eau de forage prétraitée à une concentration de +/- 80 kg / m³ pour former une boue visqueuse qui doit être laissée au moins quatre heures pour s'hydrater.

Environ 1 à 2 tonnes de PolySal HT seront ajoutées à un lot de 30m³ de boue à faible teneur en bentonite qui sera ajoutée au système de circulation total avant d'atteindre le point de cuvelage.

II-2-1-2-Propriétés de boue

Le tableau suivant représente les propriétés physiques et chimiques du fluide de forage à base d'eau pour la phase 36.

Tableau. II.3. Propriétés de boue WBM.

Mud weight	1.05 sg
YP	50 lbs/100 ft ²
Funnl viscosity	60-80 sec/qt
Gels 10 sec / 10 min	20/40 lbs/100 ft ²
API Perte de fluide	Moins de 20 cc's avant le boîtier
PH	12
MBT	80-110/m ³ equivalent bentonite

II-2-1-3-Discutez des propriétés

- Mud Weight

Étant donné que cette section se compose principalement de grès lâche, il est évidemment nécessaire de garder le poids de la boue aussi bas que possible pour réduire le risque d'induire des pertes en formation. Par conséquent, une dilution suffisante doit être faite et tout l'équipement de commande solide doit être exécuté pour maintenir le poids de boue possible minimum. Le poids de la boue ne doit pas dépasser 1,08 sg avant que la boue passe au-dessus des écrans Shakers. Les solides à faible gravité, LGS, doit être maintenu autour de 5 % en volume.

- Propriétés rhéologiques

Dans la section 36 , la faible vitesse annulaire nécessitera un point de rendement élevé pour faciliter l'efficacité du transport des boutures et assurer un bon nettoyage des trous. Il convient de noter qu'en raison du trou relativement grand, et afin d'assurer un bon nettoyage des trous, pilules à haute viscosité, mélangé avec 100 – 120 Kg/m³ de Bentonite, doit être pompé pour le nettoyage de trou plus loin. Le point de rendement ne doit pas descendre en dessous de 50 lb/100 ft².

- Gels

La valeur initiale des gels doit être d'au moins 20 lb/100ft² et les gels de 10 minutes 40 lb/100ft² afin de fournir une bonne suspension de coupe dans les conditions statiques.

- API Perte de liquide

En raison de la nature de la formation dans cette section, des contrôles serrés sur les propriétés de filtration ne semblent pas nécessaires. Cependant, la perte de fluide pourrait être contrôlée à 20 cc's à +/- 15m avant d'atteindre la TD.

- PH

Le pH de la boue doit être conservé à 12 afin de maintenir une alcaline appropriée.

I-2-2-Fluides de forage à base d'huile(phase 12 pour exemple)

I-2-2-1-Composition des fluides

Le tableau représente les principaux composants utilisés dans la préparation du fluide de forage à base d'huile pour la phase 12.

Tableau.II.4.Composition des fluides OBM

DIESEL	577 L/m ³
WATER	246 L/m ³
MEGADRIVE P	11.4 Kg/m ³
MEGADRIVE S	2.85 kg/m ³
VG-69	11.4 kg/m ³
VERSATROL M	7.13 kg/m ³
LIME	28 kg/m ³
NaCl	87.15 kg/m ³
BARITE	410.98 kg/m ³

I-2-2-2-Propriétés de boue

Le tableau suivant représente les propriétés physiques et chimiques du fluide de forage à base d'huile pour la phase 12.

Tableau.II.5. Propriétés de boue OBM

Mud Weight	1.30
YP	18-24 Ib/100ft
PV(cp)	ALAP
Gels (10sec/10 min)	12/18
HT-HP @ 200o F & 500 psi	<4 cc's
Electrical Stability	>600 volts
NaCl g/l eau	320
Alkalinity (Pom)	2 -2.5 cc's of 0.1 N H ₂ SO ₄
LGS % by volume	<5
Oil Water Ratio	70/30

I-2-2-3-Discutez des propriétés

- Mud Weight

Le poids initial de l'argile sera ajusté pour être d'au moins 1,30 SG avant de commencer à forer la section.

La densité de l'argile peut être augmentée en fonction de l'état du trou.

- Propriétés rhéologiques et hydrauliques

Le point de rendement doit être suffisant pour nettoyer correctement le trou, améliorer le trou en bas et les bits hydrauliques. Il devrait également aider le contrôle des solides en facilitant le décrochage des solides au système de surface.

Les propriétés rhéologiques doivent toujours être ajustées avec le débit pour s'assurer que le débit turbulent ne se produit pas.

- HPHT

La perte de liquide HPHT, mesurée à 200 °F et 500 psi pression différentielle, doit être contrôlée à 4 cc/30 min.

Les valeurs initiales dans un OBM nouvellement mélangé seront plus élevées, autour de 10 cc ou plus, mais il diminuera dès que la boue sera distribuée dans le trou, cisalé à travers les buses de bits et le réchauffement avec la température du trou inférieur.

- Rapport O / W

Après le déplacement, le rapport O / W doit être ajusté à 70/30. Diluer avec de la boue qui a un O / W de 90/10 dérivera le rapport O/ W à 85/15 à la fin de la section, afin d'avoir la boue prête à être lestée pour la section suivante.

Cela aidera également à réduire le point de rendement à la valeur souhaitée à la fin de la section.

- Stabilité électrique

Lorsque le système est nouvellement mélangé, la stabilité électrique fonctionnera généralement à + 400 volts. Il augmentera vers + 800 volts après le cisaillement du trépan et les ajouts d'émulsifiants et de chaux.

- Alcalinité

Le contrôle de l'alcalinité sera obtenu grâce à des ajouts de chaux qui maximiseront les performances des émulsifiants, amélioreront la stabilité de l'émulsion à des températures plus élevées et fonctionneront comme un indicateur de la contamination des gaz acides en raison de la diminution rapide de l'alcalinité.

- LGS%

Les solides à faible gravité doivent être conservés à moins de 5 % au moyen d'équipements de commande solides, tels que le nettoyeur de boue et le système de double centrifugeuses en mode de récupération de barite.

Les aspects suivants concernaient deux puits différents

Puits GBF-5: Foré avec la boue de forage a base d'eau(WBM).

Puits HMN-4 : Foré avec la boue de forage à base d'huile(OBM).

II-3-Comparaison par durée de forage [4]

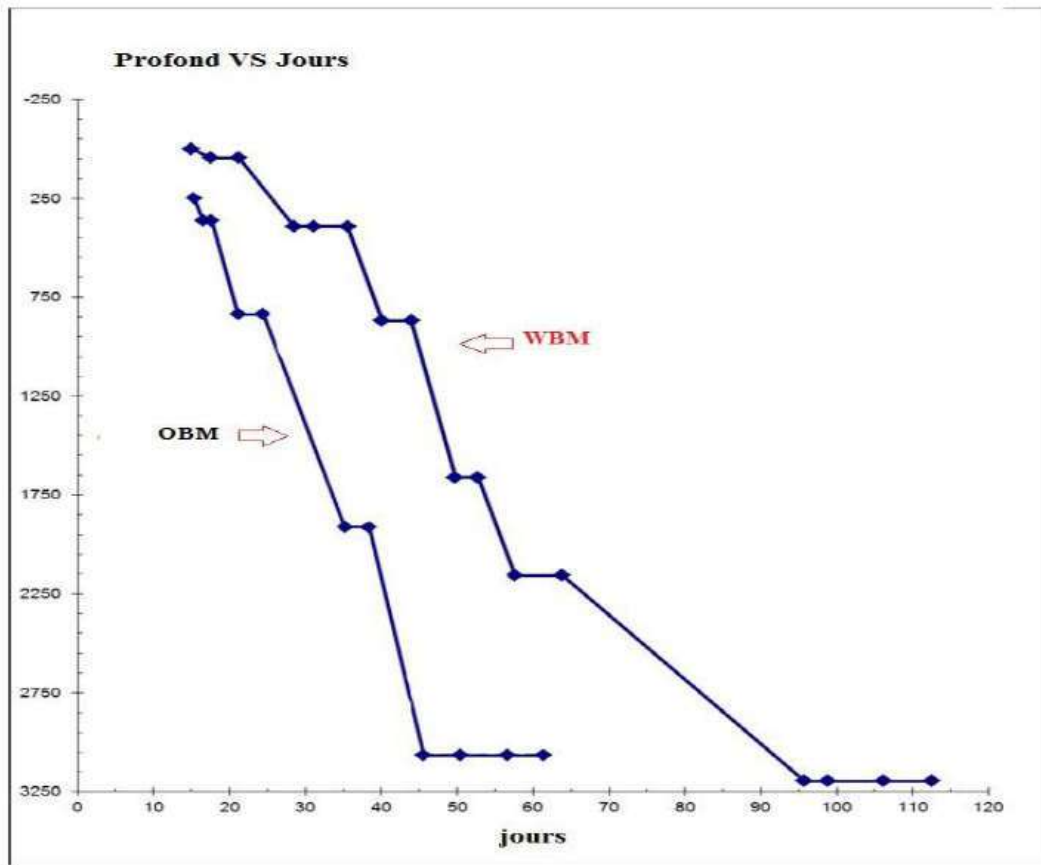


Figure II.1: la profondeur forée en fonction des jours .BASP

II-4-Comparaison par volume de boue utilisé [4]

Le tableau suivant présente les volumes des fluides de forage utilisé.

Tableau II.6: Volume des fluides de forage utilisé dans la phase 12''^{1/4}[BASP].

Type de fluide de forage	Volume utilisé bbl
OBM	1071
WBM	1608

D'après les données montrées dans le tableau on a constaté que le forage avec WBM nécessite un volume plus important que le forage OBM.

II-5- Comparaison par coût [4]

Le tableau suivant présente le coût de chaque fluide de forages utilisé.

Tableau.II.7.Le coût du fluide de forage

Type de fluide de forage	Coût
OBM	45 \$/bbl
WBM	25 \$/bbl
OBM	137 \$/m
WBM	92 \$/m

Si nous regardons le coût total, le coût du volume est le suivant :

OBM: $1071 * 45 = 48195$ dollars

WBM: $1608 * 25 = 40200$ dollars

Autrement dit, le coût du OBM est égal à 1,2 fois le coût de WBM

Si l'on regarde le coût total, le coût par mètre foré est le suivant

OBM: $1127 * 137 = 154399$ dollars

WBM: $942 * 92 = 86664$ dollars

Autrement dit, le coût du OBM est 1,8 fois le coût de WBM

Remarque: les valeurs précédentes concernaient la phase 12^{1/4}[BASP].

II-6-Comparaison par pollution environnementale [4]

On peut citer la source d'origine de chaque fluide de forages utilisés dans les puits en fonction de l'impact environnemental :

- OBM : Une source polluante pour l'environnement
- WBM : Une source non polluante pour l'environnement

Le fluide de forage à base d'eau ne pollue pas l'environnement, contrairement aux fluides de forage pétrolier, en raison d'additifs, et ce dernier est stocké dans des bassins appelés "bourbiers", ce qui est plus dangereux s'il ne se produit pas Traitement.

Conclusion

Après avoir discuté dans ce chapitre de la différence entre le OBM et WBM sous plusieurs aspects, et les caractéristiques de chaque type de boue de forage, il n'est pas clair pour nous qu'il existe un danger de fluide de forage sur l'environnement, en particulier le OBM, alors qui nous vient ici à la question suivante? Comment la boue de forage est-elle traitée? C'est ce que nous essaierons d'apprendre dans le chapitre suivant.

Chapitre III
Traitement de la boue
de forage

Chapitre III

Traitement de la boue de forage

Introduction

Au cours du processus de forage pétrolier, il faut disposer d'un fluide de forage adapté, mais le problème réside dans deux choses: le premier est que le fluide de forage subit des modifications de ses propriétés physiques et chimiques, en particulier le fluide de forage à base d'eau, et le second est qu'il pollue l'environnement, en particulier le fluide de forage à base de huile.

Dans ce chapitre, nous discuterons des méthodes les plus importantes de traitement des boues de forage et des avantages de chaque méthode par rapport à l'autre.

III.1.Étapes de base pour le traitement de la boue de forage

Il existe deux types de traitement appliqués au fluide de forage: Traitement pendant le forage (procédé online), et traitement après la fin du processus de forage (procédé offline).

Les traitements en modes online : ou le prestataire de service de traitement intervient en parallèle avec les travaux de construction du puits.

Les traitements en mode offline: ou le prestataire de service de traitement intervient après la fin des travaux sur un puits donné et le déménagement de l'appareil de forage.



Figure III-1-Aperçu du traitement des déchets [27].

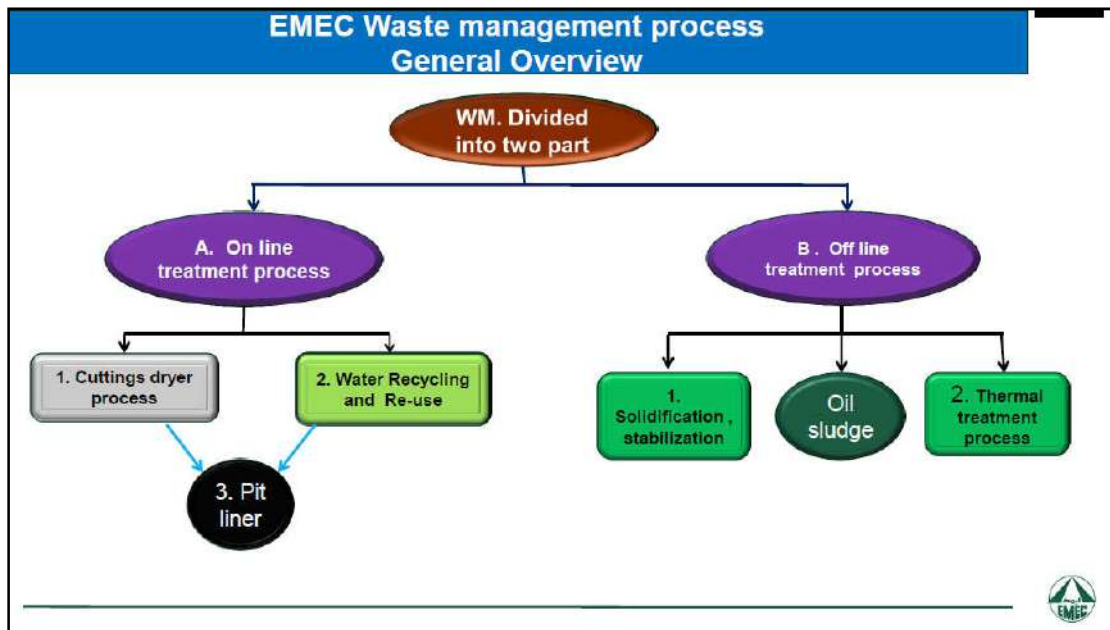


Figure III-2-Aperçu du processus de traitement des déchets[27].

III.2.procédé ON-LINE

Il est divisé en deux parties :

- Traitement mécanique.
- Traitement chimique.

III.2.1.Traitement mécanique

III.2.1.1.définition

Aussi appelé solide control (SC).

Le contrôle des solides consiste à éliminer progressivement les solides du grossier au meilleur afin de réduire les pourcentages de sol dispersé dans la boue de forage [28].

III.2.1.2.Objectif

- Réduire le % OOC après le traitement.
- Réduire l'impact environnemental.
- Réduire les coûts de traitement.
- Réduire les coûts de transport des cuttings.
- Renvoyer le volume maximal d'OBM séparé sur le système de boue.
- Traitez l'OBM séparé par la centrifugeuse pour réduire le LGS aussi bas que possible.
- Recyclage de l'eau[27].

III.2.1.3.Équipement de traitement mécanique(SCE)

Il est important de réduire l'accumulation de solides dans le fluide de forage car il affecte les performances de forage, Il peut encourager les problèmes de fosse.

Un ensemble d'équipements est disponible pour éliminer les solides du fluide de forage et ils sont comme suit :

- Scalping Shaker
- Shale-Shakers
- Desander
- Desilter
- Mud Cleaner
- Centrifuges[29].



Figure III.3.Certains équipements de traitement mécanique [30]

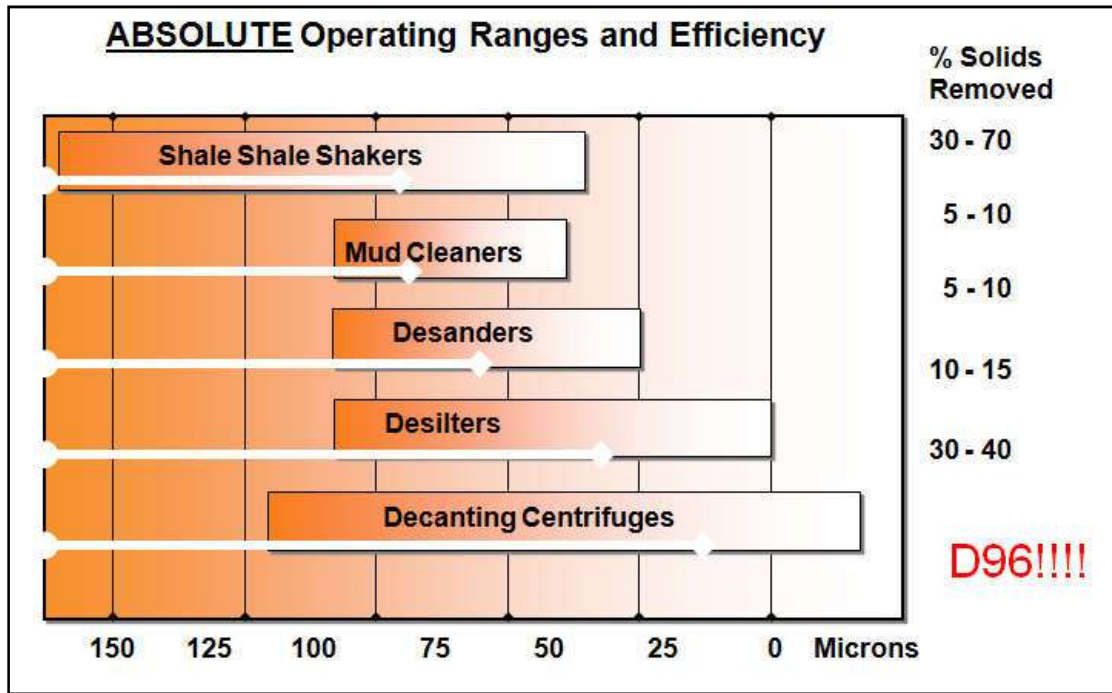


Figure III.4.plages de fonctionnement absolues et efficacité [31].

Le tableau.III.1.consigne les différents diamètres obtenus par le traitement mécanique des déblais.

Tableau.III.1.chaine de traitement mécanique [28].

Equipement	L'étendue de la séparation
shaker	Égal ou supérieur 74µm Selon les (screens) utilisés
Desander	Égal ou supérieur 44µm
Desilter	Égal ou supérieur 24µm
Centrifuge	Égal ou supérieur 5µm

III.2.1.4.Description de procédé

Les déblais sont passés à partir du tamis vibrant vers le verti-G à l'aide des vis infinies appelé Auger; ces déblais entrent par l'admission supérieure de cône et tombent sur un rotor conique qui tour à 680 tr/min.

Les cuttings sont séparés grâce à cette vitesse différentielle (vitesse de rotor conique) donc le liquide traverse le tamis et les solides sont entraînés vers la base du cône à l'état poudre et leur teneur en huile est inférieure à 5%. (Oil On Cuttings< 5%) 5% OOC.

Le liquide précédent est dirigé vers la centrifuge horizontale (centrifuge 414 de 1900 tr/min) pour récupérer le fluide vers les bacs de forage et le reste est renvoyé vers wetcuttings (teneur en huile > 22%) pour l'opération de TDU (Thermal désorption unit)[32].

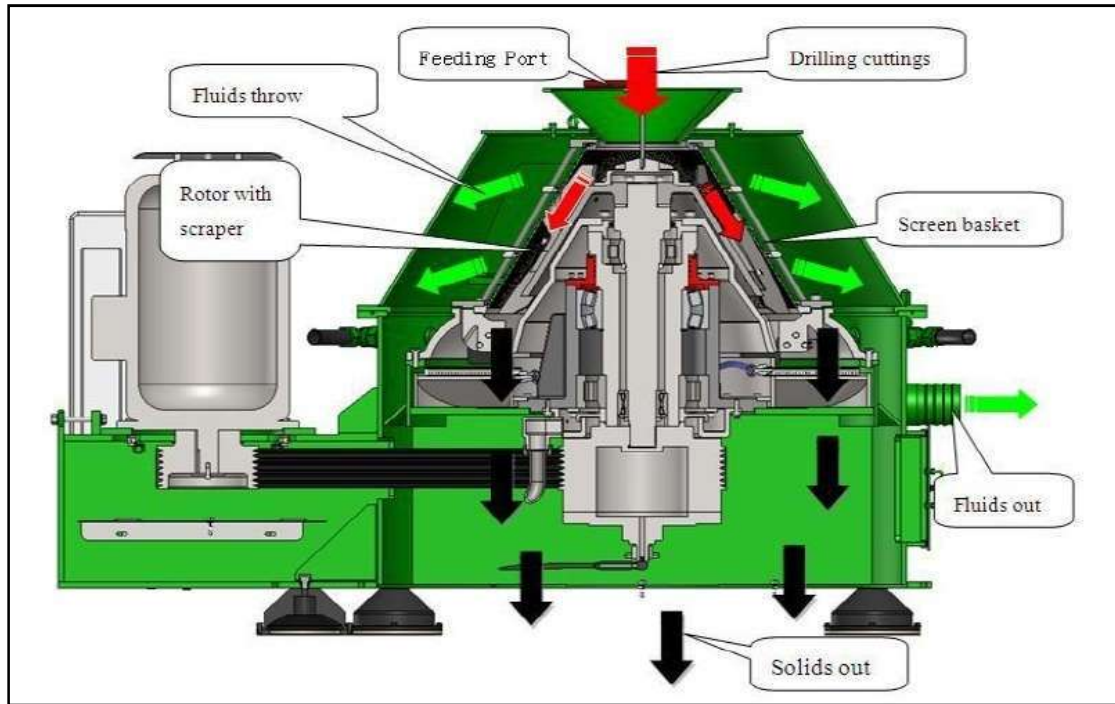


Figure.III.5.principe de fonctionnement de Verti-G[33].

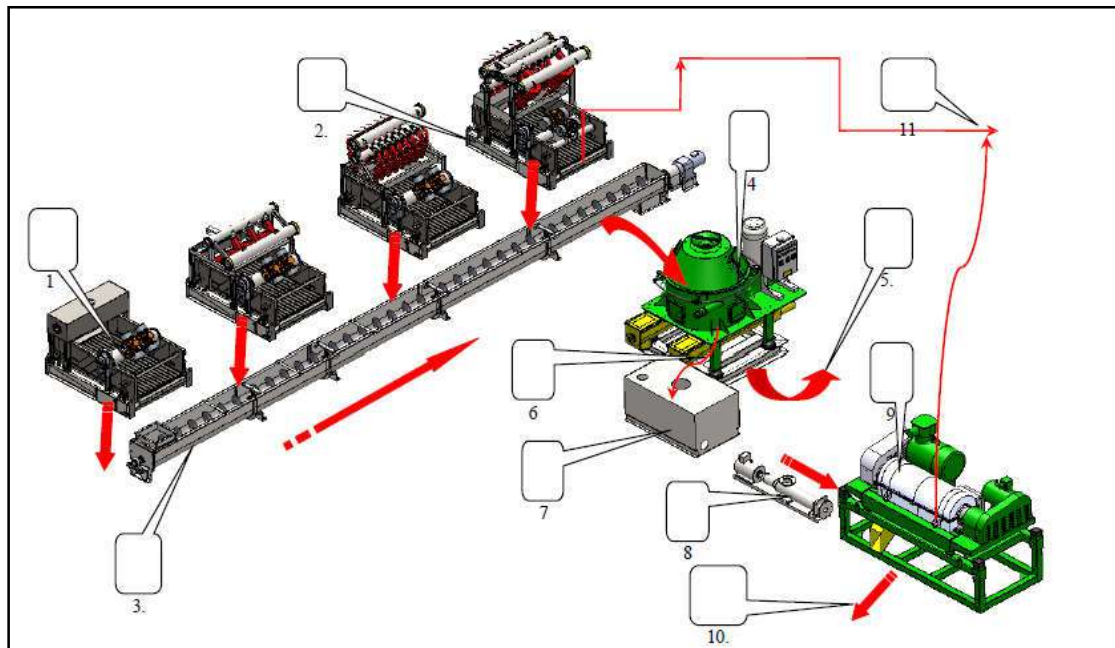


Figure.III.6.l'installation de fonctionnement de vortex (verti-G)[33].

1-shale shaker; 2-mud cleaner; 3-auger conveyor; 4-vertical cuttings dryer; 5-waste discharge;6-recovery of mud; 7-Collection Tank; 8-centrifuge feeding pump or screw pump; 9-centrifuge 10-solid discharge port; 11-Clean mud recovery mud system

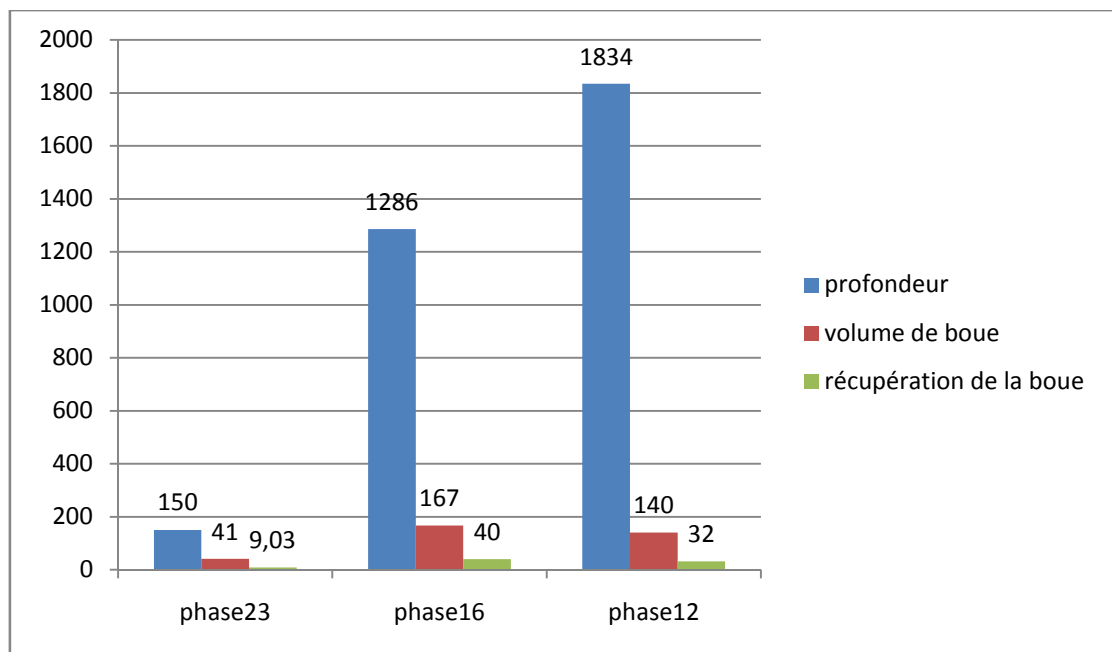
III.2.1.5.Les résultats obtenus par traitement mécanique[27]

III.2.1.5.1.performance les tamis vibrant

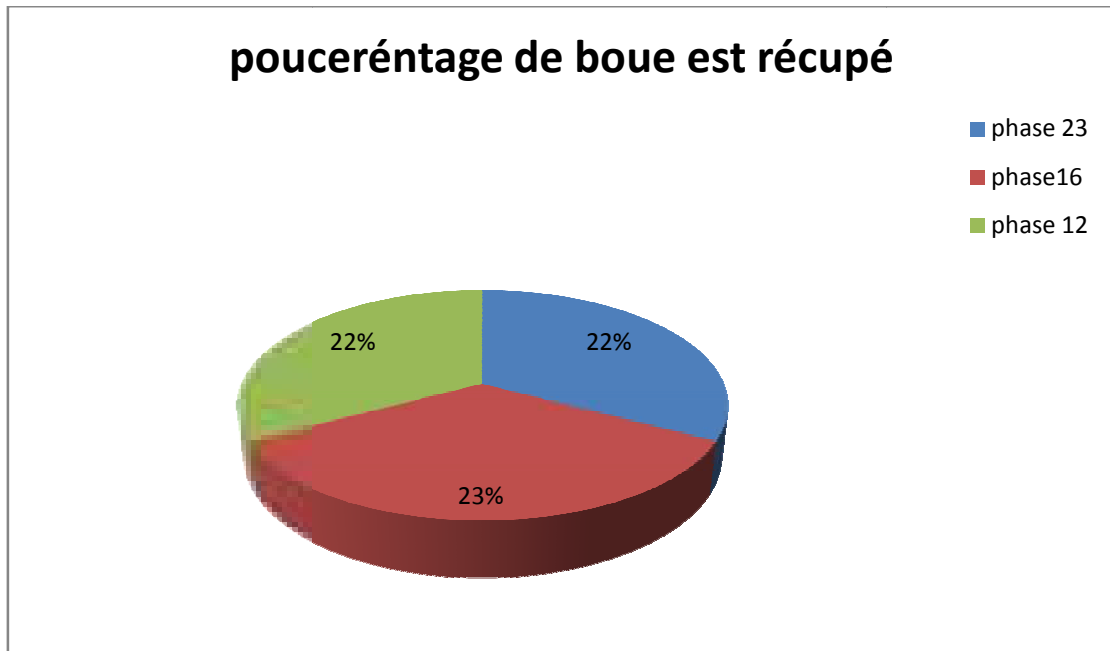
Tableau III-2-récupération de la boue

phase	Profondeur de forage (m)	Volume de boue (m ³)	Récupération de la boue (m ³)
23	150	41	9.03
16	1286	167	40
12 ^{1/4}	1834	140	32

Ces résultats sont adaptés de EMEC, l'emplacement dans le sud du Sinaï, le nom de la plate-forme de forage (ST-1),Là où le pourcentage de récupération d'argile représente pour trois phases différentes (23, 16 et 12^{1/4}), on remarque que le plus grand volume récupéré est en phase 16 avec un volume de 40 m³, suivi par la phase 23 avec un volume de 32m³, puis la phase 12^{1/4} avec une taille de 9,03m³, mais si on voit le taux de récupération, il est égal dans les trois phases.



Histogramme des résultats de l'analyse du taux de récupération la boue.



Un cercle proportionnel représentant le taux de récupération de boue pour les trois phases

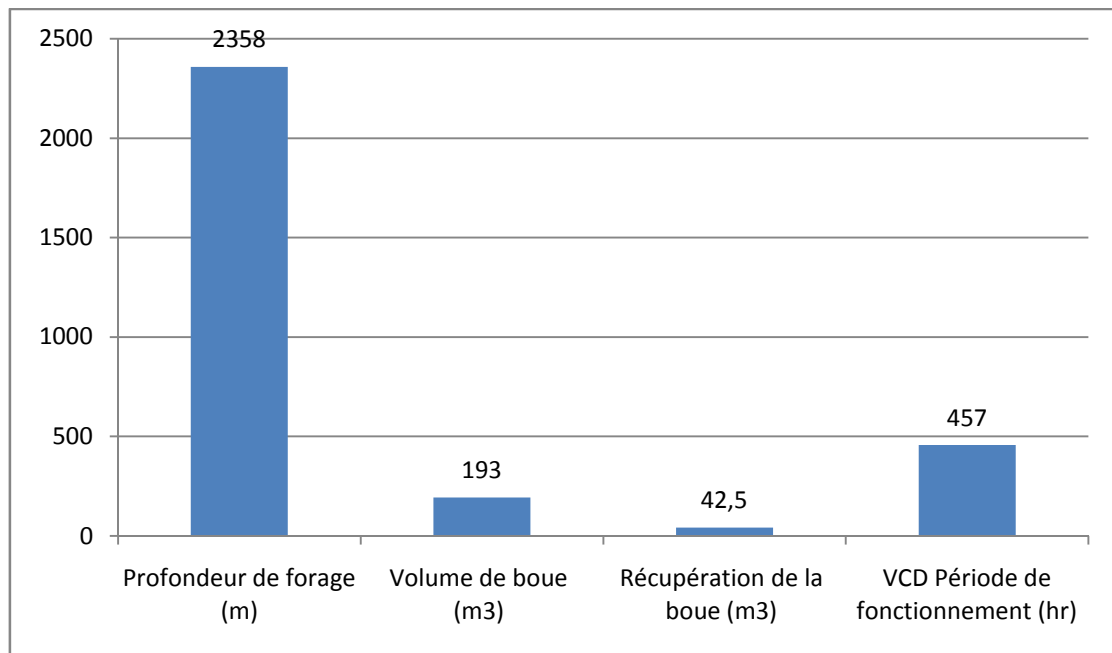
III.2.1.5.2.performance Vertical Dryer (Verti-G Dryer)

TableauIII-3-Résultats de récupération de boue et d'huile.

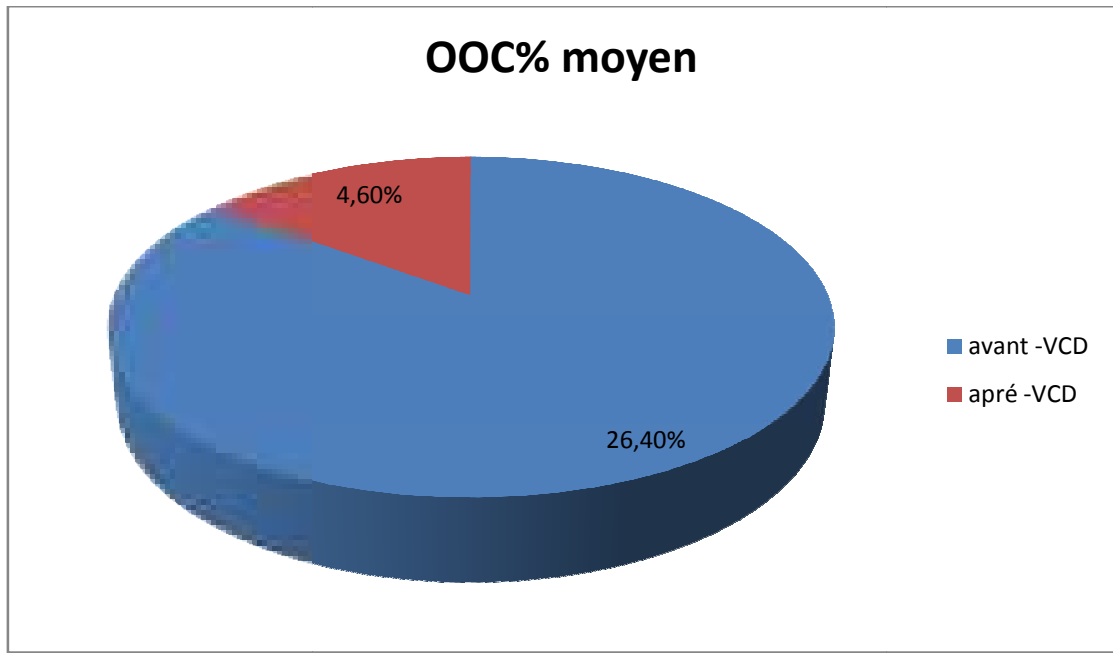
	Phase 12 ^{1/4}	Phase 12 ^{1/4}	Total
Densité (SG)	1.75 – 1.80	1.80 -1.90	1.47 -1.90
Profondeur de forage (m)	918	1440	2358
Volume de boue (m ³)	75	118	193
Période de fonctionnement (hr)	136	321	457
Récupération de la boue (m ³)	17.5	25.0	42.5
OOC% moyen avant –traitement	26.9	25.6	26.25

OOC% moyen après -traitement	4	3.95	4.0
---------------------------------	---	------	-----

Les résultats sont issus de la même entreprise et du site et de la plate-forme de forage, mais pour une seule phase (12^{1/4}), et ils représentent la quantité de boue récupérée, où un volume de 42m³ sur 193m³ a été récupéré, ainsi que le pourcentage d'huile avant traitement et après traitement où il y a eu une diminution de 26 % à 4 %, ce qui est un pourcentage acceptable (inférieur à 5 %).



Histogramme des résultats de l'analyse du taux de récupération la boue.



Un cercle proportionnel représentant le pourcentage d'huile avant et après traitement



Figure.III.7.Cutting avant et après le traitement [30].

III-2-2-Traitement chimique(Traitement de la contamination des fluides de forage)[34]

III.2.2.1.Objectif

Maintien des propriétés physiques et chimiques du fluide de forage.

III.2.2.2.Facteurs affectant la gravité de la contamination

- Type de système de boue
- Type de contaminant
- Concentration de contaminant
- Type et concentration de solides

III.2.2.3.Définition de la contamination

Un contaminant est tout type de matériau: Solide, Liquide, gaz qui a un effet néfaste sur les caractéristiques physiques ou chimiques d'un fluide de forage.

III.2.2.4.Contamination par l'anhydrite ou le gypse

III.2.2.4.1.Impact sur les propriétés

MW	Pas de changement
FV	Augmenter
PV	Aucun changement à une légère augmentation
YP	Augmenter
Perte de fluide	Augmenter
Solides	Pas de changement

III.2.2.4.2.Traitement de l'anhydrite / Gyp

- Augmenter la concentration de défloculants
- Utilisez du carbonate de sodium pour précipiter le calcium sous forme de carbonate de calcium CaCO_3 insoluble
- Utilisez de la soude caustique ou de la potasse caustique pour maintenir le pH entre 9,5 et 10,5

-Avec un pH supérieur à 9,7, l'ion bicarbonate se transforme en carbonate. Il réagit ensuite avec le filtrat calcique pour précipiter CaCO₃

III.2.2.5.Contamination par le ciment

III.2.2.5.1.Impact sur les propriétés

MW	Pas de changement
FV	Augmenter
PV	Aucun changement à une légère augmentation
YP	Grande augmentation
Perte de fluide	Augmenter
Solides	Aucun changement à une légère augmentation

III.2.2.5.2.Traitement du ciment

-Augmenter la concentration de défloculants

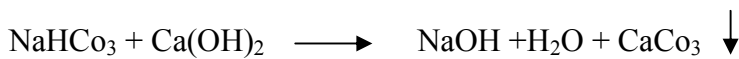
-Lorsque le ciment devient soluble, le ciment augmente l'alcalinité, donc aucun produit chimique à pH élevé ne doit être ajouté avec les défloculants

-Utilisez du carbonate de sodium, du bicarbonate de soude pour précipiter le calcium

-Lors de l'utilisation du système polymère, les polymères seront hydrolysés avec de l'eau à pH élevé, abaissez donc le pH et précipitez immédiatement le calcium.

-Utilisez de l'acide citrique (H₃C₆H₅O₇) car il précipite le ciment sous forme de citrate de calcium et réduit le pH

-Le bicarbonate de sodium précipite le calcium et abaisse le pH



-Ne pas trop traiter, car cela peut entraîner un problème de carbonate

III.2.2.6. Contamination carbonatée

III.2.2.6.1. Impact sur les propriétés

MW	Pas de changement
FV	Légère augmentation
PV	Pas de changement
YP	Légère augmentation
PH	Diminution
Pm	Diminution
Pf	Augmente généralement
Mf	Augmenter
Ca ⁺²	Diminution
Cl ⁻	Pas de changement
Perte de fluide	Légère augmentation
solides	Pas de changement

III.2.2.6.2. Traitement des carbonates

-Le traitement est compliqué car les ions HCO₃ et CO₃ peuvent coexister à différents niveaux de pH

-L'ion dioxyde de carbone ne peut être traité qu'avec du calcium libre

-À un pH de 11,7, les ions bicarbonate sont transformés en ions carbonate

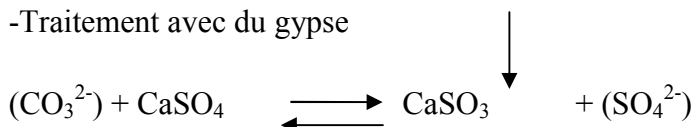
-Les ions HCO₃ doivent être convertis en ions CO₃ avec des ions hydroxyles. Le pH doit être augmenté à 10,3 (max 11,3). Le calcium est ensuite ajouté au CO₃ et il devrait y avoir environ 150-200 mg / l de calcium libre dans le système

-Si le pH est inférieur à 10,3, on utilise de la chaux (ions hydroxyle et calcium).

-Traitement à la chaux



-Traitement avec du gypse



-Si le pH descend en dessous de 10, les carbonates sont convertis en bicarbonate. Les résultats peuvent être une viscosité et une résistance du gel très élevées

III.2.2.7. Contamination par le sel**III.2.2.7.1. Impact sur les propriétés**

MW	Dépend du type
FV	Augmenter
PV	Augmenter (si grande concentration de sel)
YP	Augmenter
PH	Diminution
Pm	Diminution
Pf	Diminution
Mf	Diminution
Ca ²⁺	Augmentation légère à significative selon le type de sel
Cl ⁻	Augmenter
Perte de fluide	Augmenter
solides	La cornue indique une augmentation

III.2.2.7.2. Traitement au sel

-Nous convertissons le système de boue en un système de sel imprégné ou le déplaçons avec un système de base d'huile ou synthétique pour empêcher l'expansion du trou de forage si une grande section de sel doit être forée.

-N'oubliez pas que lorsque la température d'une solution saline augmente, la solubilité du sel dans cette solution augmente. Ainsi, un système saturé à température de surface est capable de retenir plus de sel en solution à des températures élevées.

III.3. procédé OFF-LINE (traitement de bourbes)**III.3.1. Définition de bourbes**

Dans le domaine de l'exploitation pétrolière, une panoplie des produits chimiques est employée dans la formulation des boues de forage. Ces composés de natures différentes et dont la toxicité et la biodégradabilité sont des paramètres mal définis, sont cependant déversés dans la nature. En plus des hydrocarbures (HC, tels que le gazole) constituant majeur des boues à base d'huile, on note les déversements accidentels du pétrole, ainsi que d'une variété d'autres produits et additifs spéciaux (tensioactifs, polymères, ..) qui peuvent exister sur les sites de forage. Ces rejets sont généralement stockés dans des endroits appelés 'bourbiers'[32].



Figure.III.8.Bourbiers étanche avant le forage[32].



Figure.III.9.Bourbiers après une opération de forage[32].

À son tour, ce processus est divisé en deux types de traitement :

- solidification-stabilisation.
- Traitement thermique.

III.3.2.L'objectif principal du traitement

L'objectif principal est d'éliminer les déchets de forage d'une manière sûre, économique et respectueuse de l'environnement.

III.3.3. Traitement par solidification/stabilisation**Description de procédé**

1-Les boutures non traitées sont chargées à l'aide d'un chargeur frontal et transférées dans la trémie d'alimentation.

2-Les déblais non traités sont conduits mécaniquement par un convoyeur incliné vers le mélangeur où le mélange est réalisé en utilisant le ciment et la solution de silicate.

3-Le ciment est transporté mécaniquement vers le mélangeur, la quantité utilisée dépend de la typologie des déblais.

4-La solution de silicate est préparée dans deux cuves spéciales qui fonctionnent par vannes d'alternance pour contrôler la continuité du processus, la quantité utilisée dépend de la typologie des déblais.

5-Le mélange (boutures / ciment / solution de silicate) sortant du mélangeur est versé dans une fosse réceptrice avant d'être laissé au séchage.

6-Après trois jours de séchage, les produits traités sont prêts à être transférés dans la fosse propre d'origine[27].



Figure III-5-Equipement de solidification.[19]



Figure III-6- Unite de soldification[27].

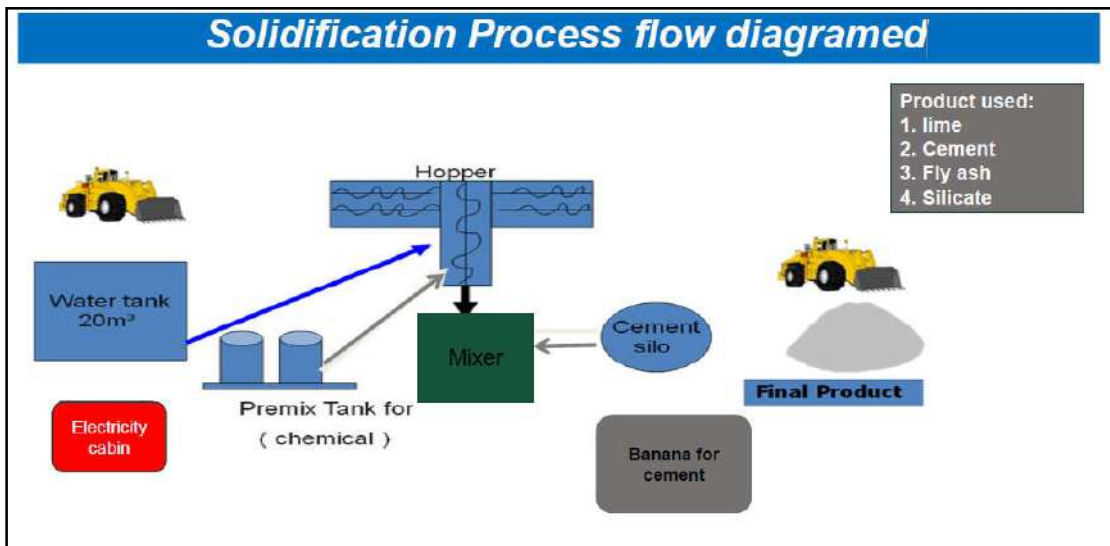


Figure.III.9. Schéma fonctionnel d'une unité de Stabilisation Solidification[27].

III.3.4.Traitement thermique

III.3.4.1.Introduction

L'unité de désorption thermique (TDU) est une technologie conçue pour séparer les constituants organiques de la boue, du sable, du gâteau de filtration et réduire les déchets dangereux et les sols contaminés en atmosphère non oxydante sans détruire les hydrocarbures par chauffage.

La technologie TDU a été largement utilisée pour la gestion des déchets et la récupération de l'huile des déchets en tant que produit vendable dans le monde entier [27].

III.3.4.2.Définition

La désorption thermique est un terme appliqué à de nombreux types de technologies d'assainissement des sols. Toutes ces technologies consistent fondamentalement d'un processus en deux étapes:

Étape 1, la chaleur est appliquée à un matériau contaminé, tel que le sol, les sédiments, les boues ou le gâteau de filtration, pour vaporiser les contaminants dans un courant de gaz.

Étape 2, le gaz est traité pour répondre aux exigences réglementaires avant le rejet. Diverses technologies de traitement des gaz sont utilisées pour collecter, condenser ou détruire ces gaz volatils[27].

III.3.4.3.Principe de la désorption thermique

La désorption thermique consiste à appliquer de la chaleur pour extraire du sable par volatilisation des polluants volatils et semi-volatils.

Le procédé de désorption thermique est surtout utilisé lorsque le venting atteint ses limites (sols trop imperméables ou composés semi-volatils difficilement extractibles). Le sable est chauffé à grande température, ce qui provoque une élévation de la température ayant pour effet de favoriser la désorption des contaminants fortement adsorbés par le sable, d'augmenter la tension de vapeur des composés peu volatils afin de pouvoir les volatiliser et les extraire en phase gazeuse. Les composés volatilisés sont par la suite récupérés via un réseau d'extraction[35].

III.3.4.4.Description du processus de traitement

Les déblais sont déchargés dans un cône (hopper) puis transférés vers le four (drum) portés à une température de 900 C⁰. Après un certain temps les cuttings se transforment en cendre, en gaz et en poussière.

Les solides sont dirigés vers le pugmill pour refroidir et dégagés dans la nature à zéro décharge (0% oil).

Dans la deuxième sortie de four il ya un eau+huile+poussière qui sont passés à un ventilateur puis à un condenseur (échangeur de chaleur) pour récupérer les poussières pour le dégagement vers la nature.

Le reste (eau+huile) entre dans un séparateur oil/water. Donc on récupère l'huile pour deux choses, la première pour l'alimentation de four en énergie (gasoil). Et la deuxième

pour une autre utilisation et l'eau est utilisée soit dans le pugmill pour le refroidissement ou soit pour un autre utilisation [32].

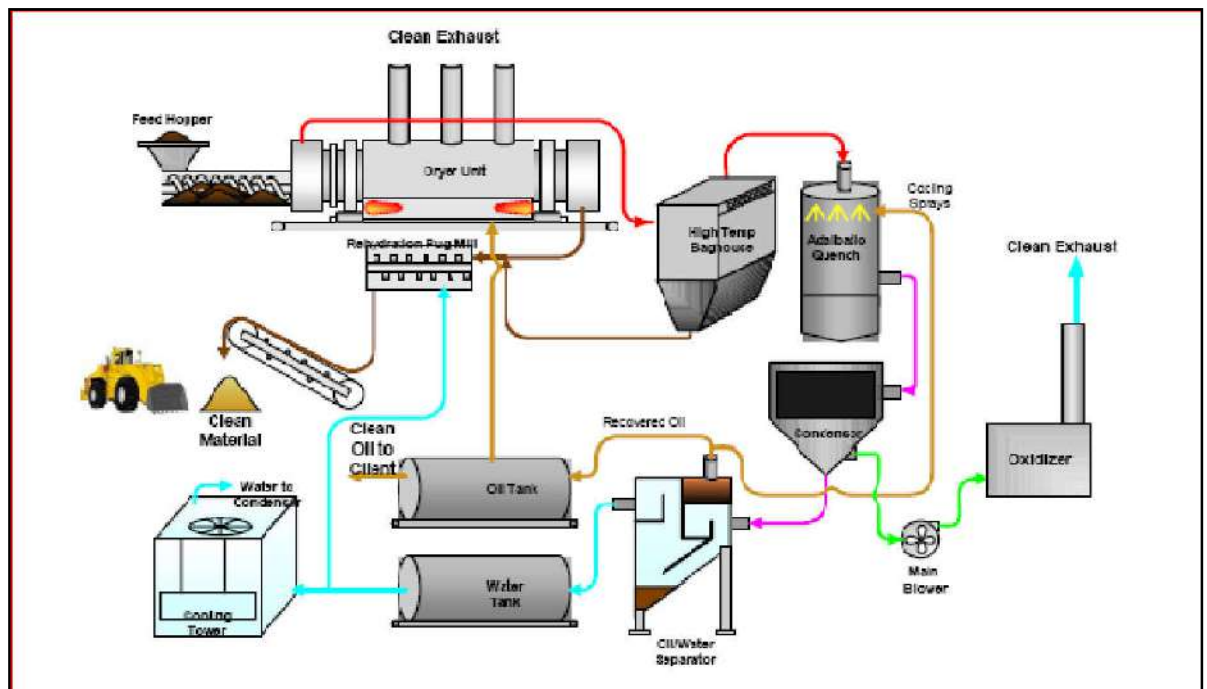


Figure (III-10): Présentation du mode de traitement thermique[32].

III.3.4.5. Les résultats obtenus par traitement thermique (TPS)

❖ **Expérience n ° 1:**

Date: Jui 23,2020

Client: Touat Gaz GTG

Quantité de godets Charges:42

Volume du godet (m³):1

Mesure de densité:

Le résultat est dans la nuit (Avant)	1.42
Le résultat est dans la nuit (Après)	1.42
Le résultat dans la journée (Avant)	1.42
Le résultat dans la journée (Après)	1.42

Pourcentage (eau, huile, solides) dans les bourbes :

	Eau %	Huile %	Solides%
Le résultat est dans la nuit (Avant)	7	5	88
Le résultat est dans la nuit (Après)	0	0	100
Le résultat dans la journée(Avant)	8	6	86
Le résultat dans la journée (Après)	0	0	100

HUILE / EAU récupérée (m3):

Huile récupérée (m3)	1
Eau récupérée (m3)	4
Eau réutilisée en cours (m3)	3

TPH (Le résultat dans la journée):0.61, À une température 222

❖ Expérience n ° 2:

Date: 5 janvier 2015

Client: e-on

Quantité de godets Charges:29

Volume du godet (m³):0.7

Mesure de densité:

Le résultat dans la nuit	2.00
Le résultat dans la journée	2.01

Pourcentage (eau, huile, solides) dans les bourbes (Avant le traitement) :

	Eau %	Huile %	Solides %
Le résultat est dans la nuit (test01)	21	17	62
Le résultat est dans la nuit (test02)	22	17	61
Le résultat dans la journée (test01)	21	19	60
Le résultat dans la journée (test02)	20	18	61

HUILE / EAU récupérée (m3):

Huilerécupérée (m3)	3
Eau récupérée (m3)	4
Eau réutilisée en cours (m3)	1

TPH (Le résultat est dans la nuit):0.40 ,À une température 333

TPH (Le résultat dans la journée):0.42, À une température 320

III.4.Avantages et inconvénients des procédés de traitement de la boue

III.4.1.Traitement mécanique

Avantage	Inconvénient
Économiquement peu coûteux Se déroulant pendant le processus de forage	Inefficace à long terme

III.4.2. Traitement par solidification/stabilisation

Avantage	Inconvénient
-Facile à utiliser -Traiter une grande quantité en peu de temps	-Elle n'élimine pas tous le pourcentage du OOC dans la boue -Il n'y a pas de récupération d'huile et d'eau

III.4.3.Traitement thermique

Avantage	Inconvénient
-Il enlève tout OOC dans la boue(Un petit pourcentage reste)	-C'est sous une condition de haute température -Économiquement coûteux par rapport aux autres traitements

Conclusion

Il existe deux méthodes pour traiter la boue de forage, et bien que chaque méthode ait ses inconvénients, chacune a un but spécial qui la distingue de l'autre, le but de la méthode en ligne est donc de récupérer la boue de forage et de préserver ses propriétés.

Quant à la méthode off-line, elle a pour objectif de protéger l'environnement de la pollution, et il est à noter que le traitement par solidification/stabilisation n'est plus homologué par Sonatrach, en raison de son manque d'efficacité.

Conclusion Générale

Conclusion générale

Comme nous n'avons pas mené d'étude de terrain dans une entreprise spécialisée sur notre domaine de recherche, en raison de la situation sanitaire actuelle, qui nous a obligés à étudier superficiel et général en raison de l'ambiguïté de certains concepts, et notre recherche s'est appuyée sur deux parties :

La première partie est une comparaison entre le fluide de forage à eau et le fluide de forage huile, La deuxième partie est de savoir comment traiter la boue de forage.

Dans la première partie, on peut dire que le fluide de forage est l'épine dorsale des opérations de forage, car aucun puits de pétrole n'est foré sauf en utilisant un fluide de forage à l'eau ou un fluide de forage pétrolier, et chacun d'eux a sa propre utilisation , Le premier est utilisé dans les premières phase, tandis que le second est utilisé dans les phase restantes, ce qui comprend l'augmentation de la température au fond du puits, et chacun a des caractéristiques différentes qui doivent être préservées pour bien remplir les fonctions. . WBM est moins cher que l'OBM et ne pollue pas l'environnement. Quant au fluide de forage huile , il a un impact négatif sur l'environnement.

Dans la deuxième partie, on peut dire qu'il faut traiter la boue de forage, que ce soit pendant le forage ou après la fin du forage, Lors du forage il y a un traitement mécanique, qui nous permet de récupérer la boue de forage et de maintenir ses propriétés à l'aide d'un équipement spécial, ainsi que de réduire le pourcentage d'OOC.

Après forage, il existe deux méthodes de traitement, soit par solidification, soit par traitement thermique, cette dernière s'étant avérée très efficace pour réduire le pourcentage d'OOC à environ 0 %.

**Références
Bibliographiques**

Références Bibliographiques

- [1] M. Khodja. Etude des performances et Considérations environnementale. Thèse doctorat en génie des procédés et de l'environnement Toulouse : Institut national polytechnique de Toulouse, 2008,198p.
- [2] TAARKOUBET Makhlof et Mr. BOUNOURI Abdelkader. Etudes physico-chimiques et influence des matières premières sur la rhéologie des boues de forage . mémoire master II génie des procédés option génie chimique Université Abderrahmane Mira de Bejaia, 2012,p03.p39
- [3] MAMMAR Lila et KHITER Habiba. Optimisation de la production pétrolière par la technique UBD au champ de Hassi Messaoud « Cas du puits MDZ664». mémoire master II Mines et Géologie Option : Exploitation Minières Université Abderrahmane Mira de Bejaia, 2015,p03.
- [4] Melaz Lwiza et Guessoum Amer. Comportement des boues de forage à base d'eau et d'huile dans la phase 12^{1/4} pour le puits GBF-5 et HMN-4 . mémoire master II Mines et Géologie Option : Valorisation des Ressources Minérales Université Abderrahmane Mira de Bejaia, 2015,p04.P2P59.p61.
- [5] Selma SOLTANI. Analyse du comportement des fluides de forage à travers les formations géologiques de Gassi Touil. mémoire master II Mines et Géologie Option Géologie de l'environnement Université Larbi Ben M'hidi - Oum El Bouaghi ,2017,p29.p33
- [6] BOUGHENDJA Saad et BERRIAH Fadhila. Effet de la contamination sur les propriétés physico-chimiques des fluides de forage. mémoire master II Mines et Géologie Option Valorisation des Ressources Minérales Université Abderrahmane Mira de Bejaia, 2016,p04.p13
- [7] رؤيد حميدان ,فاضل العلي ,محمدالشهاب. تقييم دور الطفلة الزيتية في حل مشاكل الطبقة المنتجة. دراسة أعدت لنيل شهادة الإجازة في الهندسة البترولية.كلية هندسة البترول.الجامعة السورية الخاصة.2015.صفحة04.
- [8]شهد الصابر احمد الزبير, محمد عثمان عمر مصطفى. هيام عبد الله عثمان احمد, عمرو عبد السلام حمد ابراهيم.تقييم خواص سوائل الحفر المستوردة عند إضافة البارابت والبوليمر. بحث تكميلي لنيل درجة البكالوريوس في هندسة موارد المياه جامعة السودان 2014 صفحة 02.
- [9] baba hamedsamira . Transport des deblais dans les forages petroliers cas des forages inclines.
- [10]les fluide de forage. Copyright 2006 ENSPM Formation IndustrieIFP Training.p06.

Références Bibliographiques

- [11]c. Garcia et p. parigot. Livre boues de forage. institut français du petrol.1968,p13.
- [12]fourar karim. Amelioration des proprietes rheologiques des fluides de forage a base de biopolymeres : « application aux puits horizontaux ». Memoire de magister, spécialité : sciences et génie des matériaux option : physique et mécanique des matériaux, universite m'hamedbougara boumerdes,2007,p06
- [13]Amoco Production Company Drilling Fluids Manual.p12,p13
- [14]إسماعيل محمد الزياب ,علي صبحي العساف ,مرسال حويجة الاحمد.التهريب الكلي لسائل الحفر في حقول المنطقة الوسطى وطرق معالجته.دراسة أعدت لنيل درجة الإجازة في الهندسة البترولية.الجامعة السورية الخاصة.2015.ص22
- [15] G.Delamballerie « boue à base d'huile », collection colloques et séminaires, vol 9, IFP Edition 1968.
- [16] M. KHODJA et S. KHODJA, « Etude Comparative de Pouvoir Inhibiteur des Fluides de Forage à Base d'Eau sur le Champ de Hassi Messaoud »,
- [17] Manual AVA DF «Drilling Fluides», (2004).
- [18] belhabib abdeelouhab et balla Fayçal et Tama Ali saber.les fluide de forage a base d'huile :impacts sur l'envirnment et technique de traitement. Mémoire mastre spécialité forage .universtie ouargla.2013.p10
- [19] LABRAG Youcef et GUENOUAI Mohamed. Les boues de forage pétrolier et leurs considératins sur l'environnement .mémoire mastre spécialité forage. universite ouargla.2013.p15-20.(p30)
- [20] Baker Hughes Drilling Fluids , 2006,p05
- [21]la caractéristique physique de la boue, rapport de stage, document de word basp ,
- [22]hydraulics et rheology(document ppt EMEK),p02
- [23]rheology,document ppt Mi SWACO ,p 02
- [24]MUD PROPERTIES AND MEASUREMENTS, document EMEC,p12-13
- [25] SAFI Brahim. Contribution à l'étude de l'amélioration des propriétés physico-chimiques et rhéologiques de la boue salée saturée alourdie lors du forage de la phase 8^{1/2}(Gisement Hassi Messaoud), Mémoire de Magister Faculté des Sciences de l'Ingénieur Option : Liants minéraux et bétons, Université de Boumerdes,2001,p26
- [26] MUD PROGRAM, document sonatrach, A.Smahi, Septembre 17th, 2019

