

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE
Ecole Nationale Polytechnique d'Alger



BASP

Département de Génie de l'Environnement
Laboratoire Technique du BASP

**Mémoire de projet de fin d'études
pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état
en génie de l'environnement**

Thème

**Traitement des déblais de forage contaminés par les hydrocarbures
par extraction solide-liquide**

**Présentée par :
GUESSOUM Belkis**

Sous la direction de Mr A.NAMANE, Maître de conférences.

Présenté(e) et Soutenu(e) publiquement le (18/06/2016)

Devant le jury suivant :

Présidente de jury: Mme J .ARRAR	MCA	ENP
Promoteur: Mr A.NAMANE	MCA	ENP
Examinatrice: Mme F.K.KIES	MCB	ENP
Invité : Mr R.SELLAOUI	Ingenieur	BASP

ENP (2016)

ملخص :

إن تطور الصناعة البترولية في منطقة حاسي مسعود ينتج قذورات صلبة, السبب في ذلك ما تفرزه عملية التنقيب و وحدات الاستغلال للإنتاج البترولي الذي يؤدي الى تلوث الطبيعة . إن معالجة النفايات في مكان الحفر المنبعث من غربال النفايات عن طريق غسل بسيط بوقود الديزل/ بقايا الحفر (50/50) قضى على مشاكل التلوث النفطي.

اما بالنسبة لنفايات أجهزة الطرد المركزي، ساعدت العديد من اختبارات الغسيل بالديزل وخافض التوتر السطحي في إعطاء نتائج جد مقنعة .

الكلمات الدالة : بقايا الحفر, غسل, خافض التوتر السطحي , الديزل.

Abstract:

The development of the oil industry in the Hassi Messaoud field produces solid waste. The cause is oil drilling and operation of the production units that cause Biosphere pollution problems. Online processing treatment of waste from vibrating screens of a drilling probe, by simple washing with diesel/ cuttings (50/50) has solved the oil pollution. Regarding waste out put from centrifuges, various washing tests (diesel, surfactants) helped highlight a combination diesel/surfactant giving very convincing results.

Keywords: Cuttings, wash, surfactant, diesel.

Résumé :

Le développement de l'industrie pétrolier dans la zone de Hassi Messaoud produit des rejets solides. La cause est les forages pétroliers et l'exploitation des unités de la production qui provoquent des problèmes de pollution de la biosphère. Le traitement en ligne des déchets issus des tamis vibrants d'une sonde de forage, par un simple lavage au gasoil/cuttings (50/50) a permis de résoudre la pollution due aux hydrocarbures. Concernant les déchets issus des centrifugeuses, différents essais de lavage (gasoil, tensio-actifs) ont permis de mettre en évidence une combinaison gasoil/ surfactant donnant des résultats très probants.

Mots clé : Déblais de forage, lavage, surfactant, gasoil.

Je dédie ce modeste travail :

*A ceux qui ont su planter en moi tout ce qui est de plus beau en ce monde,
et qui se sont consacrées à m'inculquer la bonne éducation pour avoir la
plus grande des satisfactions et me voir muni des plus grandes
distinctions.*

*A mon très cher père NACERDDINE qu'il a su se faire sentir dans les
moments difficiles ainsi que chaque instant de bonheur qu'il m'a procuré
et pour leur patience.*

*A ma très chère mère SALIMA qui je ne saurai remercier assez pour les
sacrifices qu'elle a consentis pour moi.*

*A mes frères LOUAI et ABDELBARI et AHMED KHALIL et
KAMEL.*

A mes sœurs NESRINE et HADIL et MONTAHA et MARIA.

A mes amis proches NAIMA, NEZHA et KHADIDJA

*A tous mes amis, amies et camarades en témoignages de mes plus
profondes amitiés et ma sincère sympathie.*

*A tous les enseignants qui ont participés de loin ou de prêt à ma
formation.*

*A tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce
travail.*

BELKIS



Remerciements

Je remercie d'abord Dieu tout puissant qui m'a aidé à réaliser les réussites successives à mes examens et m'a donné le courage et l'espoir de terminer mes études et m'avoir aidé à réaliser ce travail.

Je remercie mes très chers parents qui m'ont soutenu et aidé à dépasser les moments difficiles.

Un grand merci à mon encadreur Mr NAMANE d'avoir accepté de diriger ce travail avec compétence et dévouement, qu'il trouve ici l'expression de ma profonde.

Mon profond respect et mes remerciements aux membres de jury qui m'ont fait l'honneur d'examiner et de juger mon travail.

Je remercie Mr SALLOUI mon encadreur au sein de BASP et à travers lui tout le personnel de la société.

Je remercie Mme GHERISSI Fatiha au sein de SONATRACH division forage de HASSI MESSAOUD et tout le personnel du Département HSE.

Mes remerciements s'adressent aussi au personnel du laboratoire technique de BASP plus particulièrement aux dames Samia, Chahra, Feriel pour leur aide précieuse dans la réalisation de ce mémoire de fin d'études.

Mes remerciements à Mr MAHJoubi Yacine et Mr MAHRAB Khaled pour leurs précieux conseils.

En fin, je remercie tous enseignants de département de génie de l'environnement et le personnel de L'ENP.

Sommaire

Résumé	
Dédicace	
Remerciements	
Sommaire	
Liste des tableaux	
Liste des figures	
Liste des signes	
Liste des abréviations	
Introduction générale	13

PREMIERE PARTIE : SYNTHESE BIBLIOGRAPHIQUE

I. Généralités sur le forage	17
I.1 Introduction.....	17
I.2 Définition du forage pétrolier.....	17
I.3 Description d'une plateforme de forage.....	17
I.4 Le principe de forage à table rotative.....	19
I.5 Le bournier.....	19
II. La boue de forage	22
II.1 Introduction.....	22
II.2 Le fonctionnement de la boue de forage.....	22
II.3 Impacte de la boue de forage.....	23
II.4 Type des boues de forage.....	23
II.5 Choix de la boue.....	24
II.6 Caractéristiques des fluides de forage.....	24
III. Les déblais de forage	29
III.1 Introduction.....	29
III.2 Caractérisation des déblais.....	29

III.3 La gestion des déblais	29
III.4 La législation et les déblais	38
IV. Lavage des déblais par extraction solide-liquide.....	40
IV.1 Introduction... ..	40
IV.2 L'extraction solide- liquide.....	40
IV.3 Tensioactif... ..	41
IV.4 Les solvants... ..	46
IV.5 Les facteurs importants dans lavage	48
IV.6 La séparation des cuttings de la solution de lavage	49

DEUXIEME PARTIE : MATERIEL ET METHODES

V. Matériel et méthodes	52
V.1 Lavage des cuttings	52
V.2 L'échantillonnage de la boue OBM	53

TROISIEME PARTIE : RESULTATS ET DISCUSSIONS

VI. Résultats et discussions	57
VI.1 Caractérisation de la boue de forage à base d'huile OBM	57
VI.2 Caractérisation des déblais	61
VI.3 Traitement des déblais de borbier.....	62
VI.4 Traitement des déblais de tamis vibrant	68
Conclusion générale	73
Références bibliographiques	74
Annexes	77

Liste des tableaux

Tableau 3.1 : Variation de la concentration en hydrocarbures et en métaux lourds après solidification	33
Tableau 3.2 : D'autres techniques de traitements existantes à travers le monde	37
Tableau 5.1 : les produits utilisé pour fabrication de la boue	54
Tableau 6.1 : les quantités des sels dans les cuttings	61

Liste des figures

Figure 1.1 : Processus de forage	17
Figure 1.2 : Pompe à cavité progressive	18
Figure 3.1 : Schéma simplifié de l'unité de la centrifugeuse.....	30
Figure 3.2 : Schéma simplifié de l'unité de traitement par solidification stabilisation	32
Figure 3.3: Schéma simplifié de l'unité de traitement par désorption thermique	34
Figure 3.4 : Schéma simplifié de l'unité de traitement par le Vertical Dryer Cuttings.....	35
Figure 4.1 : Schéma représentatif d'une molécule amphiphile.....	42
Figure 4.2: Comportement du tensioactif autour de la CMC.....	44
Figure 4.3: Types de micelles	44
Figure 6.1 : Variation de la rhéologie avant et après l'injection de la boue dans le puits.....	57
Figure 6.2: Variation de densité de la boue avant et après l'injection dans le puits de forage	58
Figure 6.3 : Variation de volume de filtrat de la boue avant et après l'injection dans le puits.....	59
Figure 6.4 : Variation de stabilité électrique de la boue avant et après l'injection dans le puits.....	59
Figure 6.5 : Concentration des métaux lourds dans les cuttings	62
Figure 6.6: Evaluation de taux des HC en fonction de la concentration de la solution de lavage de MPCD	62

Figure 6.7: Evaluation de la teneur en huiles résiduelles en fonction du nombre de lavages successives	63
Figure 6.8: Evaluation de taux des hydrocarbures en fonction de rapport gasoil/cuttings	64
Figure 6.9: Evaluation de taux des hydrocarbures dans les cuttings en fonction de la concentration de la solution de lavage de MPCD.....	65
Figure 6.10: Evaluation de la teneur en huiles résiduelles dans les cuttings avec deux types de traitemen.	66
Figure 6.11: Evaluation de la teneur en huiles résiduelles dans les cuttings en fonction du nombre de lavages successives	67
Figure 6.12 : Evaluation du taux des HC dans les cutting en fonction de la concentration de la solution de lavage.....	68
Figure 6.13 : Evaluation de la teneur en huiles résiduelles en fonction de la concentration surfactant CONDET-E.....	68
Figure 6.14: Evaluation de taux des hydrocarbures en fonction de rapport gasoil/cutting.....	69

Liste des sigles

P: Pression de la formation

hc: Profondeur de la couche traversée

d: Densité de la boue

γ : tension superficielle

G : le travail

S : surface de liquide

T : la température

Liste des abréviations

HMD :Hassi Messaoud

WBM : Water based mud

OBM : Oil based mud

API : American petroleum institut

MWD : Measurement While Drilling

SAA : spectroscopie d'absorption atomique

EDTA : acide éthylène diamine tétraacétique

MPCD : monochloropropane-1,2-diol

Cd : CONDET-E

CMC : concentration micellaire critique

HLB : balance hydrophile-lipophile

HC : hydrocarbure

%Hc : pourcentage massique des hydrocarbures

%m : pourcentage massique

VA : viscosité apparente

VP : viscosité plastique

YP : Yield point

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale :

Le forage est une opération exercée dans les sites pétroliers afin de forer des puits pour extraire le pétrole ou le gaz piégés dans les gisements vers les unités de surface où sont effectués des traitements avant leur commercialisation.

Des fluides sont utilisés dans cette opération de forage qui par la suite sont récupérés avec d'autres éléments issus de la roche et le tout est traité avant le jeter dans la nature.

Les opérations de forage des puits pétroliers génèrent des quantités importantes des déblais (fragments fins de roche de la formation de différentes natures). Ces déblais sont contaminés par du gasoil ainsi que par des métaux provenant de la boue de forage.

La pollution par les déblais est liée au risque majeur de contamination du milieu récepteur suite à une migration des hydrocarbures vers les couches souterraines, engendrant ainsi un risque potentiel pour les nappes phréatiques.

Ces déchets sont inadaptés au stockage selon la législation Algérienne et nécessitant au préalable un traitement pour réduire leur teneur en hydrocarbures (Gasoil) et les métaux lourds afin de les rendre conformes aux normes des déchets spéciaux.

Le mémoire de fin d'étude intitulé « Traitement des déblais de forage contaminés par les hydrocarbures par extraction Solide-liquide » est un essai de solution aux problèmes environnementaux, afin d'éviter la contamination d'écosystème.

Les procédés de traitement des boues de forage utilisées sont multiples: Le traitement physique, le traitement thermique, le traitement biologique et le traitement chimique.

Le procédé par traitement chimique était notre choix pour résoudre ce problème environnemental qui ne cesse de causer des infractions à la réglementation en vigueur.

Le choix d'un tel procédé s'avère plus adapté s'il respectera la réglementation Algérienne concernant la gestion des déchets toxiques et dangereux.

Ce travail s'accroît sur le traitement des boues par voie chimique en utilisant un produit organique comme solvant afin de traiter les cuttings provenant de la formation des boues à base organique, et de les récupérer et les réutiliser dans le puits de forage.

Et des tensioactifs biodégradables, comme agent d'extraction solide-liquide pour éliminer les composés organiques ou réduire la concentration des polluants aux normes algériennes de rejet de déchet.

Introduction générale

Ce mémoire s'articule autour de deux parties, la première est consacrée à une étude bibliographique. Elle est présentée en quatre chapitres, les deux premiers présentent des généralités sur le forage pétrolier et quelques notions fondamentales sur les fluides de forage et la troisième partie présente les différentes modes de gestion des déblais de forage, et les techniques de traitement appliquées aux cuttings contaminés par les hydrocarbures. Enfin La dernière est une approche théorique de lavage des déblais par extraction solide liquide.

La deuxième partie présente le travail expérimental qui consiste en des essais réalisés au laboratoire Technique du BASP association avec ENSP filiale de SONATRACH sis à Hassi Messaoud, pour la caractérisation des déblais et leurs traitements ainsi que les discussions des différents résultats obtenus.

SYNTHESE
BIBLIOGRAPHIQUE

Chapitre 1
Généralités sur le forage

Chapitre 1 : Généralités sur le forage

1.1 Introduction :

L'exploration pétrolière ou gazière, que ce soit en mer (offshore) ou sur terre (onshore), nécessite un processus de forage pour extraire la matière et la faire parvenir aux réservoirs d'hydrocarbures. L'acheminement des hydrocarbures impose de connecter les réservoirs à la surface par des canaux reliés à des systèmes de pompage.

1.2 Définition du forage pétrolier :

On appelle "forage pétrolier" l'ensemble des opérations permettant d'atteindre les roches poreuses et perméables du sous-sol, susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux. L'implantation d'un forage pétrolier est décidée à la suite des études géologiques et géophysiques effectuées sur un bassin sédimentaire.

1.3 Description d'une plateforme de forage :

La figure (Figure 1.1) présente les différents constituants d'un processus de forage.

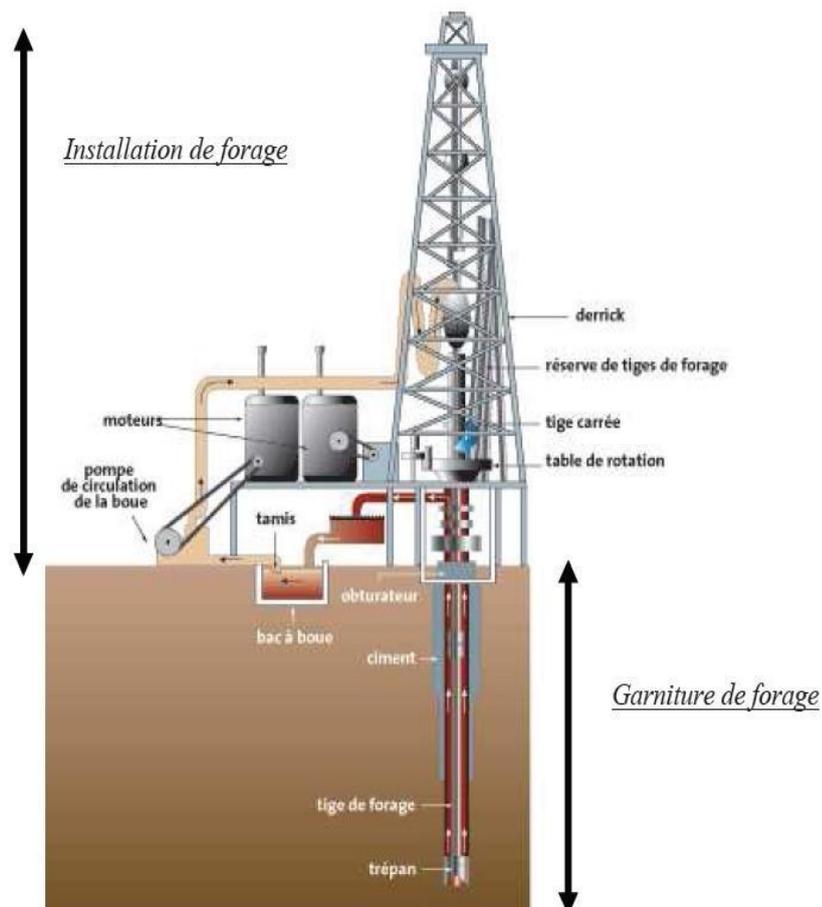


Figure 1.1 : Processus de forage.

1.3.1 L'Installation d'un appareil de forage :

➤ Système hydraulique :

La circulation du fluide dans le processus de forage est assurée par une pompe de circulation. La figure (Figure 1.2) présente une pompe connectée à un bac à boue et disposant d'un tamis pour le filtrage des déblais issus du forage avant la réinjection de ce fluide dans le puits.

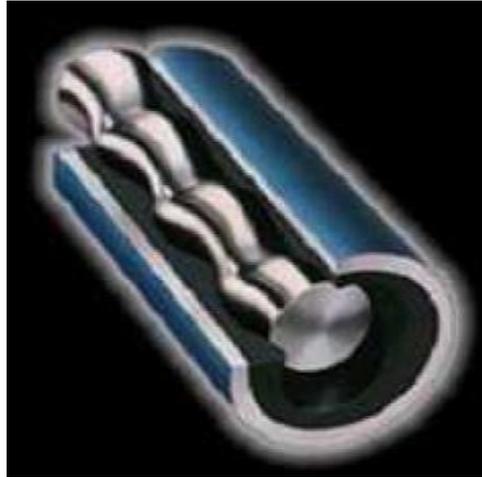


Figure 1.2 : Pompe à cavité progressive.

➤ Système de suspension :

La tâche dédiée au système de suspension réside dans les déplacements du processus de forage (montée, descente) et dans le contrôle du poids appliqué sur l'outil. Il dispose d'un derrick, pouvant présenter une hauteur de plus de 80 mètres, un crochet et un treuil motorisé.

Le derrick représente le point culminant de la plateforme et le support du système de forage, c'est une tour métallique d'une trentaine de mètres de hauteur, qui sert à assembler et à introduire verticalement les tiges de forage, le trépan, afin d'exercer un trou jusqu'au gisement, où se trouve le pétrole ou le gaz.

1.3.2 Mesures pendant le forage :

De nombreux systèmes permettant l'acquisition des mesures sont incorporés dans le processus de forage et conditionnent le bon déroulement des opérations. Ils assurent la transmission des informations, pendant le forage, vers la surface.

Les systèmes des mesures MWD sont transportés dans les puits en étant soit intégrés dans l'assemblage de fond soit embarqués dans les masses tiges. Ils délivrent les mesures relatives à la nature des roches, aux pressions dans les puits, aux températures, aux vibrations, aux chocs, aux couples etc...

Quelques mesures peuvent être enregistrées dans les systèmes MWD et les autres sont transférées à la surface en utilisant le système télémétrique modulé par la boue ou d'autres sources de transmissions de données (Amadou Abdoulaye.2010).

1.4 Le principe de forage à table rotative:

Le procédé essentiel de l'exploitation des gisements pétrolifères le forage à table rotative qui est permet d'atteindre des grandes profondeurs dans des bonnes conditions techniques et de sécurité.

Cette méthode consiste à utiliser des trépan monoblocs comme les outils à diamant, sur lesquels on applique une force créé 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 puits grâce au courant ascendant de ce fluide vers la surface.

1.5 Le bournier :

1.5.1 Définition :

Dans le domaine de l'exploitation pétrolière, une multitude 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 (Boukerrou.2012).

Le bournier est construit de telle sorte qu'il occupe une surface aussi réduite que possible et qu'il puisse contenir tous les déchets rejetés sans engendrer des risques de pollution solide, liquide ou gazeuse.

Le déversement et le dégagement de certains produits (gaz, solides ou liquides) peuvent entraîner une altération des propriétés de ces milieux en diminuant leurs capacités d'aération, et induisant des effets portant atteinte à la santé de l'homme, de façon directe ou indirecte, et à l'environnement de manière globale.(Belouchrani. 2008).

1.5.2 Sources des bourniers :

➤ L'activité de forage :

Parmi les couches géologiques traversées par les fluides de forage, on rencontre les différents aquifères qui risquent une contamination sérieuse par infiltration de ces fluides sur ce qui suit :

- A partir de la surface par les rejets et liquides de forage déversés.
- En cour de forage, la contamination se traduit par le contact de deux fluides de caractéristiques rhéologique différentes.

➤ **Opération de production sur puits :**

Lors des opérations de production (extractions des hydrocarbures, et leur acheminement vers les centres de production), des risques majeurs de pollution et de contamination des aquifères (de surface et autres) peuvent survenir :

- Lors des déversements d'hydrocarbures volontaires en surface.
- Des fuites d'hydrocarbures dues aux détériorations et à la corrosion des tubages.
- Des résidus de pertes de fracturation, d'acidification, pendant les opérations spéciales.
- Des rejets de produits de pertes issues de l'opération d'évaluation du réservoir.
- Des rejets de produite utilisent pour l'entretien des puits et des installations de production.

Chapitre 2
La boue de forage

Chapitre 2 : La boue de forage

2.1 Introduction :

Le fluide de forage, appelé aussi boue de forage, est un système composé de différents constituants liquides (eau, huile) et/ou gazeux (air ou gaz naturel) contenant en suspension d'autres additifs minéraux et organiques (argiles, polymères, tensioactifs, déblais, ciments...etc) (Khodja.2008).

L'American Petroleum Institute (API) définit le fluide de forage comme un fluide en circulation continue durant toute la durée du forage, aussi bien dans le sondage qu'en surface.

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

La composition du fluide de forage dépend des conditions particulières du forage correspondant. Etant donné que les trous traversent un grand nombre des formations géologiques différentes, des modifications des caractéristiques du fluide de forage sont faites au fur et mesure de l'avancement du trou, afin de répondre aux conditions rencontrées (Blair.1945).

2.2 Le fonctionnement de la boue de forage :

Les boues de forage doivent avoir des propriétés permettant d'optimiser plusieurs fonctions, auxquelles les plus importantes, c'est d'évacuer les déblais qui sont dans le trou foré d'un puits de forage, et les maintenir en suspension pendant que la boue est en circulation.

La boue en circulation permet aussi de réduire le réchauffement de la garniture de forage et de l'outil, ainsi le cake formé par la boue qui permet de consolider et de réduire la perméabilité des parois du puits.

Afin d'éviter le débit important dans le puits de forage, où les fluides contenus dans les réservoirs rencontrés en cours de forage, la boue doit donc exercer une pression hydrostatique suffisante pour équilibrer les pressions du gisement, et elle conditionne les vitesses d'avancement instantanées.

La présence d'un fluide d'une certaine densité dans le puits permet de diminuer le poids apparent du matériel de sondage, tel que, garniture de forage, tubage...

La boue permet donc d'obtenir des renseignements permanents sur l'évolution de la roche de la formation et les 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 et la détection de gaz ou autres fluides mélangés à la boue.

Le fluide peut être corrosif par effet d'usure mécanique ou une action électrolytique qui ne peut présenter de danger pour la santé humaine.

2.3 Impact de la boue de forage :

Les nombreux impacts associés aux rejets des boues de forage sont directement liés à la présence des composés toxiques dans les boues, qui sont très solubles une fois en contact avec l'eau, et peuvent migrer pour couvrir de grands espaces (Khodja.2008).

La migration des métaux lourds et des sels contamine les sources d'eaux souterraines et intègre la chaîne alimentaire d'où une contamination de la faune et de la flore.

Les composés organiques peuvent altérer le cycle de végétation des plantes et de revégétation des sols. Il a été constaté des effets cancérigènes ou même mortelles, c'est le cas du benzène et des hydrocarbures aliphatiques polycycliques.

Aussi leurs effets sur la santé des espèces vivantes méritent toute attention concernant l'homme et la faune, il a été constaté des irritations dermiques, des problèmes respiratoires, ainsi que des effets cancérigènes, du fait de l'émanation des gaz provenant de la décomposition de ces composés.

2.4 Type des boues de forage :

La classification des boues de forage dépend de la nature des réactions souhaitées entre la boue et l'argile. Plusieurs classifications des types de boue peuvent être adoptées. Il est cependant habituel de présenter les boues en fonction de la phase continue.

2.4.1 La boue à base d'eau :

Les boues à base d'eau sont des boues dont la phase continue est l'eau, éventuellement chargée en NaCl. Elles sont généralement utilisées pour forer les sections supérieures d'un puits. Pendant le forage, les matériaux des formations traversés s'incorporent dans la boue et peuvent ainsi changer sa composition et ses propriétés. Elles se présentent essentiellement comme suit :

- Les boues douces dont la teneur en NaCl ne dépasse pas quelques g/l.
- Les boues salées dont la teneur en NaCl peut être comprise entre quelques dizaines de g/l et la saturation. Elles sont utilisées pour la traversée des zones salifère.

2.4.2 La boue à base d'huile:

➤ **Boues à l'huile :**

Les fluides de forage sont constitués d'une phase continue huile et d'une phase dispersée aqueuse, représentant quelques pour cent en volume seulement. Une boue à l'huile cause le minimum des dommages aux formations productrices. Elle possède des caractéristiques rhéologiques permettant l'élimination correcte des déblais et le maintien en suspension des alourdisant. Ces caractéristiques peuvent être contrôlées à la suite d'apports accidentels d'eau dus aux conditions atmosphériques, aux opérations de forage, à de faibles venues dans le puits...

Les boues à l'huile sont principalement utilisées pour le forage et le carottage des niveaux producteurs dans les sondages d'extension, pour les reprises et entretiens des puits productifs et pour tous les travaux au droit des horizons productifs.

➤ **Boues à émulsion inverse :**

Les boues à émulsion inverse eau/huile sont constitués d'une phase continue huile et d'une phase dispersée aqueuse pouvant atteindre 50 % en volume de la phase liquide.

Elles sont principalement utilisées pour résoudre des problèmes des argiles gonflantes et/ou à fort pouvoir dispersant, grandes épaisseurs de sels ou puits profond posant des problèmes de hautes températures.

2.5 Choix de la boue :

Le choix des fluides de forage est basé sur les conditions géologiques et les contraintes de forage. Chaque phase de forage nécessite un type de fluide de forage avec une densité différente.

La boue à base d'eau (boue bentonitique) est employée dans la première phase de forage, tandis que la boue à base d'huile est utilisée dans les phases suivantes mais avec un rapport eau/ huile différent d'une phase à l'autre.

2.6 Caractéristiques des fluides de forage :

La formulation, le contrôle et la caractérisation des boues de forage sont réalisés selon des normes précises éditées par l'API. Les tests relatifs à l'étude des caractéristiques des fluides de forage sont généralement basés sur quatre paramètres densité, viscosité, filtrat et réactivité.

Certaines mesures sont réalisées systématiquement sur tous les forages (viscosité, densité, filtration) et d'autres en fonction des besoins (taux de gaz, alcalinité).

2.6.1 Densité :

La densité est un paramètre important des boues de forage. Elle doit être suffisamment élevée pour contrebalancer la pression exercée par les venues d'eau, d'huile et de gaz et par conséquent les éruptions. Cependant elle ne doit pas dépasser la limite de résistance des parois du trou foré (formations traversées) pour ne pas les fracturer et ne pas risquer une perte de boue au cours de la circulation.

La pression exercée par la boue sur les parois du puits, est donnée par l'expression suivante :

$$P = \frac{hc \cdot d}{10}$$

Avec :

P: Pression de la formation (kgf/cm²)

hc: Profondeur de la couche traversée (m)

d: Densité de la boue.

2.6.2 Propriétés de filtration des fluides de forage :

Les propriétés de filtration des fluides de forage doivent être aussi évaluées et contrôlées par des tests régis par les recommandations de l'API. Ce sont des tests en régime statique utilisant un filtre-presse pour WBM. Ces mesures peuvent être faites sous conditions de haute pression et haute température pour OBM.

La filtration du fluide de forage au travers des parois du trou peut avoir des conséquences importantes, d'une part sur le déroulement des opérations (stabilité des parois du puits, avancement de l'outil, coincement de la garniture par pression différentielle, en particulier dans les zones inclinées) et d'autre part, lorsque l'on atteint le réservoir, sur l'endommagement des zones productrices (Sallaiu.R.2010).

Dans les deux cas, l'augmentation de la durée de forage ou la diminution de la productivité comporte des incidences économiques défavorables.

2.6.3 La rhéologie :

2.6.3.1 La viscosité :

La viscosité dépend avant tout de la teneur en solides contenue dans la boue et de la présence des polymères. Une augmentation de viscosité ne pourra être faite que par l'élimination des solides. D'un point de vue pratique, on définit deux types de viscosité :

Une viscosité apparente (VA) et une viscosité plastique (VP) souvent liée à la taille des particules et à leur forme :

$$\begin{aligned} \mathbf{VA} &= \mathbf{L_{600} / 2} \\ \mathbf{VP} &= \mathbf{L_{600} - L_{300}} \end{aligned}$$

Où L_{600} et L_{300} représentent respectivement les lectures qui présentent la résistance du fluide pris entre deux rotateurs, à 600 et 300 tr/min sur le rhéomètre fann35.

Viscosité plastique est liée à la concentration en solide, à la taille et à la forme des solides et à la viscosité de la phase liquide. Elle augmente avec l'accroissement de la teneur en solide la viscosité plastique diminue lorsque la teneur en solide diminue ou, à teneur égale, par diminution du nombre des particules solides (particules plus grosses) et par conséquent de leur surface (par floculation).

2.6.3.2 Yield point :

Les solides présents dans la boue de forage influencent un paramètre autre que la viscosité plastique, qui est la contrainte seuil, plus connue sous le nom de "yield value" ou "yield point".

$$\mathbf{YP = L_{300} - VP = (VA - VP).2}$$

La yeild point représente la résistance initiale à vaincre, pour que le fluide s'écoule. Cette résistance est due aux forces électrostatiques attractives localisées à la surface des particules, elle dépend du type des solides présents, de leurs charges de surface et de la concentration de ces solides, et du type et de la concentration des autres ions ou sels présents dans la boue.

2.6.3.3 Gels et thixotropie :

Une boue de forage laissée au repos édifie progressivement une structure qui augmente sa rigidité et qui peut être réduite par agitation. On appelle thixotropie le fait que ce phénomène soit non instantané et réversible.

Le caractère thixotrope d'une boue est évalué en mesurant le "gel 0" et le "gel 10", les gels représentent la résistance du gel aussitôt après agitation de la boue. Ils sont mesurés

à l'aide du viscosimètre Fann35 à une vitesse de 3 tr/min, le gel 10 représente la résistance du gel après un repos de la boue de 10 minutes et le gel 0 varie pratiquement comme la viscosité plastique.

La connaissance des propriétés rhéologiques est d'une grande importance pour la résolution des problèmes de forage et permet de recommander et de prévoir le comportement des fluides au cours du forage.

Une viscosité maximale de fluide de forage améliore la mise en suspension des déblais et réduit l'infiltration et l'érosion, tandis qu'une faible viscosité facilite le pompage du fluide, améliore la lubrification, réduit les pertes des charges, accélérant ainsi l'avancement du forage. De plus, une valeur importante de contrainte seuil permet le bon nettoyage du trou et la mise en suspension des solides.

Chapitre 3
Les déblais de forage

Chapitre 3 : Les déblais de forage

3.1 Introduction :

Les sols sont essentiellement une ressource naturelle non renouvelable pouvant être soumise à des processus rapides de dégradation, tels que la pollution.

La majorité des déchets est due aux fluides de forage utilisés et eaux de lavage des équipements. Ces déchets peuvent contenir les espèces chimiques polluantes suivantes, hydrocarbures (paraffiniques, aromatiques, naphténiques, etc.), tensioactifs (détergents, émulsifiants, anti-mousses, anticorrosion, lubrifiants, ... etc.), sels minéraux (NaCl, CaCl₂, KCl), alcalinité (NaOH, Ca(OH)₂, Na₂CO₃), métaux lourds (Pb, Cd, Zn, Hg, Cr, As, Cu, Ni) et les polymères (anioniques, cationiques, non ioniques).

Cette partie décrit les déblais de forage et développe les différentes techniques de décontamination des sols pollués par les opérations de forage.

3.2 Caractérisation des déblais :

Les déblais sont des particules de différentes granulométries allant de quelques dizaines de microns jusqu'à 1-2 cm, générés par l'action du trépan lors du forage des formations rocheuses pour atteindre les réservoirs d'huile ou de gaz. Ils diffèrent dans leurs structures, et leurs types varient de celui des grains des sables jusqu'au gravier selon la formation rocheuse atteinte et le type de boue utilisée, pour éviter l'entassement des déblais au fond du puits foré, ils sont remontés en surface par la boue de forage.

3.3 La gestion des déblais :

Les rejets présents dans le borbier, générés par le forage présentent un risque potentiel pour la santé humaine et les écosystèmes.

3.3.1 Le prétraitement et le stockage :

3.3.1.1 Le tamisage:

Les cuttings remontés en surface par la boue de forage, sont dans un premier temps mélangés avec elle, et pour séparer la phase solide (les déblais) de la phase liquide (boue de forage), on fait passer le mélange sur un tamis vibrant.

Le passage par le tamis vibrant permet de récupérer les fluides de forage qui après traitement et ajustement sont réinjectés dans les puits.

3.3.1.2 La centrifugation :

Elle permet de séparer la phase solide fine des fluides de forage restante après passage par le tamisage des cuttings pour décharger cette dernière dans le borbier en attendant son traitement.

La figure (**Figure 3.1**) représente la centrifugeuse leur performance peut être définie par diamètre de la particule (taille), différence de densité entre les particules solides de la boue, viscosité de boue, la densité de boue et la vitesse de rotation de la machine.

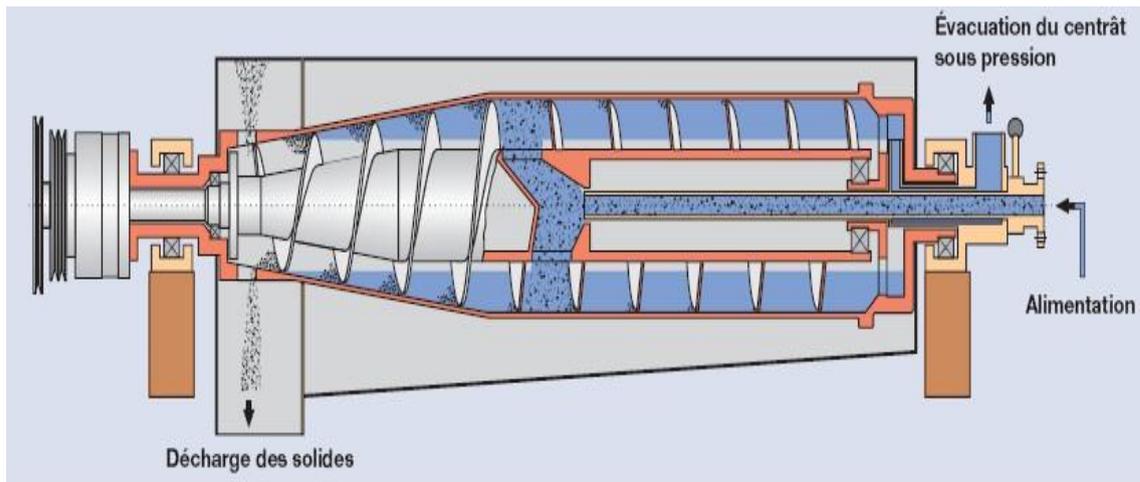


Figure 3.1 : Schéma simplifié de l'unité de la centrifugeuse.

3.3.1.3 La décharge dans les borbiers:

Pour stocker les déblais de forage momentanément avant leur traitement final, des fosses sont conçues dans ce sens : Les borbiers de forage.

Les borbiers du HMD comportent deux compartiments recouverts d'un plastique pour empêcher l'infiltration des contaminants dans le sous-sol. Le premier compartiment est conçu pour contenir les déblais générés par l'opération de forage. Le deuxième compartiment est conçu pour la récupération d'eaux décantées dans le premier (Document ENSP.2005).

Le problème lié aux borbiers est qu'ils présentent un volume élevé des rejets et peut avoir comme conséquence directe l'endommagement des plastiques de recouvrement induisant la contamination d'une large zone du sous-sol pouvant inclure les réserves d'eau.

3.3.2 Les techniques de traitement :

Plusieurs techniques de traitement sont recommandées, mais chacune d'elle a été critiquée à cause de son coût ou de son efficacité. Un effort doit être entrepris pour le choix de traitements adéquats en parallèle à l'évolution des technologies utilisées pour la réduction des solides et de la teneur en HC dans les cuttings au cours du forage.

3.3.2.1 Solidification /Stabilisation :

L'objective de traitement est :

- Stabilisation des polluants organique
- Stabilisation des métaux lourds
- Stabilisation/solidification doit être adaptée selon la destination finale des cuttings et leur réutilisation selon leur nature chimique.

L'encapsulation peut être réalisée sur des particules fines (micro encapsulation) ou sur les particules grossières (macro encapsulation), la solidification n'implique pas inévitablement une interaction chimique entre les rejets et les produits de solidification mais peut associer mécaniquement les contaminants dans une structure monolithique robuste et bien consolidé.

La migration des polluants est fortement limitée par la diminution de la surface d'exposition de phénomène de lixiviation et/ou par isolation du rejet dans une capsule imperméable.

La solidification est le mélange des déblais avec du silicate et du ciment (ou bien par la chaux) pour obtenir un matériau dur, très peu perméable et diminuer la surface à travers laquelle se font les transferts ou les pertes des polluants, la stabilisation consiste à réduire leur solubilité et/ou leur mobilité .C'est un traitement qui rend ces déchets solides totalement inoffensifs en transformant les produits dangereux en produits moins toxiques.

Le ciment est utilisé comme mortier (agent de solidification) et de même-il réagi avec les silicates pour donner un produit silicaté insoluble (Sallaoui.R.2010). Le but est d'améliorer les caractéristiques physiques pour la manipulation des déchets, de réduire la surface effective pour le transfert des substances polluantes hors du déchet, de restreindre le déplacement des fluides à travers le volume des déchets et de réduire la solubilité des contaminants fixés dans la matrice.

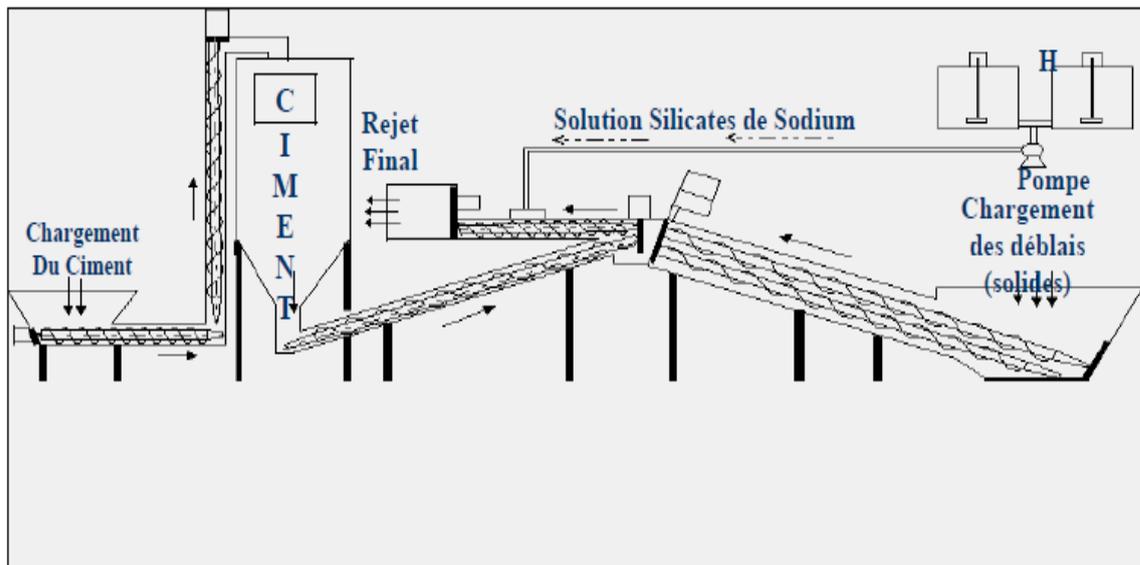


Figure 3.2 : Schéma simplifié de l'unité de traitement par solidification stabilisation.

Le principe général de la méthode repose sur le malaxage des boues et de réactifs divers dans des réacteurs mélangeurs. Ces additives, généralement hydrophiles sont associés à des adjuvants types oxydants, réducteurs, solvants inertes (silicate et ciment). Ils ont la charge de neutraliser les toxiques des boues et cutting et former avec ces derniers, par réaction hydratation des composés solides (Marcon.2001).

Après mélange, les boues et leurs réactifs sont disposés en lagune pendant le temps nécessaire à la réaction hydratation, ces temps de lagunage peuvent aller à trois à quinze jours suivant les produits à traiter.

Durant ces périodes, l'analyse des plusieurs échantillons des cuttings après traitement par solidification a montré que la totalité des échantillons renfermaient une concentration en métaux lourds inférieure à la norme : en fait, dans la majorité des cas, la concentration initiale en métaux avant traitement était déjà inférieure à la norme. Le **tableau 3.1** donne un exemple des résultats obtenus.

Le traitement physique par solidification a été la méthode employée pendant quelques années pour réhabiliter les sites de forage. Cependant, plusieurs études ont montrés que cette technique n'est pas suffisante car elle permet l'immobilisation du polluant mais non son élimination.

Tableau 3.1 : Variation de la concentration en hydrocarbures et en métaux lourds après solidification.

Concentration (mg/L)	Techniques analytique	Ech.1	Ech.2	Ech.3	Ech.4	Ech.5
Hydrocarbures	XPT 90-144	0.29	0.29	0.46	0.04	0.50
totaux	CV AAS	<0.001	<0.001	<0.001	<0.00	<0.00
Hg	AAS	<0.1	<0.1	<0.1	1	1
Cd	AAS	0.40	0.20	<0.05	<0.1	<0.1
Cr total	Colorimétrie	0.07	0.08	0.01	0.50	<0.0.0
Cr VI	AAS	<0.06	<0.06	<0.06	0.23	40.04
Ni	AAS	<0.01	<0.01	<0.01	<0.06	<0.06
Zn	AAS	<0.10	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01
Pd					<0.01	<0.01

3.3.2.2 Traitement thermique :

Les traitements thermiques sont employés durant le traitement de la fraction solide des boues de forage, soit pour une dégradation complète par incinération, soit pour la récupération de certaines substances (eau, huiles) par désorption thermique, ces deux procédés sont très efficaces en comparaison avec les traitements biologiques, physico-chimiques, si on prend en compte la durée du traitement, cependant ils demeurent très coûteux.

Les sous-produits obtenus à la fin des traitements thermiques sont des résidus solides, des fumées dans le cas de l'incinération, des gaz condensables (vapeur d'eau, hydrocarbures) et incondensables dans le cas d'un traitement par désorption thermique.

- **L'incinération :**

L'incinération est un procédé caractérisé par des hautes températures (1200 à 1500°C), pour le traitement de la fraction solide (Chevron Texaco, Mrathon.2008).

On pourra constater à la fin de ce procédé, une dégradation complète des matières organiques adsorbées dans les particules solides, et ses sous-produits sont généralement des gaz chauds (fumées) et des résidus solides.

L'utilisation de ce procédé présente les avantages suivants :

- Réduction du volume des déchets.
- Dégradation complète de la pollution organique.
- Récupération d'énergie sous forme de chaleur (chaleur des fumées).

- **Désorption thermique :**

La désorption thermique est un traitement qui prend place dans une atmosphère inerte, et qui consiste à faire chauffer les particules solides (par contact direct ou indirect) pour provoquer la volatilisation des fractions d'huiles et d'eau qui y sont contenues (Daddou. 2004).

Les fractions récupérées peuvent être valorisées de plusieurs façons :

- Emploi des huiles récupérées comme fioul de substitution, pour produire la chaleur nécessaire à la thermo-désorption, ou pour la formulation des fluides de forage.
- Utilisation de l'eau récupérée dans les circuits de refroidissement.
- Valorisation des sous-produits solides : ces résidus pourront être employés comme matières premières dans le secteur de la construction et des travaux publics (bâtiments, réalisation des routes et chaussées, les travaux de terrassement).

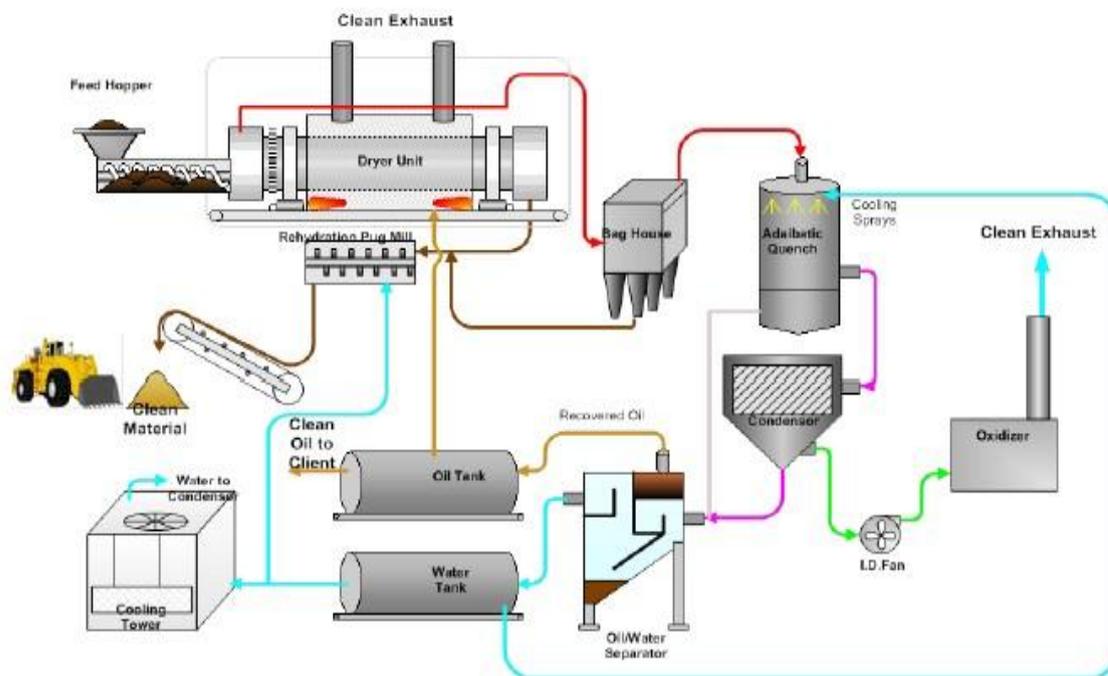


Figure 3.3 : Schéma simplifié de l'unité de traitement par désorption thermique.

3.3.2.3 Vertical Cuttings Dryer :

Cet équipement de conception spéciale, pour traitement des déchets fluides de forage contaminés par des solides mouillés par des hydrocarbures et chargés en métaux lourds dans le but de transformer les produits toxiques solubles en composés insolubles, conformément aux normes environnementales et économiques.

Verticals Dryers sont des sècheurs rotatifs, composés principalement par un tamis d'une forme conique et des transporteurs des déchets. Cuttings Dryer l'une des meilleures technologies disponibles aujourd'hui sur le marché international et sont utilisées pour le contrôle et traitement des rejets de fluide de forage selon les normes environnementaux en vigueur, et de ramener la teneur en huiles des déblais (cuttings) à 5% en poids.

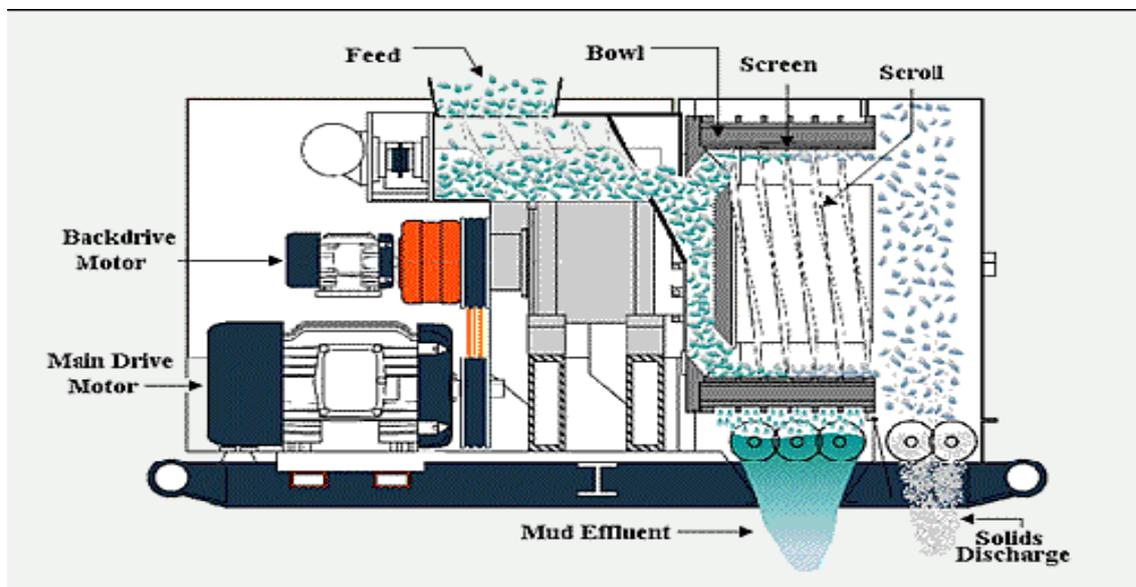


Figure 3.4 : Schéma simplifié de l'unité de traitement par le Vertical Dryer Cuttings.

3.3.2.4 Traitement biologique :

Le traitement biologique des déblais de forage repose sur le principe de la dégradation d'un hydrocarbure brut par des micro-organismes. Ceux-ci sont capables de dégrader certains constituants organiques de pétrole, mais les taux de décomposition dans les écosystèmes naturels sont encore très mal connus.

Le traitement biologique offre une bonne combinaison entre les aspects économiques et la protection de l'environnement. Ce traitement aide à la réduction du coût global du forage. Il englobe le traitement par les micro-organismes in situ ou ex situ, la phytoremédiation et le traitement en bioréacteur (Khodja.2008).

Cette technique présente beaucoup d'avantages, à savoir le faible coût de traitement et la faible production des déchets et d'effluents, mais a l'inconvénient du risque de contamination de la chaîne alimentaire en plus de la longue durée du traitement.

La bioremédiation des sols pollués par les hydrocarbures reste un moyen très efficace (Khodja,M ,Khodja,S.1999).

3.3.2.5 Autres méthodes :

Il existe à travers le monde, d'autres techniques de traitements des déblais résumées dans le tableau suivant :

Tableau 3.2 : D'autres techniques de traitements existantes à travers le monde

Traitement		Procédés	Inconvénients
Traitements physiques	Confinement	isoler la source de pollution à l'aide de matériaux argileux et/ou synthétiques. le site est recouvert de manière à éviter le lessivage.	- N'est pas un procédé de traitement. - Des risques de Transport.
	Excavation	Creuser des fosses dans la terre	
Traitement chimique	Solvants Volatils	-Toluène -Chlore de méthylène.	-Produit inflammable. -Produit toxique. -Difficile de travailler en flux tendu. -Dimensionnement et poids.
	Fluides supercritiques	-Fréon . -CO2 à 73.9bar et 32°C.	
Traitements biologiques	Landfarming	les déchets sont dispersés au-dessus d'un secteur de traitement puis mécaniquement labouré avec le sol labourage du sol permet une biodégradation plus rapide après une application des micro-organismes sur des surfaces contaminées	-Très lent. -Nécessite beaucoup d'espace.
	Compostage	les déchets sont mélangés à des agents d'entassement (tels que des morceaux de bois) pour augmenter la porosité et ainsi l'aération pour l'amélioration du rendement de la biodégradation naturelle	

3.4 La législation et les déblais :

En Algérie les grands principes qui régissent la réglementation en matière de protection du sol et du sous-sol sont formulés par les textes suivants :

- La loi n°83-03 du 05/02/1993, prend en considération la pollution du sol. Le législateur définit les déchets et pose les principes et les règles générales de leur gestion. Concernant cette dernière, la loi fait obligation à tout détenteur ou producteur de déchets d'assurer ou de faire assurer leur élimination en évitant seulement, et non en supprimant, les effets néfastes sur le sol, la faune, la flore, etc...

- Le décret exécutif n°93-160 du 10/07/1993, réglemente le déversement des huiles et lubrifiantes aussi bien dans le milieu naturel que dans le réseau d'assainissement.

- Le décret exécutif n°93-162 du 10/07/1993, fixe les modalités de récupération et de traitement des huiles usagées.

- Le décret exécutif n°94-43 du 30/01/1994, fixe les règles de conservation des gisements d'hydrocarbures et de protection des aquifères.

- Le décret du : 18/12/1992, agissant en tant que norme européenne, publiée au Journal officiel de la République Française le 30/03/1993, est la norme suivie par SONATRACH, pour le traitement des déblais de forage Ce décret définit les paramètres qui devraient être analysés et leurs limites maximales à ne pas excéder pour que les déblais puissent être rejetés dans la nature. Ces valeurs limites sont données dans le tableau suivant, en cas de non-respect de ces valeurs il convient de traiter ces déblais avant leurs rejets (**voir Annexe Tableau A.15**).

Chapitre 4
Lavage des déblais par extraction
solide-liquide

Chapitre 4 : Lavage des déblais par extraction solide-liquide

4.1 Introduction :

Le lavage des cuttings de forage est une technologie émergente qui est bénéfique du point de vue environnementale et économique, Actuellement il n'y a pas beaucoup de recherches sur cette technologie, mais plusieurs organismes de gestion des déblais de forage sont intéressés par son développement et sa mise en fonctionnement, notamment les entreprises de forage offshore pour lesquelles ces déblais représentent une source de contamination considérable pour le milieu marin environnant, et où leur gestion est beaucoup plus compliquée et coûteuse qu'en forage on-shore.

4.2 L'extraction solide- liquide :

L'extraction solide-liquide est une technique de séparation par solvant qui consiste à extraire une espèce chimique se trouvant dans un solide pour la transférer dans un solvant choisi judicieusement (Wuithier.P.1972).

4.2.1 Les différentes étapes d'extraction solide-liquide :

L'opération de l'extraction peut se faire en quatre étapes, chaque étapes est caractérisé par la nature et le type de solvant utilisé. Les quatre étapes sont les suivantes:

- Mouillage et conditionnement du sorbant : Cette opération assure le bon contact entre le soluté et le sorbant.
- Solubilisation du soluté : Cette opération assure une meilleure percolation du soluté à travers l'adsorbant solide.
- Rinçage ou lavage du sorbant : Cette opération est effectuée avec un solvant approprié.
- Elution du soluté : Cette opération est réalisée par un sorbant, ayant une forte force d'élution.

4.2.2 Facteurs influençant sur l'extraction liquide-solide :

L'extraction liquide - solide dépend de certains facteurs, qui sont :

- Le choix de la phase solide.
- Le temps de contact.

- La température.
- Le degré d'agitation des phases.
- L'humidité.

4.2.2.1 Nature et état du solide et du soluté :

La nature et l'état physique du solide et du soluté ont une importance primordiale et déterminent le mécanisme de transfert de matière.

Lorsque le soluté est dispersé uniformément dans le solide, les parties superficielles sont dissoutes en laissant un solide poreux ; le solvant doit ensuite pénétrer cette couche extérieure avant d'atteindre le soluté situé en profondeur, rendant le cheminement du solvant de plus en plus difficile, ce qui se traduit par une diminution de la vitesse d'extraction.

4.2.2.2 Nature du solvant :

Le solvant doit être sélectif, posséder une grande capacité de dissolution, une température d'ébullition peu élevée, une faible viscosité et être, si possible, non toxique, ininflammable et non explosif. Le choix d'un solvant à faible viscosité et de masse volumique peu élevée est recommandé pour faciliter la diffusion du solvant, l'agitation et la séparation mécanique.

4.2.2.3 Température :

L'élévation de la température permet généralement l'accroissement de la solubilité et de la diffusivité du soluté et la diminution de la viscosité de la solution.

4.2.2.4 Degré d'agitation :

L'agitation mécanique des particules dans le solvant, qui permet leur maintien en suspension et l'homogénéisation du milieu, a un effet toujours favorable sur l'opération.

4.2.2.5 Humidité :

Lors de l'utilisation de solvants hydrophobes, la diffusivité est inversement proportionnelle à la teneur en eau du solide.

4.3 Tensioactif :

Les agents tensioactifs ou surfactants sont des substances naturelles ou synthétiques dont les molécules possèdent une structure dite amphiphile (**Figure 4.1**). Un tensioactif est toujours amphiphile ; par contre, un composé amphiphile n'est pas forcément tensioactif.

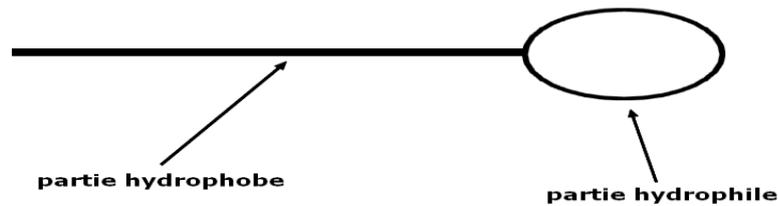


Figure 4.1 : Schéma représentatif d'une molécule amphiphile

4.3.1 Classification des agents de surface :

Les agents tensioactifs sont historiquement répartis selon leur charge en quatre grandes classes, les cationiques, les anioniques, les amphotères et les non ioniques (Khodja.2008).

4.3.1.1 Les tensioactifs cationiques :

Ces tensioactifs, possédant une tête polaire chargée positivement, appartiennent soit à la famille des amines grasses telles que les amines, diamines et polyamines ainsi que leurs sels (sels d'ammonium quaternaire ou sels d'imidazolium) soit à la famille des hétérocycles azotés.

4.3.1.2 Les tensioactifs anioniques :

Les tensioactifs anioniques, possédant une tête polaire chargée négativement, sont généralement des alkylarylsulfonates, alcanesulfonates, oléfinesulfonates, sels d'acides carboxyliques (savons), sels d'esters d'acides sulfuriques (alkylsulfates), alkyléthersulfates, et esters d'acides phosphoriques et polyphosphoriques.

4.3.1.3 Les tensioactifs amphotères :

Les tensioactifs dits amphotères comme les alkylaminoacides, alkylbétaines et sulfobétaines, possèdent deux groupes fonctionnels, l'un anionique et l'autre cationique. Selon les conditions du milieu, ils peuvent s'ioniser en solution aqueuse en acquérant un caractère anionique aux pH alcalins et un caractère cationique aux pH acides.

4.3.1.4 Les tensioactifs non ioniques :

Le marché est actuellement dominé par les produits dont le groupe hydrophile est une chaîne d'unités oxyde d'éthylène, en général, fixée sur une fonction hydroxyle : alcools, alkylphénols, acides carboxyliques, copolymères séquencés d'oxyde d'éthylène....

4.3.2 Propriétés des tensioactifs:

Afin de définir quelques critères de choix des tensioactifs pour une utilisation donnée, il est nécessaire de rappeler quelques concepts de base concernant les propriétés des composés tensioactifs.

4.3.2.1 L'adsorption aux interfaces:

Les molécules de tensioactifs comportant une partie hydrophile et une partie lipophile ont tendance à s'orienter, à se concentrer, aux interfaces de façon à accroître les interactions attractives (partie hydrophile/eau et partie lipophile/phase lipophile).

Ce phénomène d'adsorption (concentration plus importante à la surface qu'à l'intérieur de la phase liquide) apparaît aussi bien aux interfaces liquide-liquide (eau- hydrocarbure ou huile), liquide-solide (eau-surface apolaire, huile-surface polaire) qu'aux interfaces liquides gaz (eau-air) (Larpent.2001).

L'adsorption des tensioactifs aux interfaces et la diminution consécutive de la tension interfaciale sont responsables des deux phénomènes qui suivent :

- **la dispersion** : est favorisée puisque l'énergie nécessaire à l'augmentation de l'aire de l'interface est d'autant plus faible que la tension interfaciale est faible. Ce concept s'applique aussi bien aux dispersions liquide-liquide (émulsions), aux dispersions solide-liquide (suspensions) qu'aux dispersions air-liquide (mousses) ;

- **le mouillage** : est favorisé par la diminution de la tension interfaciale solide-liquide. L'isotherme d'adsorption et la valeur minimale de la tension interfaciale constituent donc des critères de choix fondamentaux du tensioactif à utiliser pour deux phases données.

4.3.2.2 L'autoagrégation ou micellisation:

La concentration micellaire critique (CMC) est par définition, la concentration en solution d'un agent de surface au-dessus de laquelle, une partie des molécules dispersées au sein de la solution se rassemblent sous forme des micelles.

Pour un système donné, si la concentration de l'agent de surface augmente jusqu'à la CMC, la tension superficielle baisse jusqu'à sa valeur limite. La concentration micellaire critique varie en fonction de la structure des tensioactives et la température (Chitour.1992).

Pour des concentrations en tensioactifs supérieures à la CMC, les molécules de tensioactif en excès s'autoassocient en solution sous forme d'agrégats appelés micelles : les chaînes hydrophobes constituent le cœur de la micelle et les têtes polaires sont au contact de l'eau.

La forme des agrégats (micelles sphériques, cylindriques, bicouches, etc.) est fonction de la nature du tensioactif et de sa concentration, Et il existe deux types de micelles : Les micelles directes et les micelles inverses (Silva.k.2009).

Cette propriété de micellisation des tensioactifs est responsable du phénomène de solubilisation : un composé hydrophobe (huile) peut être solubilisé à l'intérieur du cœur hydrophobe des micelles (Wuithier.P.1972).

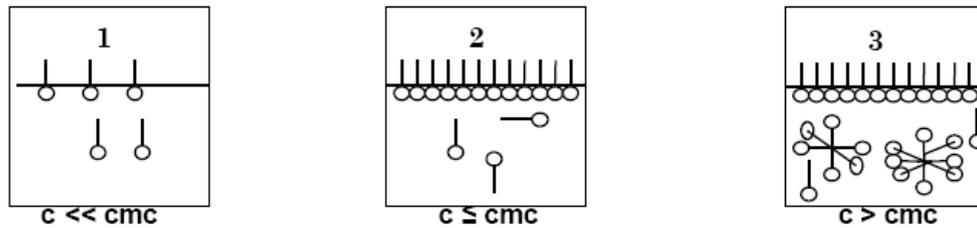


Figure 4.2: Comportement du tensioactif autour de la CMC

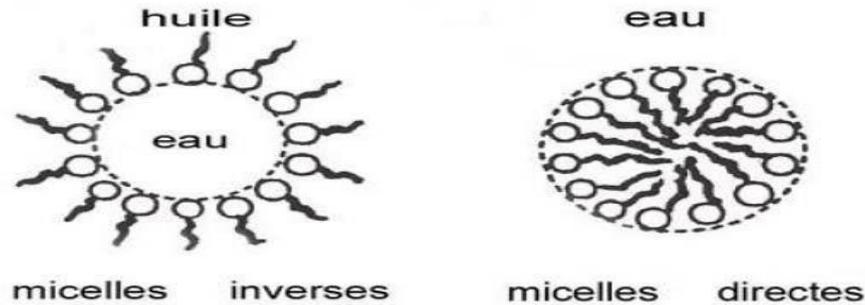


Figure 4.3: Types de micelles

4.3.2.3 La solubilité:

Lorsqu'elle a lieu, la formation de micelle permet de rendre plus favorable la dissolution dans l'eau des amphiphiles, en réduisant l'air de contact entre les chaînes hydrocarbonées et l'eau. Effectivement, on constate que les solubilités sont parfois extraordinairement élevées.

La solubilité des tensioactifs dans l'eau ou dans les hydrocarbures (couramment appelés huile) varie en fonction de l'importance relative de leurs parties hydrophobe et hydrophile.

En ce qui concerne la variation de la solubilité des tensioactifs dans l'eau avec la température, deux cas particuliers doivent être mentionnés :

- La solubilité dans l'eau des tensioactifs ioniques croît brusquement à partir d'une certaine température appelée point de Kraft ou température critique de micellisation.
- La solubilité dans l'eau des tensioactifs non ioniques diminue lorsque la température augmente.

4.3.3 Caractéristiques des tensioactifs:

4.3.3.1 La tension superficielle:

L'origine de la tension superficielle réside dans la distribution anisotrope de forces d'attraction subies par les molécules d'un liquide à sa surface de contact avec l'air. Au sein du liquide, toute molécule est soumise de la part des autres à des forces attractives dont la résultante est nulle.

La tension superficielle est aussi le travail à fournir pour augmenter la surface d'un liquide d'une unité d'aire, de façon isotherme et réversible, et elle s'exprime en Newtons par mètre

Où :

$$\gamma = \left(\frac{\Delta G}{\Delta S} \right)_T$$

γ : tension superficielle

G : le travail

S : surface de liquide

T : la température

4.3.3.2 La balance hydrophile-lipophile (HLB) :

La balance hydrophile-lipophile (HLB) est une caractéristique des tensioactifs. Elle est étroitement liée à la structure de la molécule, elle est censée représenter l'équilibre entre les groupements hydrophile et lipophile. Cette notion a été proposée par GRIFFIN.

Elle permet de classer les tensioactifs selon leur pouvoir émulsifiant, donc de guider au mieux le choix de l'utilisateur afin d'éviter de nombreux essais préliminaires (Poré J.1989).

4.3.3.3 Point de Kraft :

La solubilité des agents de surface est fonction de leur constitution mais aussi de la température. Pour les savons et certains agents de surface, le point de Kraft est la température à laquelle le composé devient soluble dans l'eau, c'est en fait la température critique de dissolution (Gauthier.F.2002).

4.3.4 Les fonctions des tensioactifs:

4.3.4.1 Le moussage:

La formation de mousses, dispersions d'un gaz (air) dans un liquide (eau), requiert la présence d'agents tensioactifs qui s'adsorbent à l'interface eau-air. Le choix du tensioactif et des additifs est primordial pour contrôler le niveau de mousse et sa stabilité.

4.3.4.2 La dispersion :

C'est le pouvoir permettant de fixer les molécules hydrophobes pour les mélanger avec des molécules hydrophiles.

4.3.4.3 L'émulsion:

C'est une répartition de deux liquides non miscibles, ou à peine soluble l'un dans l'autre. Suivant le cas on distingue les émulsions eau dans l'huile, et les émulsions huile dans l'eau. Dans le cas d'une émulsion instable l'huile se sépare et se rassemble à la partie supérieure en une couche homogène. On dit que l'émulsion casse ou claque. (Chitour.1992).

4.3.4.4 La détergence:

C'est un processus de nettoyage durant lequel des salissures sont séparées d'un milieu solide par mise en suspension ou en solution dans un bain de nature aqueuse.

4.4 Les solvants :

Un solvant est une substance, liquide à sa température d'utilisation, qui a la propriété de dissoudre, de diluer ou d'extraire d'autres substances sans les modifier chimiquement et sans lui-même se modifier. Les solvants ont de nombreuses applications tant domestiques que professionnelles : peintures, vernis, colles, pesticides ou encore parfums et médicaments...

4.4.1 Classification des solvants organiques :

On distingue deux types de classification :

4.4.1.1 Classification des solvants selon leur structure moléculaire

- **Les solvants polaires:** Possédant un ou plusieurs atomes d'hydrogène susceptibles de former des liaisons hydrogènes. Par exemple, l'eau, le méthanol, l'éthanol,...
- **Les solvants aprotiques polaires:** Possédant un moment dipolaire non nul.
- **Les solvants aprotiques apolaires:** Possédant un moment dipolaire permanent nul. Par exemple, le benzène, les hydrocarbures: alcanes ramifiés ou linéaires, alcanes cycliques, alcènes ,...

4.4.1.2 Classification des solvants selon leurs compositions

- **Les solvants inorganiques :** Ce sont des solvants ne contenant pas de carbone. L'eau, les solutions aqueuses contenant des additifs (tensioactifs, solution tampon...) et l'acide sulfurique concentré sont les solvants inorganiques les plus connus.

➤ **Les solvants organiques** : Les solvants organiques sont des composés organiques qui contiennent des atomes de carbone. Généralement, ils ont un point de fusion faible et s'évaporent facilement. Ils sont classés en trois familles :

- **Hydrocarbures** :

Les hydrocarbures constituent la classe de solvants organiques la plus répandue. Les solvants de cette catégorie ne contiennent que du carbone et de l'hydrogène dans leur structure moléculaire. On distingue les hydrocarbures aliphatiques, les hydrocarbures aromatiques ainsi que les mélanges pétroliers complexes.

Hydrocarbures aliphatiques : Les hydrocarbures aliphatiques saturés (alcane, parfois appelés aussi paraffines) ont la formule C_nH_{2n+2} mais seules les molécules avec cinq carbones et plus sont des solvants liquides à la température normale. Les chaînes carbonées peuvent être linéaires ou ramifiées.

Hydrocarbures aromatiques : La série aromatique comprend tous les liquides volatils dont la structure moléculaire comporte le noyau benzénique.

Les solvants aromatiques comportent généralement un seul cycle benzénique avec une ou plusieurs chaînes latérales comme le toluène et les xylènes. Les hydrocarbures aromatiques sont largement utilisés dans la formulation de peintures industrielles.

Mélanges complexes : Les raffineries de pétrole, en plus de produire les hydrocarbures simples mentionnés plus haut (sauf les terpènes), fabriquent des mélanges complexes d'hydrocarbure aliphatiques, aromatiques ou comportant les deux séries à la fois. Ces coupes pétrolières se distinguent par leur gamme de point d'ébullition et leur composition chimique, selon leur fraction dont ils sont dérivés et divers traitements auxquelles sont soumises.

- **Les solvants oxygénés** :

Les solvants oxygénés sont composés par une ou plusieurs molécules d'oxygènes pour former des molécules chimiques telles que les alcools, les cétones, les éthers de glycol, les éthers et esters.

Ils se caractérisent pour être des liquides limpides et incolores, peu volatils à température ambiante, inflammables. Ils peuvent être utilisés en mélange avec des hydrocarbures dans diverses formulations.

- **Les solvants halogénés** :

Les hydrocarbures halogénés (fluorés, chlorés, bromés ou iodés) : perchloroéthylène, trichloréthylène, dichlorométhane, chloroforme, tétrachlorométhane (nocifs pour la couche d'ozone).

4.5 Les facteurs importants dans lavage :

4.5.1 Les caractéristiques des cuttings:

Plusieurs paramètres propres aux caractéristiques des cuttings ont une influence sur le rendement du lavage citons:

- Le pH des cuttings influe sur l'action du surfactant selon le type de ce dernier.
- La concentration en ions dures.
- La teneur en hydrocarbures.
- La nature et la granulométrie.

4.5.2 Le rapport quantitatif solution détergente /cuttings:

Les émulsions ayant des concentrations en phase dispersée importante sont généralement plus stables que les émulsions diluées, donc l'action détergente est d'autant plus performante que le volume en solution de lavage est grand par rapport à celui des cuttings lavés, mais il faut déterminer une quantité maximale en prenant en compte le facteur économique en utilisant le moins d'eau et des produits de la solution détergente pour une meilleure détersion.

4.5.3 L'énergie mécanique:

Le mécanisme de la détergence nécessite en général un apport d'énergie externe en plus des processus chimiques provoqués par les agents actifs de la préparation. Cette énergie peut provenir de divers procédés mécaniques employés dans les différents équipements.

On souligne aussi que tout supplément d'énergie mécanique apportée à un système détersif permet de réduire la température de fonctionnement ainsi que la durée du cycle de nettoyage.

4.5.4 La durée de lavage:

L'efficacité du nettoyage dépend du temps alloué au contact entre les cuttings et la solution de nettoyage. En effet les processus d'émulsion, de dissolution, et de saponification, qui possèdent tous des caractéristiques cinétiques propres, sont d'autant plus complets que leur temps de contact avec les contaminants est long.

Cependant, pour consommer le moins d'énergie dans les procédés industriels utilisés, il faut déterminer une durée de lavage maximale, dont la courte durée peut être contrebalancée par un apport supplémentaire d'énergie mécanique ou l'augmentation de la température de nettoyage.

4.5.5 La température:

L'augmentation de la température améliore l'adsorption des tensioactifs aux interfaces, accélère la cinétique de réactions chimiques comme la saponification et facilite l'action séquestrant de certains adjuvants, notamment les phosphates (Mahieu.J, Boust.C.2007).

Une efficacité détergente optimale du surfactant utilisé est généralement obtenue juste en dessous du point trouble, les micelles possédant à ce moment leur taille maximale et étant le plus aptes à émulsifier les huiles en grande quantité.

4.5.6 la succession de lavages:

La succession de lavage avec des solutions identiques permet de rendre le rendement de lavage meilleur mais il faut tout de même se limiter par un facteur financier en vue d'utiliser le moins possible les produits de détercion et minimiser l'énergie apportée aux équipements de lavage.

4.6 La séparation des cuttings de la solution de lavage:

La séparation des cuttings se faite soit par la centrifugation qui est une opération de séparation mécanique, par action de la force centrifuge, de deux à trois phases entraînées dans un mouvement de rotation, ou par filtration en utilisant une filtrat API avec une pression jusqu'à 120 PSI, elle sépare les deux phases liquides et la phase solide reste dans le filtrat sous forme d'un gâteau.

***MATERIEL ET
METHODES***

Chapitre 5

Matériel et méthodes

Chapitre 5 : Matériel et méthodes

5.1 Lavage des cuttings :

5.1.1 L'échantillonnage des cuttings:

Lorsque la boue sort du puits de forage OBM, elle contient des déblais issus du forage de différentes granulométries, ces derniers passent en premier, à travers un tamis vibrants (premier échantillonnage) ; les fines particules refusées par les tamis sont transportées par une vis sans fin vers un séchoir qui en fait l'essorage.

Le liquide est récupéré comme de boue forage qui après réajustement, est envoyé vers le bac à boue principal, assurant ainsi son recyclage. Les solides récupérés du séchoir ont généralement une teneur en HC inférieure à 5%, et selon la norme Algérienne peuvent être jetés dans la nature.

Le jus du séchoir contient toujours des déblais plus fins. Ils sont alors acheminés vers une centrifugeuse pour leurs éliminations. A leurs tours, du circuit à boue, puis transportés vers le borbier (deuxième échantillonnage).

1^{er} Echantillon : cutting grosses particules du tamis vibrant.

2^{ème} Echantillon : cutting fines particules de la centrifugeuse (borbier).

Une quantité de 120 g semble être suffisante selon le mode opératoire, pour un échantillonnage des cuttings, et une homogénéisation s'avère nécessaire avant chaque analyse pour qu'il soit représentatif.

5.1.2 Préparation des solutions de lavage :

Pour tous les essais, le volume de solution employé est de 250ml. Elles sont préparées en utilisant l'eau industrielle.

L'eau industrielle est en réalité une eau utilisée pendant l'opération de forage et est constituée d'eau et de sel avec une densité de 1,35. L'ajout de sel améliore l'efficacité de traitement.

Les cuttings sont séparés du fluide de forage par filtration à la pression de 120 Psi (8,25 Atm). A la fin, la phase solide est récupérée sous forme d'un cake et la phase liquide dans un bécber sous forme d'un filtrat.

5.1.3 Évaluation quantitative des hydrocarbures :

La distillation est un procédé de séparation de mélange des substances liquides dont les températures d'ébullition sont différentes. Elle permet de séparer les constituants d'un mélange homogène. Sous l'effet de la chaleur ou d'une faible pression, les substances se vaporisent successivement, et la vapeur obtenue est liquéfiée pour donner le distillat (Wuithier.P.1972).

La détermination du pourcentage massique de l'huile se fait à l'aide d'un distillateur qui est chauffé au moyen d'une résistance électrique qui peut augmenter la température de distillation jusqu'à 650°C; une masse m_0 des cuttings est mise dans le distillateur.

Les vapeurs sont condensées et sont récupérées dans une éprouvette graduée. Après 30 à 60 minutes environ, la phase aqueuse se sépare de la phase organique par décantation et on lit directement les volumes d'eau et d'huile.

Après distillation, on pèse la masse des cuttings restante. Les pourcentages d'eau et d'huile sont directement déterminés.

Masse de distillat = masse éprouvette pleine - masse éprouvette vide.

Masse d'huile = masse de distillat - volume d'eau (volume d'eau = leur masse car leur densités égale 1).

Masse d'échantillon = masse du godet plein - masse du godet vide

Le % massique d'huile = (Masse d'huile / Masse d'échantillon).100.

5.2 L'échantillonnage de la boue OBM :

Pour la caractérisation de la boue de forage avant son injection dans le puits, on a préparé un échantillon, en respectant la même composition que celui d'une boue type pour une sonde de forage.

C'est une boue à émulsion inverse de 90% en gasoil et 10% en eau.

- Les produits utilisés sont données par le **Tableau 5.1**.

Tableau 5.1 : Les produits utilisés pour la fabrication de la boue.

Produit utilisé	Concentration	Fonction
Gasoil		
EZ MUL©NT (DZ-HME)	5,00 kg/m ³	Stabilisation des émulsions entre l'eau et huile
INVERMUL NT (DZ-HME)	10,00 kg/m ³	
Lime (DZ-HME)	25,00 kg/m ³	Augmentation de la densité du fluide
NaCl	108kg/m ³	
Eau		
GELTONE ©II (DZ-HME)	5,00 kg/m ³	Augmentation de la viscosité et diminution des tensions interfaciales
LIQUITONE (DZ-HME)	8.00 kg/m ³	Prévention contre les pertes de fluide pendant la circulation
ADAPTA™ (DZ-HME)	2 ,00 kg/m ³	Consolidation de la perméabilité du gâteau et empêchement du gonflement des argiles
CaCO₃ (Calcium Carbonate) M (DZ-HME)	453,70 kg/m ³	Augmentation de la viscosité

***RESULTATS ET
DISCUSSIONS***

Chapitre 6

Résultats et discussions

Chapitre 6 : Résultats et discussions

Pour avoir une idée générale sur l'opération de forage, les résidus générés et leur effet sur les caractéristiques de la boue en circulation dans les puits ; les caractéristiques des déblais avant leurs traitements par solvant organique et surfactant afin de mener l'extraction solide-liquide en application où le transfert des huiles contaminants de la phase solide (cuttings) vers la phase liquide (solution de lavage), plusieurs séries d'expériences ont été réalisées dans le laboratoire technique du BASP de Hassi Messaoud.

Deux échantillons ont été prélevés de deux endroits différents, l'un du bourbier et l'autre du tamis vibrant d'un chantier de forage du champ pétrolier de HMD.

6.1 Caractérisation de la boue de forage à base d'huile OBM :

6.1.1 La rhéologie :

La rhéologie indiquée dans la figure ci-dessous, représente la variation des viscosités plastique et apparente (VA,VP) les caractéristiques thixotropes (gel 0, gel 10) ainsi que la contrainte seuil (Yield point), utilisée avant et après l'injection de la boue dans un puits de forage.

La boue de forage prise dans un rhéomètre à une température de 65,55°C, on mesure la résistance au cisaillement de la boue contenue dans un godet dans lequel on immerge les cylindres coaxiaux. On lit sur cadran gradué la résistance au cisaillement à une vitesse de rotation de 600 tr/min (L_{600}) puis une vitesse de rotation de 300 tr/min (L_{300}).

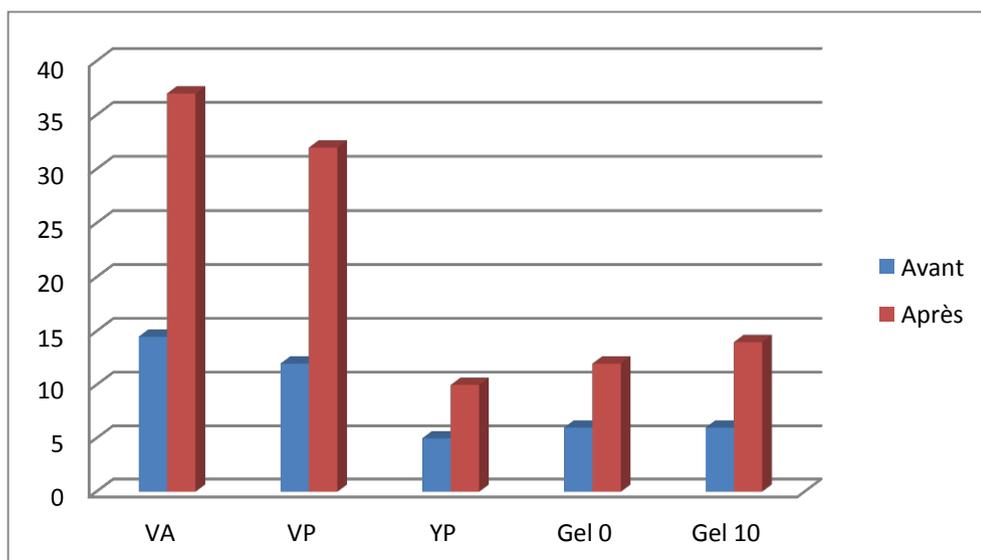


Figure 6.1 : Variation de la rhéologie avant et après l'injection de la boue dans le puits.

D'après l'histogramme obtenu, on constate que les viscosités augmentent avec contamination de la boue par les déblais. A priori, la boue se densifie par l'augmentation des particules solides de différente granulométrie pendant la circulation de la boue dans le puits de forage.

Cette augmentation de la viscosité apparente est causée soit par l'augmentation de la viscosité plastique ou l'augmentation de la contrainte seuil.

La viscosité plastique augmente avec la teneur en solides contenue dans la boue et de la présence des polymères. Cette augmentation de la viscosité ne pourra donc être combattue que par l'élimination des solides aux moyens de traitement mécanique, de même la contrainte seuil (Yield point) augmente, ce qui était prévisible car la présence de plus des particules fines augmente la résistance due aux forces électrostatiques attractives localisées à la surface des particules.

6.1.2 La densité :

Pour évaluer la densité de fluide de forage avant et après leur injection dans le trou foré du puits ; on remplit le fluide testé dans le godet de boue et on met le couvercle en évacuant l'excès de la boue, qui sort du trop-plein, ensuite on place le levier sur le moule d'équilibre et commencer à déplacer le curseur jusqu'à ce que le bras soit horizontale, où on fait la lecture de la densité.

Les résultats obtenus sont représentés sur le schéma ci-dessous:

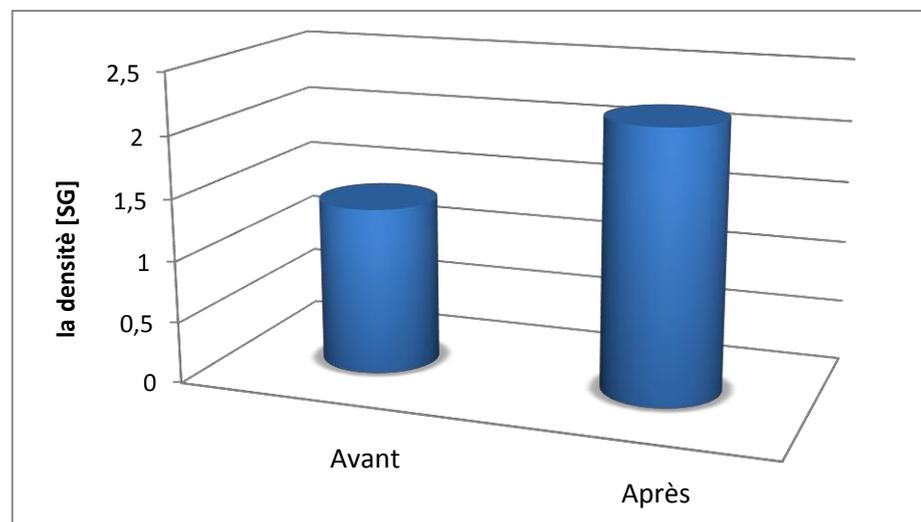


Figure 6.2 : Variation de densité de la boue avant et après l'injection dans le puits de forage.

D'après les résultats obtenus on remarque que la densité de la boue après son injection dans le puits augmente considérablement (presque la valeur double). Cette augmentation est due à la présence des particules solides de différente granulométrie.

6.1.3 La filtration du fluide de forage :

La boue en circulation dans le puits de forage est en mouvement fluidisé sortant du trépan à travers les parois du puits. La boue passe à travers le Filtra HPHT pour déterminer le volume de filtrat qui passe à travers les parois du puits avant cimentation.

Après avoir soumis la boue à une pression de 500 PSI (35 atm environ) et à une température de 176°C dans un cylindre normalisé d'une surface semis perméable, on note le volume de filtrat à travers cette plaque filtrante pendant 30 minutes.

Les résultats obtenus sont représentés dans la figure suivante:

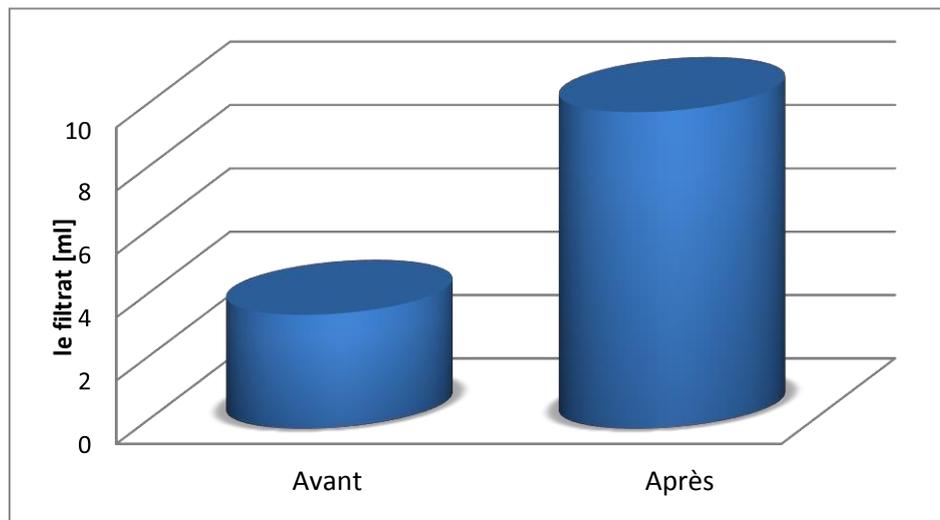


Figure 6.3 : Variation de volume de filtrat de la boue avant et après l'injection dans le puits.

D'après les résultats obtenus, on constate que le volume de filtrat augmente chaque fois que le fluide de forage entre dans le puits en plein opération.

Les additifs de réducteur de filtrat perdent leurs efficacités, chaque fois que la température et la pression dans le puits deviennent très élevées. Dans ces conditions les polymères seront modifiés et perdront leurs efficacités. Duquel on doit corriger par l'ajout des additifs, à fur et a mesuré durant toute l'opération de forage.

6.1.4 La stabilité électrique :

La stabilité électrique sert pour contrôler le phénomène de l'émulsification de l'eau dans l'huile, car on a affaire à une boue à «émulsion inverse» et au même temps pour éviter des problèmes pendant l'opération de forage.

Pour contrôler la stabilité électrique de la boue, un courant de voltage croissant est appliqué entre deux électrodes de 3,2mm, plongée dans la boue à tester. L'émulsion d'eau dans l'huile s'oppose au passage de courant jusqu'à une certaine tension (voltage

de rupture). Un appareil appelé émulsion test nous donne la lecture directe du voltage indiqué.

Les résultats de la stabilité électrique de fluide de forage à l'entrée et à la sortie de puits foré sont indiqués dans la figure suivante :

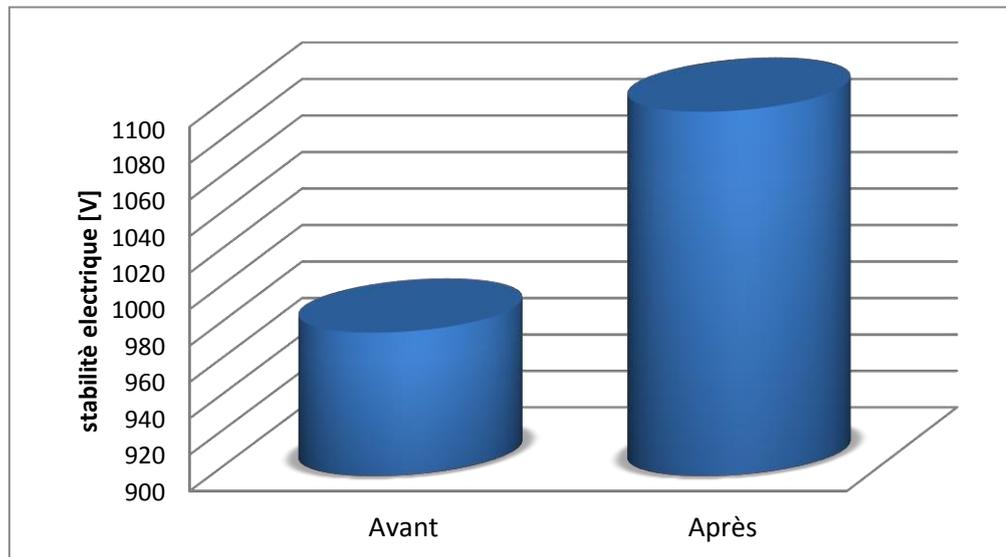


Figure 6.4 : Variation de stabilité électrique de la boue avant et après l'injection dans le puits.

On constate que l'augmentation de la température et la pression dans le puits, ainsi que la rotation de la boue initiale provoquant l'augmentation de l'émulsion de la boue dans la formation, c'est pour cela que la stabilité électrique augmente automatiquement.

Finalement, on constate que les caractéristiques du fluide de forage soumises à des contraintes se détériorent et on doit y remédier au fur et à mesure des opérations.

6.2 Caractérisation des déblais :

Etant donné que le forage passe par différentes couches de formations rocheuses, la nature et la granulométrie des cuttings n'est pas la même, du moment que les déblais sont tous mélangés en surface. Les caractéristiques les plus importants sont la teneur en hydrocarbures, en métaux lourds et en sels.

6.2.1 Les sels :

Pour évaluer la quantité des sels dans les déblais de forage, on mesure la teneur en chlore, en calcium et en magnésium (**mode d'opérateur voir annexe**).

Les résultats obtenus sont dans le **Tableau 6.1**.

Tableau 6.1 : Les quantités des sels dans les cuttings.

sels totaux	calcium	magnésium	chlore
45,6g/l	11,580g/l	34,02g/l	70g/l

Les quantités des sels principalement le calcium et les chlorures varient selon la section de forage et le type de la boue injecté peut augmenter ou diminuer.

6.2.2 Le pH :

Pour déterminer le pH des cuttings, 10g des déblais sont mélangés avec 100 ml d'eau distillée dans un bécher.

Le contenu sera mélangé à l'aide d'un agitateur magnétique.

En utilisant du papier pH pour déterminer la valeur du pH des déblais. La mesure du pH donne une indication sur la solubilité des métaux et donc de la stabilité électrique.

Le pH des déblais est donc de 9,6.

D'après cette valeur de pH, les métaux lourds dans les déblais sont insolubles.

6.2.3 Les métaux lourds :

On a déterminé les métaux lourds dans les cuttings ; pour cela, une extraction liquide-solide a été réalisée en mettant en contact 25g de déblai avec 250 ml de solution d'acide acétique de pH =3,8 le tout mis sous agitation pendant 24heures.

Cette opération est suivie d'une filtration permettant l'obtention d'une solution cette dernière est analysée par la méthode de spectroscopie d'absorption atomique (SAA). Les résultats figurent dans le histogramme suivant :

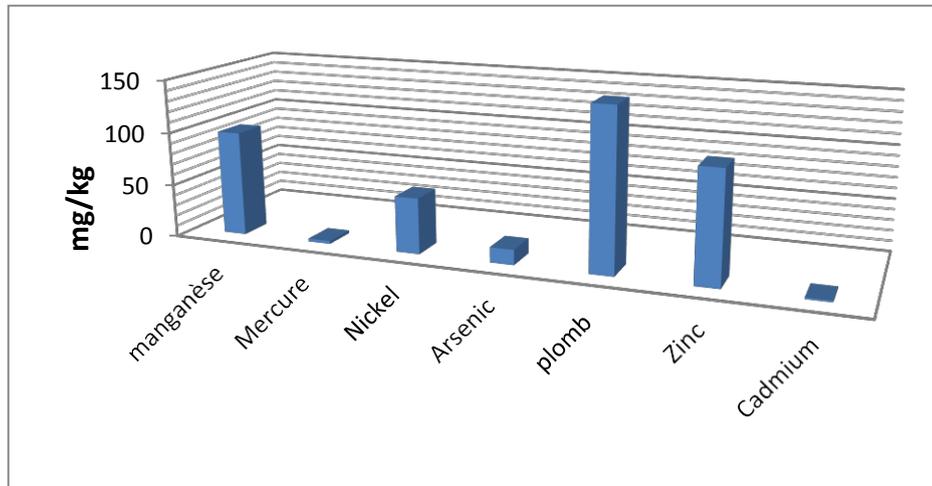


Figure 6.5 : Concentration des métaux lourds dans les cuttings.

On constate que les sédiments contiennent des métaux lourds en quantités acceptables en accord les normes environnementales en vigueur sauf le plomb il est de 150mg/kg. (Voir annexe Tableau A.14).

6.3 Traitement des déblais de borbier :

Les cuttings traitées à ce niveau proviennent des centrifugeuses.

6.3.1 Traitement par tensioactif :

Cette série d'expériences a été réalisée pour voir l'influence de la concentration de surfactant sur le pourcentage d'huile dans les déblais. Dans cet essai, nous avons traité 120 g de cuttings par 250 ml de solution de surfactant pendant 10 minutes en faisant varier sa concentration. Les résultats obtenus sont représentés sur cette figure :

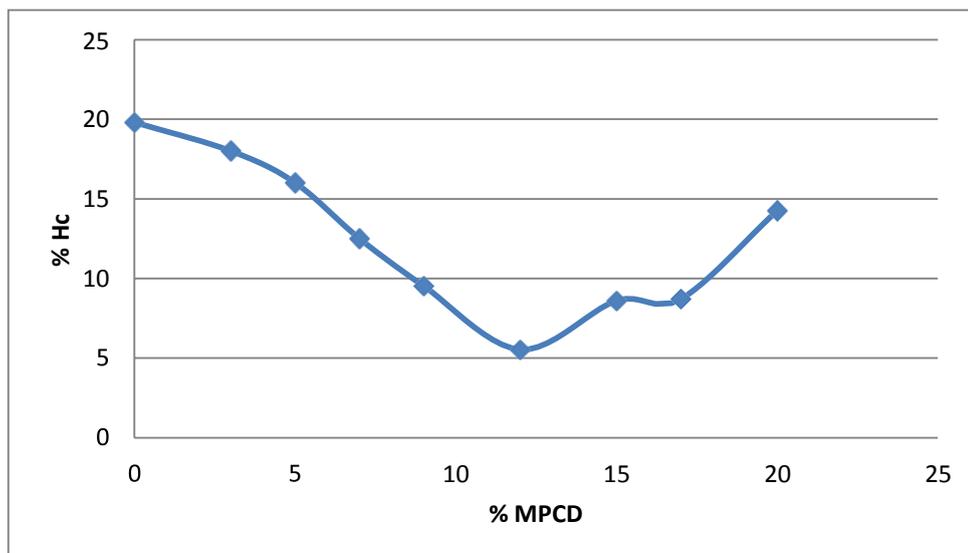


Figure 6.6: Evaluation de taux des HC en fonction de la concentration de la solution de lavage de MPCD.

D'après les résultats obtenus, on constate que le taux d'huile résiduelle dans la phase solide diminue avec l'augmentation de la concentration du MPCD, ceci étant dû au transfert des contaminants huileux de la phase solide vers la phase liquide.

Les mécanismes de l'émulsification et de la solubilisation se manifestent positivement, ce qui fait augmenter la capacité de la solution à émulsionner. À partir d'une concentration de 12% le taux des hydrocarbures est optimal faisant une teneur en hydrocarbure de 5%.

12% de MPCD est la concentration limite de solubilisation dans l'eau en présence d'hydrocarbures. L'effet inverse sur l'extraction solide-liquide se manifeste négativement. Ce qui fait diminuer l'extraction solide-liquide lorsqu'on augmente la teneur en MPCD.

6.3.2 Influence de nombre de lavage :

Dans cette série il a été proposée d'effectuer plusieurs lavage successif afin de déterminer l'efficacité de traitement de lavage successif et cela avec 3% de solution concentré (car le premier essai on a abouti à une concentration 12% pour que le rendement d'huile environ 5%).

Les résultats obtenus sont représentées dans cette figure :

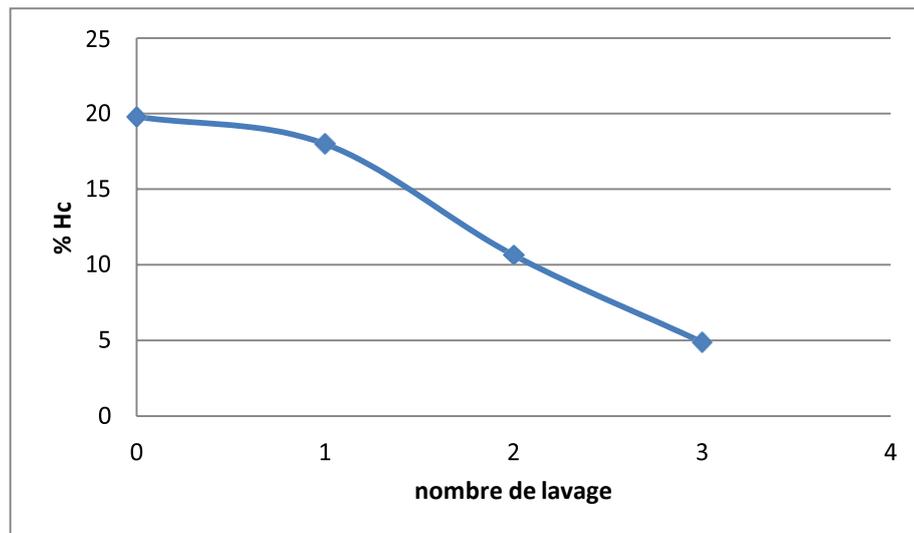


Figure 6.7 : Evaluation de la teneur en huiles résiduelles en fonction du nombre de lavages successives.

Les résultats obtenus montrent que la teneur en huile résiduel diminue avec l'augmentation de nombre de lavage, et la teneur obtenue dans le 3^{ème} lavage est conforme à la norme.

Dans ce cas on utilise un volume de 22,5ml de surfactant dans une solution de lavage de 250ml alors que dans la première série on a utilisé 30ml de surfactant pour atteindre à une teneur environ 5%.

Cette deuxième optimisation a été faite par une succession de lavage, après le partage de 12% de MPCD en quatre solutions de 3% de MPCD, et vérifié le taux d'hydrocarbures restant dans les cutting après chaque lavage, avant de les jeter dans la nature. Il s'avère que la teneur en HC arrive à 5% après le troisième lavage.

Cette méthode d'optimisation nous a fait gagner le $\frac{1}{4}$ de la solution par rapport à la première optimisation qui était de 12%. Ainsi une solution diluée de MPCD de 3% efficace et économique.

6.3.3 Traitement par solvant organique :

Cette série d'expériences a été réalisée pour déterminer l'influence de la phase liquide sur le rendement du lavage par un solvant organique.

Le lavage effectué avec du gasoil, en faisant varier le rapport gasoil/cuttings jusqu'à l'obtention d'un taux d'hydrocarbures inférieur ou égal à 5%.

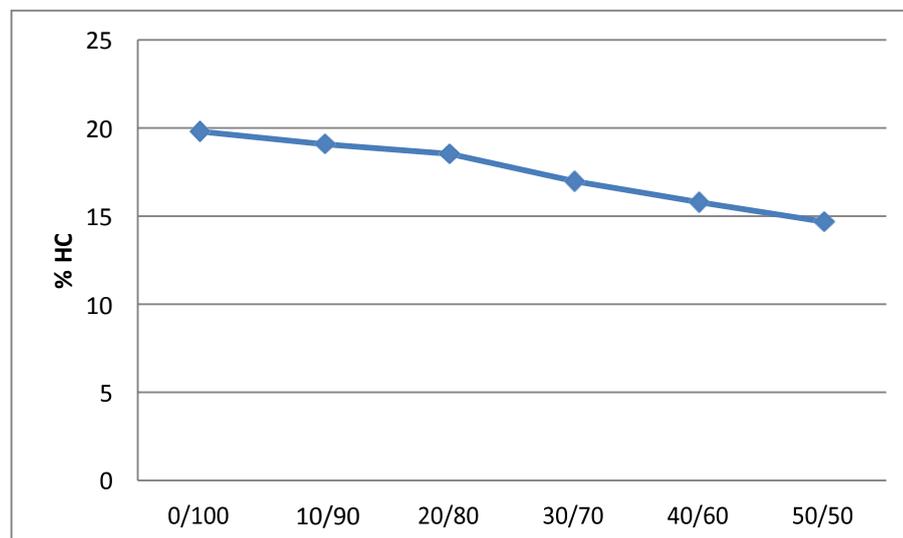


Figure 6.8 : Evaluation de taux des hydrocarbures en fonction de rapport gasoil/cuttings.

D'après les résultats obtenus, on constate que la teneur en l'huile résiduelle diminue avec l'augmentation de la quantité de gasoil utilisée pendant lavage.

Le solvant organique extrait les huiles des déblais lors d'une extraction solide- liquide, mais 50% gasoil 50% cuttings le taux des hydrocarbures dans les déblais est supérieur à la norme exigé.

On a constaté que le fait de rajouter du gasoil entraine une liquéfaction des cuttings. Ceci nous a amenée à proposer une technique de lavage combinée gas-oil/ surfactant à même d'améliorer les mécanismes d'échanges surfactant- cuttings.

6.3.4 Influence de la concentration du MPCD combiné au gasoil :

Cette série a été réalisée dans le but de déterminer l'effet combiné surfactant/gasoil en maintenant la quantité du gasoil constante. Ces essais font suite à une constatation qui est que lors du traitement par le gasoil, le constat est bien que ce dernier ne donne pas des résultats notables, par contre la fluidité des hydrocarbures collés à la roche est améliorée.

Pour cela on fait varier le pourcentage de MPCD en maintenant le rapport gasoil/cuttings égale 10/90. La teneur en HC restant dans les cuttings est mentionnée ci-dessous :

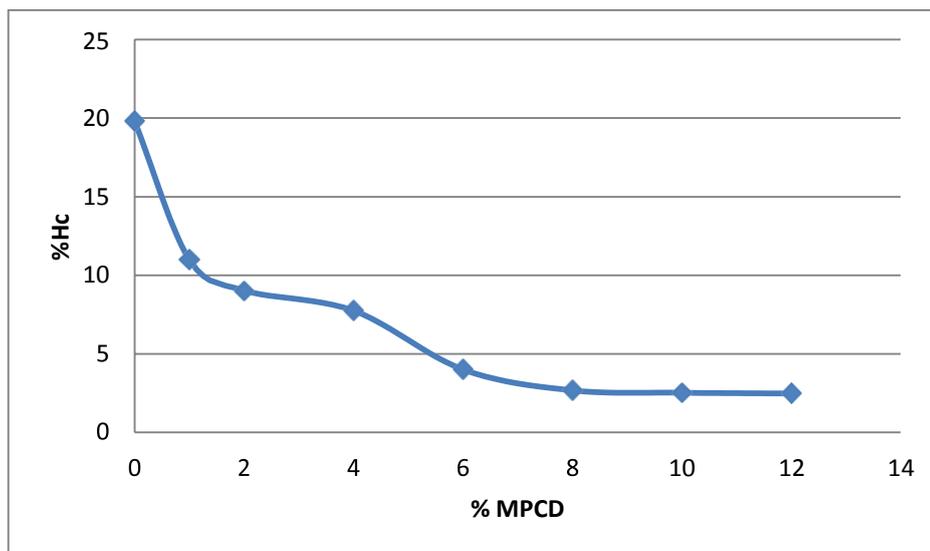


Figure 6.9 : Evaluation de taux des hydrocarbures dans le cutting en fonction de la concentration de la solution de lavage de MPCD.

Les résultats obtenus montrent que le lavage des cuttings avec apport de gasoil est plus efficace qu'avec une solution de détergent seul. Le gasoil agit comme une aide de diffusion en solubilisant les cuttings. Avec une concentration de 5% en MPCD on arrive à atteindre les 5% exigées.

Conclusion :

Pour montrer l'efficacité du traitement, la figure (**Figure 6.10**) indique les résultats de lavage par le surfactant seul et le surfactant combiné au gasoil :

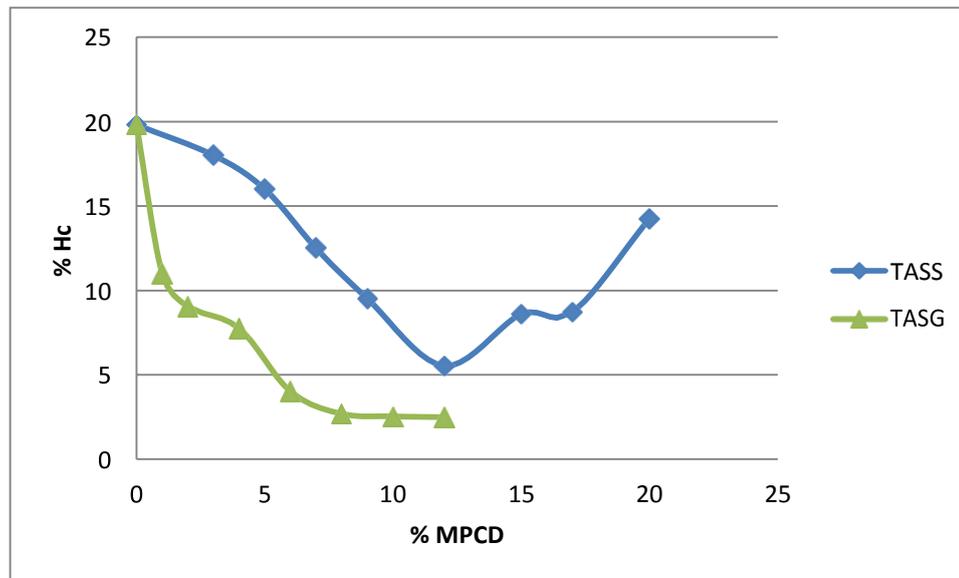


Figure 6.10 : Evaluation de la teneur en huiles résiduelles dans les cuttings avec deux types de traitement.

TASS : Traitement avec surfactant seul

TASG : Traitement avec surfactant-gasoil

Les séries d'expériences ont permis de mettre en évidence la possibilité de traiter les cuttings par lavage pour abaisser leurs teneurs d'huiles résiduelles, ainsi l'utilisation du tensioactif seul a donné des résultats positifs, le pourcentage de surfactant est dans ce cas de 12%. Une succession de lavage nous permet de d'économiser le $\frac{1}{4}$ de la quantité de surfactant utilisé. Après avoir ajouté du gasoil, on arrive à une consommation de moins de 6%, c'est-à-dire la moitié de la concentration initiale. Ce résultat permet une économie de produit et surtout moins de déchets.

Les solutions de lavage récupérées après la filtration, sont séparées par décantation. A noter que la turbidité augmente avec l'augmentation du pourcentage de MPCD. Cette turbidité est due au phénomène d'émulsification, et cela a été prouvé par une réaction de saponification.

6.3.5 Lavage successif :

Partant du fait que plusieurs lavages donnent des meilleurs résultats qu'un seul, et pour optimiser la quantité de surfactant utilisé, La quantité utilisée précédemment a été divisé en 4 fractions de lavage.

On a subdivisé le volume de solution de 250ml de 10/90 respectivement hydrocarbure/Cuttings et de 5% de concentration de solution de MPCD, par quatre. Et faire passer la même quantité de 120g de cuttings par une succession de lavage dans la même solution.

Le tableau ci-dessous montre le non efficacité de la procédure de lavage par succession de la même quantité de cutting 120 g dans 62.5 cc de solution à 5% de MPCD. Malgré 4 successions de lavage l'opération s'avère inefficace. Comme le montre le schéma ci-dessous :

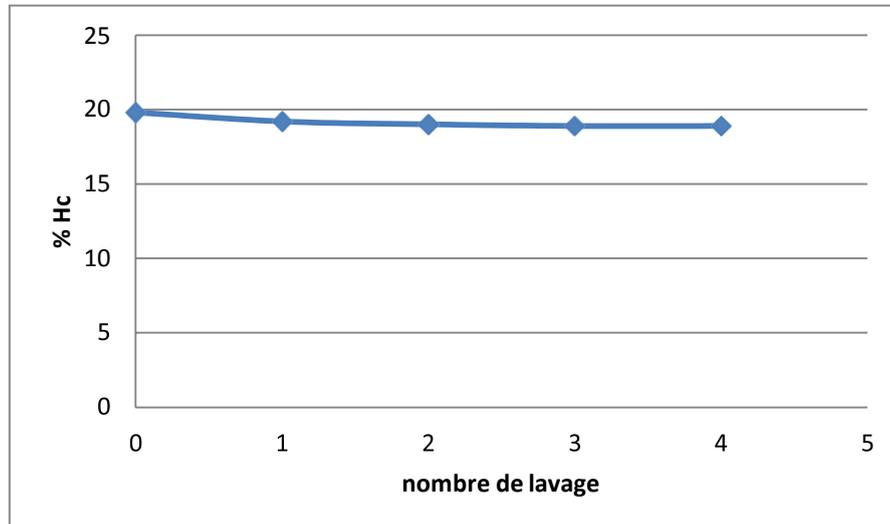


Figure 6.11 : Evaluation de la teneur en huiles résiduelles dans les cuttings en fonction du nombre de lavages.

6.4 Traitement des déblais de tamis vibrant :

Après avoir traité les cuttings provenant des centrifugeuses, intéressons-nous aux déchets provenant des déchets des tamis vibrant.

6.4.1 Traitement avec le MPCD :

Cette courbe ci-dessous représente la variation de taux des hydrocarbures dans les cuttings en fonction de la concentration de surfactant MPCD.

La quantité à laver est constante de 120g de cuttings, appliquée pour une teneur d'huiles résiduelles initiale de 8,19 % d'HC par une solution de lavage de 250 ml de MPCD, par une agitation contenue pendant 10 minutes. Dont les résultats sont décrits ci-dessous :

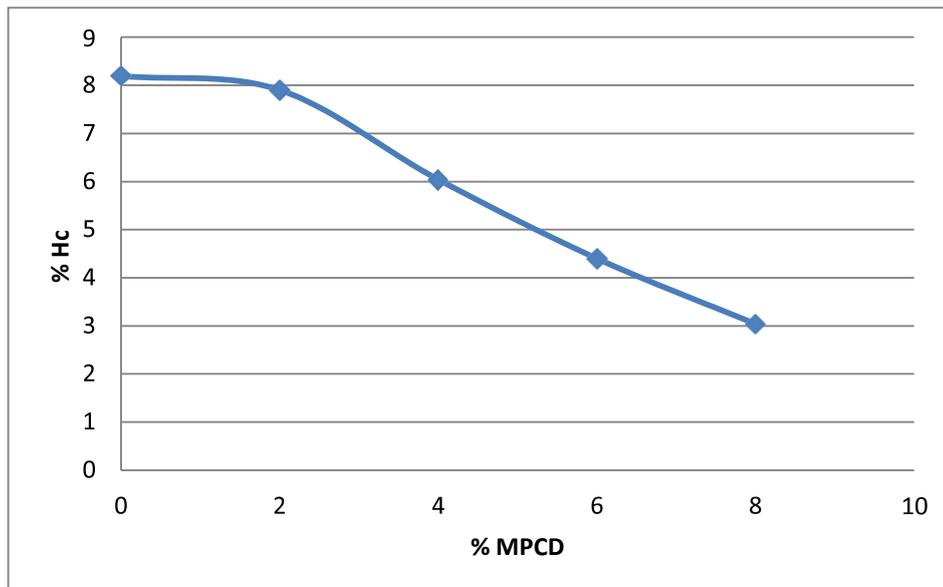


Figure 6.12 : Evaluation du taux des HC dans les cutting en fonction de la concentration de la solution de lavage MPCD.

D'après les résultats une concentration de 5% de MPCD donne une teneur en hydrocarbure dans les cuttings de 5%. On constate que le traitement des déblais de tamis vibrant ne nécessite pas des grandes quantités de MPCD. La surface de contact grande et l'accessibilité du produit permet un traitement facile.

6.4.2 Traitement par CONDITE-E :

Une série d'expériences a été réalisée avec le surfactant CONDET-E. la variation des teneurs en hydrocarbures résiduels en fonction de la concentration de surfactant sont représentés dans la figure suivante:

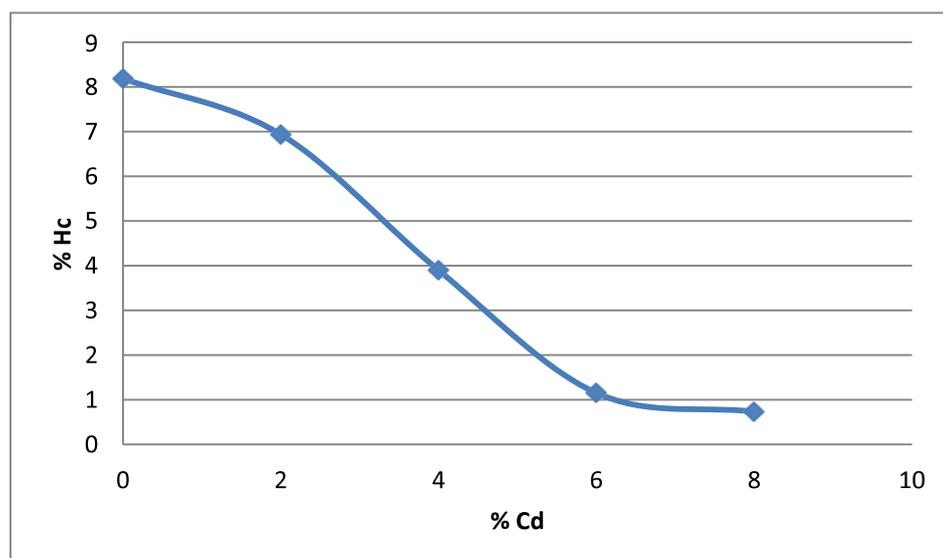


Figure 6.13 : Evaluation de la teneur en huiles résiduelles en fonction de la concentration surfactant CONDET-E.

La figure indique que la teneur en hydrocarbures résiduels diminue lorsque la concentration en surfactant augmente. Elle a considérablement diminué par rapport à la teneur initiale et la teneur de 5% est atteinte pour une teneur de surfactant inférieur à 4%, ce qui représente la norme des taux d'hydrocarbures résiduel après traitement dans le cas où la teneur initiale est légèrement supérieure à 5% en masse. Ce qui est conforme aux exigences fixées par les normes utilisées.

6.4.3 Traitement par solvant organique :

Cette série représente le lavage des cuttings provenant du tamis vibrant avec du gasoil des différents rapports de proportion entre gasoil et cuttings.

Le schéma ci-dessous représente la teneur en HC résiduelles avec chaque pourcentage de soluté et de solvant (cutting/gasoil) :

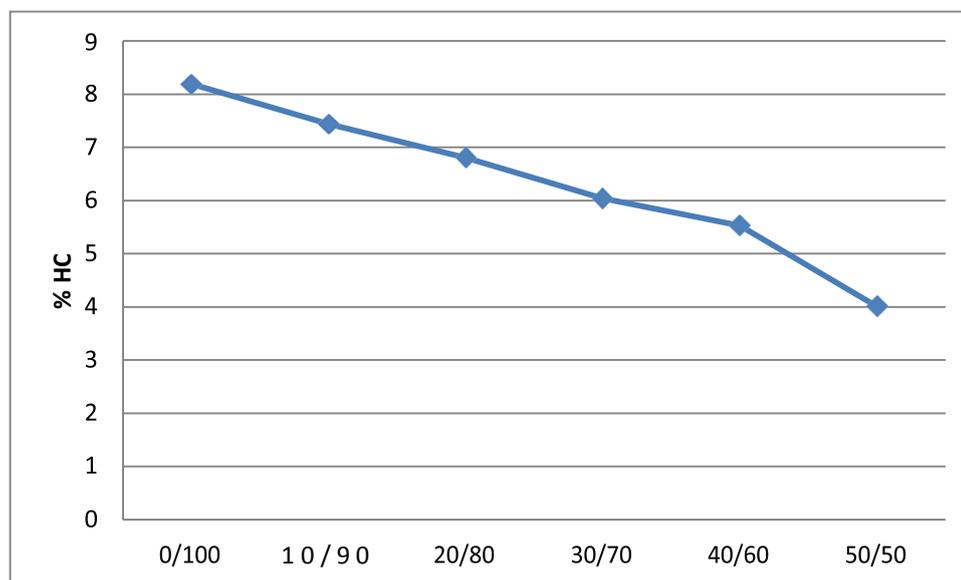


Figure 6.14 : Evaluation de taux des hydrocarbures en fonction de rapport gasoil/cuttings.

Les résultats de cette manipulation confirment que le solvant organique peut extraire la matière grasse et les polymères de la boue contenant dans les déblais, 50% de déblai et 50% de solution de lavage (gasoil) sont les mêmes proportions permettant d'atteindre une teneur en hydrocarbures résiduelles inférieur à 5% selon les normes en vigueur. Cette opération n'a pas donné des bons résultats avec les cuttings des centrifugeuses.

D'après les résultats obtenus, on conclut que:

- Le transfert des salissures hydrocarbonées des surfaces des particules solides vers des solutions liquides est assuré par des mécanismes de la détergence et l'effet des solvants organiques.
- La solubilisation des huiles dans la phase aqueuse augmente avec la concentration en surfactant dans la solution de lavage. Ceci étant observé visuellement par le degré de la turbidité des solutions de lavage et des teneurs en hydrocarbures résiduels qui diminuent lors de l'augmentation de la concentration en surfactant.
- Le comportement des surfactant dans les systèmes de lavage diffère selon les caractéristiques du surfactant.
- L'optimisation de la concentration du détergent utilisé est nécessaire car tout excès peut provoquer l'effet inverse.
- La combinaison entre un surfactant et un solvant donne aussi un bon résultat, que stipule un autre type de lavage donnant ainsi un résultat, qu'avec un surfactant réagissant seul ou un solvant organique seul, sans un autre additif.
- Le volume de la solution de lavage et la masse des cuttings sont des facteurs très important pour extraire les huiles contaminants dans les déblais vers la phase liquide.
- Une étude économique s'impose pour faire le meilleur choix entre le MPCD qui est un composé biodégradable et utilisé à l'échelle internationale, et le CONDET-E qui est un tensioactif qui partage les mêmes caractéristiques que le MPCD.

On peut aussi proposer les procédés de traitements suivant :

- Le lavage des déblais provenant du tamis vibrant par le solvant organique (gasoil), faisant l'extraction solide-liquide des huiles et les additives contenus dans les cuttings, assure le recyclage dans la fabrication de la boue.

Après avoir optimisé le taux de lavage de ces déblais, les solides ainsi obtenus sont inférieur à 5%. Par conséquent on peut éliminer le drayer. Et faire recycler la totalité de la boue par une bonne surveillance de la densité par l'ajout de certains additifs.

- Le maintien du séchoir nous oblige à faire le traitement par succession de lavage des cuttings fines provenant de la centrifugeuse, par le tensioactif de 3% de concentration et à 3 reprises. Afin d'avoir une teneur en HC de 4,6% qui était initialement de 19,8%.

La boue sera donc toujours récupérée dans le bac principal à boue, le solide ainsi récupéré au niveau du Drayer répond à la norme Algérienne et inférieur à 5% d'HC.

- Le maintien du séchoir, peut nous conduire à faire combiner entre le Tensioactif et le solvant organique qui mon donnés de bon résultats.

Un peu de solvant et une solution de 6% de concentration avec une agitation uniforme, nous pouvons laver les fines cuttings provenant de la centrifugeuse, qui était initialement à 19,8% d'HC et les avoir ramené à 4,01% d'HC.

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale :

Les initiatives des compagnies pétrolières en matière de développement durable, demeure plus en plus importante, en ce qui concerne l'environnement et la lutte contre la pollution. De même que les projets développés en faveur des traitements des borbiers font l'objet d'un intérêt certain pour assurer la pérennité des activités d'exploration et de production.

D'après les résultats obtenus au terme de cette étude, nous affirmons que les rejets pétroliers présentent une pollution pour l'environnement.

L'extraction des hydrocarbures contenus dans les cuttings ou déblais de tamis vibrants peut se faire avec du gasoil comme un solvant organique approprié. Le traitement avec ce dernier donne de bons résultats puisque le taux d'hydrocarbure restant dans les cuttings est moins de 5%.

L'avantage du procédé est le temps de réalisation très court permet de présager un traitement on-line. Ce traitement des cuttings évitera dans le futur aménagement des borbiers et la pose de geomembrane qui augmentent les couts de la gestion des déblais dans leurs aménagements et les taxes exigées par la loi en vigueur pour la décharge des déchets industriels.

Cette boue dépourvu d'hydrocarbure sera prise en même, titre que celle d'une boue minérale pour être valorisée dans les chantiers de goudronnages et le durcissement des plates-formes de toute nature.

Dans le cas où on garde le drayer les boues issus de centrifugeuse seront traité par 10% de gasoil par apport à la quantité traite et faire le traitement avec surfactant (MPCD ou CONDET-E) afin de mener la teneur en hydrocarbure inférieure à 5%.

Comme perspectives à ce travail, on pouvait envisager ce qui suit :

- *La détermination du nombre de fois de lavage avec le même gasoil, ce qui favorise le recyclage de la solution de lavage jusqu'à elle perte son efficacité.
- *La détermination du débit de la solution de lavage (Gasoil ou MPCD) par rapport au débit massique des cuttings à traiter à l'échelle industrielle.
- * La détermination du mécanisme de réaction des tensioactifs pour la destruction de la molécule organique.

REFERENCES
BIBLIOGRAPHIQUE

Références bibliographiques :

Amadou Abdoulaye.BA, Contribution à la surveillance d'un processus de forage pétrolier, Thèse de doctorat, l'École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, mars 2010.

Abid.D, étude de synthèse sur les fluides de forage 1er partie du rapport CRD-BOUMERDES, 1994.

Belouchrani.R, Traitement biologique d'un sol contaminé par les HAP, mémoire de magister, ENSP, 2008.

Blahbib.A, Etude et choix de candidature fracturation hydraulique - short radius des puits de la zone 07 du champ Hassi Messaoud, Mémoire de Magister, Université M'HAMED BOUGARA, BOUMERDES, 2008.

Blair.C, Prevention and treatment of petroleum emulsion. The oil and gas journal, 1945, p.116.

Ben Ahmed, Caractéristique et des équipements des métaux lourd .CRD-HASSI MESSAOUD, 1994.

Boukerrou.M, Amélioration des performances des boues de forage, Thèse de Magister, Ecole Nationale Polytechnique, 2012.

Chevron Texaco, Mrathon, Drilling waste management technology descriptions. Argonne national laboratory, WASHINGTON, USA, september 2008.

Cheremisinoff., Handbook of heat and mass transfer, 1986, p.87-140.

Chitour, Physico-chimie des surfaces, OPU. ALGER, vol 1, 1992.

Documents ENSP, devisions forage, gisement ,2005.

Daddou.M, Les boues de forages - manuel de formation, Algerie, Sonatrach, division forage, département formation, 2004.

Dada.M, Optimisation d'un procédé de traitement de boues de forage, thèse de doctorat, Université M'HAMED BOUGARA, BOUMERDES, 2011.

Djahieche.A, synthèse in situ de particules polyuréthane par polyaddition interfaciale, Institut National des Sciences Appliquées de LYON. 2001.

Dègin.M, les grandes familles de solvants organiques utilisation et aspects physico-chimiques, 1998.

Forage rotary, la boue de forage, groupe ii, 1982.

Gauthier.F, Manipulation des solvants avec une machine étanche pour sécuriser le nettoyage, Travail et sécurité, 2002, n° 615, p.38-40.

Références bibliographiques

Khodj.M, Les fluides de forage : étude des performances et considérations environnementales, Thèse de doctorat, École doctorale : Science des Procédés, 2008.

Khodja.M, khodja.S, étude comparative du pouvoir inhibiteur des fluides de forage à base d'eau sur le champ de Hassi Messaoud, 1999.

Larpent.C, les tensioactifs, techniques de l'ingénieur, 2001.

Marcon.L , méthode d'étude des agents de surface, technique de l'ingénieur,2001.

Mahieu.J, Boust.C, dégraissage des métaux. Choix des techniques et des produits, fiche pratique de sécurité, éd 48,2007, p. 4-10.

Moussawi.M, Bralla.M, Géologie de champ Hassi Messaoud, CIS, HASSI MESSAOUD, 1993.

Poré.J, émulsion, micro émulsion, émulsion multiple, éd 3, 1989, p.58-70.

Ryaen.C, Chillingar.V, drilling fluids: state of the art, journal of petroleum science and engineering vol 14, 1996.

Richardson.J.M, Perry's chemical engineers' handbook, seventh edition, 2003, p.15-45.

Rogers.J, knoll.B, Assessments of technologies for environmentally friendly drilling project, Land-based Operations, USA, 2006.

Selluaoui.R, documents BASP Hassi Messaoud, 2010.

Silva.k, Approche thermodynamique et cinétique de l'extraction à deux phases aqueuses à l'aide de tensioactifs ioniques, thèse doctorat, institut national polytechnique de TOULOUS.

Slimani.S, Rheological study of polymer based drilling muds: effects of polymer type, its content, temperature & salinity, Thèse de magistère, Ecole d'ingénieur de BOUMERDES, IAP, 2002.

Wuithier.P, Le pétrole : raffinage et génie chimique, National Institute of Standards and Technology, PARIS, éd 2, vol 20, 1972.

ANNEXES

Tableau A.1 : Variation de la rhéologie avant et après l'injection de la boue dans le puits

Paramètres	Avant l'injection	Après l'injection
viscosité apparente	14,5	37
viscosité plastique	12	32
Yield point	5	10
Gel 0 (10 s)	6	12
Gel 10 (10 min)	6	14

Tableau A.2 : Variation de densité de la boue avant et après l'injection dans le puits de forage

Paramètres	Avant l'injection	Après l'injection
Densité [SG]	1,36	2,18

Tableau A.3 : Variation de volume de filtrat de la boue avant et après l'injection dans le puits de forage.

Paramètres	Avant l'injection	Après l'injection
Filtrat [ml]	3,5	10

Tableau A.4 : Variation de stabilité électrique de la boue avant et après l'injection dans le puits de forage.

Paramètres	Avant l'injection	Après l'injection
Stabilité électrique [v]	979	1100

Tableau A.5 : Concentration des métaux lourds dans les cuttings en mg/kg.

manganèse	Mercuré	Nickel	Arsenic	plomb	Zinc	Cadmium
98,6	2,633	52,5	14,2	150	104,16	1,42

Tableau A.6 : Evaluation de taux des HC en fonction de la concentration de la solution de lavage de MPCD

MPCD (%m)	0	3	5	7	9	12	15	17	20
Hc (%m)	19,8	18	16	12,5	9,52	5,53	8,6	8,7	14,25

Tableau A.7 : Evaluation de la teneur en huiles résiduelles en fonction du nombre de lavages successives

Nombre de lavage	0	1	2	3
Hc (%m)	19,8	18	10,65	4,6

Tableau A.8 : Evaluation de taux des hydrocarbures en fonction de rapport gasoil/cuttings

Rapport gasoil/cuttings	0/100	10/90	20/80	30/70	40/60	50/50
Hc (%m)	19,8	19,07	18,54	16,98	15,79	14,68

Tableau A.9 : Evaluation de taux des HC dans le cutting en fonction de la concentration de la solution de lavage

MPCD (%m)	0	1	2	4	6	8	10	12
Hc (%m)	19,8	10,99	9,03	7,75	4,01	2,68	2,53	2,48

Tableau A.10 : Evaluation de la teneur en huiles résiduelles dans les cuttings en fonction du nombre de lavages successives

Nombre de lavage	0	1	2	3	4
Hc (%m)	19,8	19,2	19,01	18,9	18,9

Tableau A.11 : Evaluation du taux des HC dans les cuttings en fonction de la concentration de la solution de lavage de MPCD

MPCD (%m)	0	2	4	6	8
Hc (%m)	8,19	7,9	6,6	4,04	3,02

Tableau A.12 : Evaluation de la teneur en huiles résiduelles en fonction de la concentration surfactant CONDET-E

Cd (%m)	0	2	4	6	8
Hc (%m)	8,19	6,94	3,9	1,15	0,73

Tableau A.13 : Evaluation de taux des hydrocarbures en fonction de rapport gasoil/cuttings

Rapport gasoil/cuttings	0/100	10/90	20/80	30/70	40/60	50/50
Hc (%m)	8,19	7,44	6,8	6,04	5,53	4,01

La composition des fluides de forage :

Les compositions des boues de forage sont multiples. Elles dépendent essentiellement des propriétés exigées. En plus de l'eau et du gasoil utilisé comme phase continue ou émulsionnée, de nombreux composants multifonctions sont ajoutés à la boue pour lui conférer les propriétés désirées. Ces produits sont classés par familles.

1. Colloïdes argileux :

- Les bentonites
- Les attapulgites

2. Colloïdes organiques :

- Amidons
- CMC (Carboxy Méthyl Cellulose)

3. Fluidifiants ou défloculants :

- Les polyphosphates
- Les tanins
- Les lignosulfonates
- Les lignines chromées

4. Les additifs minéraux :

- Soude caustique NaOH
- Carbonate de soude Na₂CO₃
- Le gypse CaSO₄
- Chaux éteinte Ca (OH) ₂
- Bicarbonate de sodium NaHCO₃

5. Produits organiques spéciaux :

- Les anti-ferments
- Les anti-mousses
- Les anti-coincements
- Les anti-corrosions
- Les anti-bourrants

6. Les alourdissant :

- Barytine ou sulfate de baryum BaSO₄
- Le carbonate de calcium CaCO₃
- La galène PbS
- Hématite Fe₂O₃

7. Les colmatant :

- Colmatant organiques
- Colmatant fibreux
- Colmatant lamellaires

- Colmatant gonflants
- Colmatant à prise (liants hydrauliques).

- **Composition des fluides de forage WBM :**

Parmi les additifs utilisés pour la préparation de boue de forage on peut mentionner les suivants :

- **Viscosifiants :** Argiles naturelles (souvent des bentonites), polymères synthétiques ou bio polymères.
- **Réducteurs de filtrats :** Servant à consolider le cake de filtration pour limiter l'invasion par le fluide comme l'amidon, carboxyméthylcelluloses (CMC) celluloses poly anioniques, ou résines.
- **Inhibiteurs de gonflement et de dispersion des argiles :** KCl, glycérol, silicates ou divers polymères comme le polyacrylamide partiellement hydrolysé etc...
- **Agent alourdissant :** Comme la barytine (barite ou sulfate de baryum $BaSO_4$) et la calcite (carbonate de calcium $CaCO_3$) qui sont les plus utilisés pour assurer à la boue une densité convenable.

Le carbonate de calcium, est souvent recommandé pour le forage de la phase réservoir à cause de sa solubilité dans l'acide et de son utilisation selon une granulométrie variable pour réduire les problèmes de pertes et l'endommagement de réservoir.

- **Comatants :**

Sont des additifs plutôt exotiques comme des granuleux (coquilles de noix), des fibreux (fibres de bois, canne à sucre), et des lamellaires (coquilles d'huîtres, céréales).

- **Composition des fluides de forage OBM :**

Les propriétés rhéologiques (thixotropie) de cette émulsion sont ajustées par l'addition d'agents viscosifiants, généralement des argiles organophiles. Les formulations peuvent contenir également des agents réducteurs de filtrat (composés asphalténiques et polymères) et d'autres additifs spéciaux.

Il faut signaler qu'aujourd'hui la plupart des travaux de recherche portent sur l'amélioration des boues inverses, vu leurs avantages économiques et Environnementaux, et sont comparativement aux dans les roches réservoirs.

Les techniques de mesure :

➤ **Appareillage utilisé :**

- **Agitateur à hélice :** l'équipement de mixage est un agitateur électrique de marque Hamilton Beach. Il est muni d'un axe porteur d'une hélice et permet d'atteindre des vitesses de rotation de 18000 tours/minutes.
- **Distillateur de boue 50cc :** l'extraction des hydrocarbures des échantillons est effectuée à l'aide de l'appareil de distillation à pression atmosphérique par paliers de températures. Les vapeurs d'eau et d'huile se condensent dans un condensateur et on récupère l'eau et d'huile dans une éprouvette graduée
- **Le filtra API :** la séparation solide/liquide est obtenue à l'aide de filtre-presse à une pression de 120 PSI, le liquide filtre à travers plaque filtrante et les solides déposés par filtration constituent (le cake).
- **Filtra HP HT:** on peut appliquer une pression jusqu'à 500 PSI et monter la température 350°F pour déterminer le volume de filtrat de la boue OBM.
- **Rhéomètre de FANN :** c'est une appaillage à cylindre coaxiaux dont le moteur est entraîné à l'aide d'un moteur électrique. La boue étudiée est emprisonnée entre deux cylindres de révolution, coaxiaux, de rayons distants de quelques millimètres. Le mouvement laminaire de cisaillement est obtenu en communiquant à l'un des cylindres un mouvement de rotation uniforme de vitesse angulaire ω , l'autre cylindre demeurant immobile.
- **Emulsion teste :** cet appaillage est employé pour contrôler la stabilité de la boue a émulsion inverse. Le principe est : un courant alternatif ou continu est appliqué entre deux électrodes, plongé dans la boue à tester.

- **Spectrophotomètre d'adsorption atomique:** est un appareil de détermination de dosage des métaux lourds à partir la phase liquide de l'échantillon étudié.

➤ **Détermination de concentration des sels :**

- Pour déterminer la quantité de sels total dans les déblais ; on inverse 1g de déblais avec 50 cc de briseur d'émulsion PNP, en ajoutant 100 cc de l'eau distillé et quelque goutte de solution ammoniacale le calmagite comme un indicateur coloré pour avoir le virage par l'EDTA.

Le virage est indiqué lors du changement du rose foncé au bleue. Pour déterminer le titre Hydrotimétrique complet : $TH = [Ca^{2++}] + [Mg^{2++}]$. Le volume d'EDTA atteint au cours de l'analyse est : 22,8cc.

- Pour déterminer la quantité de calcium dans les déblais; on inverse 1g du déblai dans 50 cc de briseur d'émulsion PNP et 100 cc de l'eau distillé et claver II comme indicateur coloré, on procède au titrage par l'EDTA pour déterminer la quantité de calcium dans ces déblais et l'agitation se fait donc avec un agitateur magnétique.

Le volume d'EDTA atteint au cours de l'analyse est : 5.79cc.

- Le même protocole pour d'exterminer la quantité de clore avec l'indicateur coloré du chromate de potassium, on fait le titrage avec le Silver nitrate 0,282N. La solution de couleur jaunâtre atteint le point d'équivalent et se vire en oronge.

Le volume de Silver nitrate 0,282N est : 35cc.

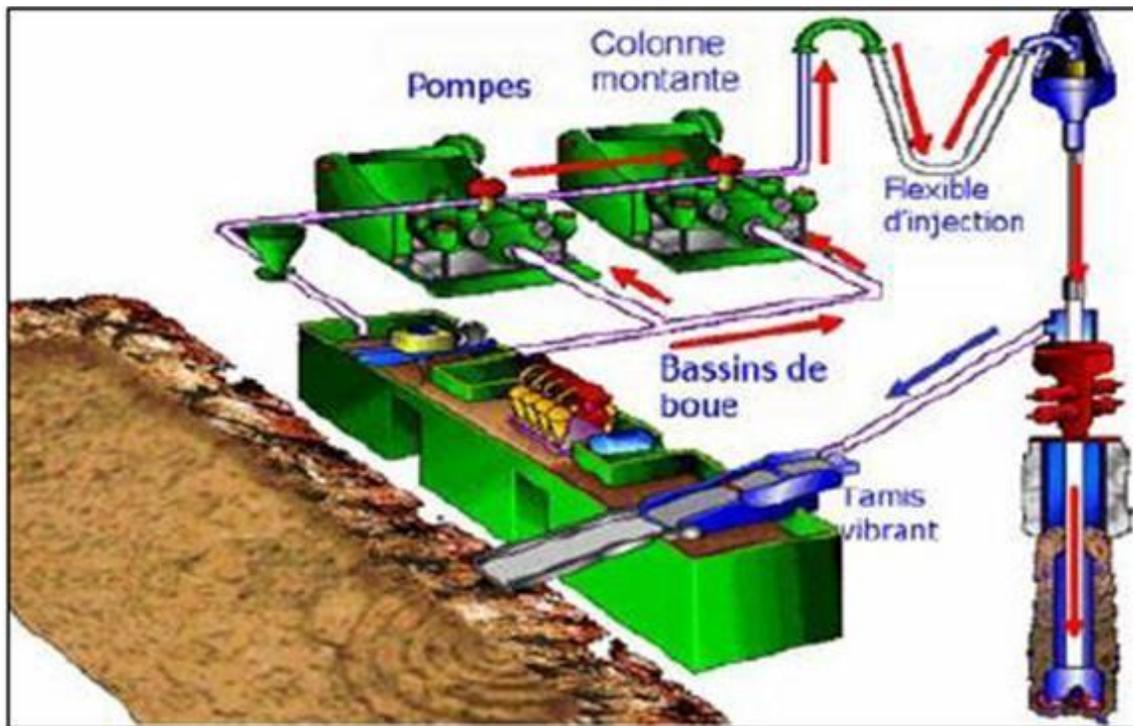


Figure A.1 : Circuit de la boue de forage.

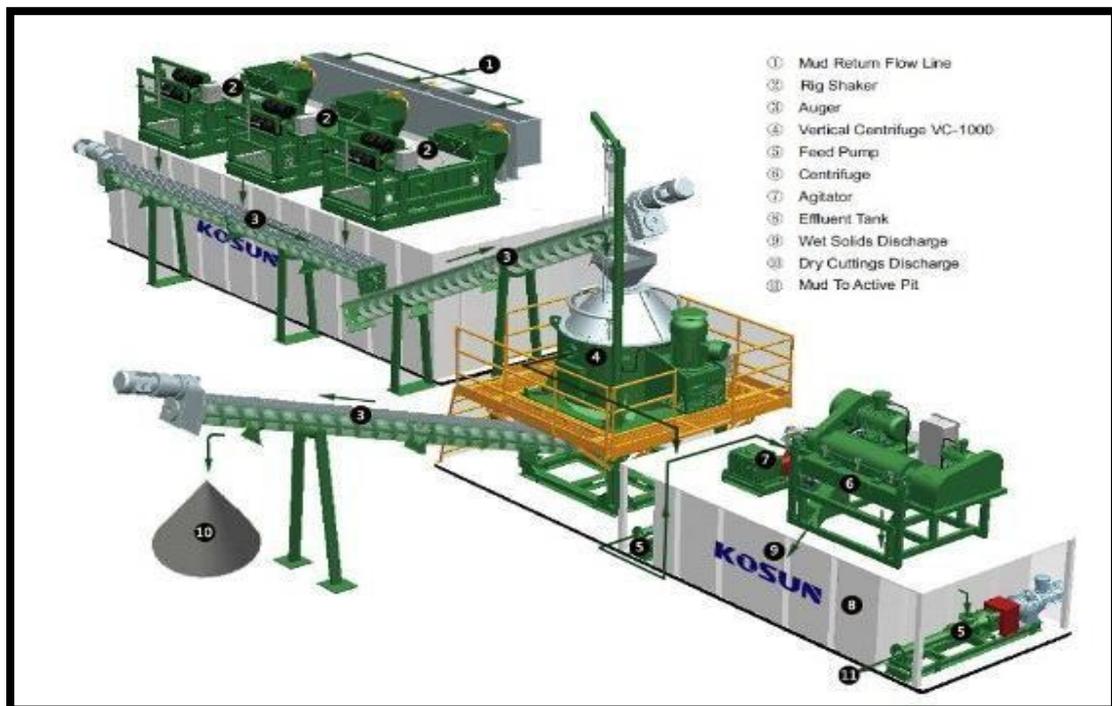


Figure A.2 : Le prétraitement online des cuttings.

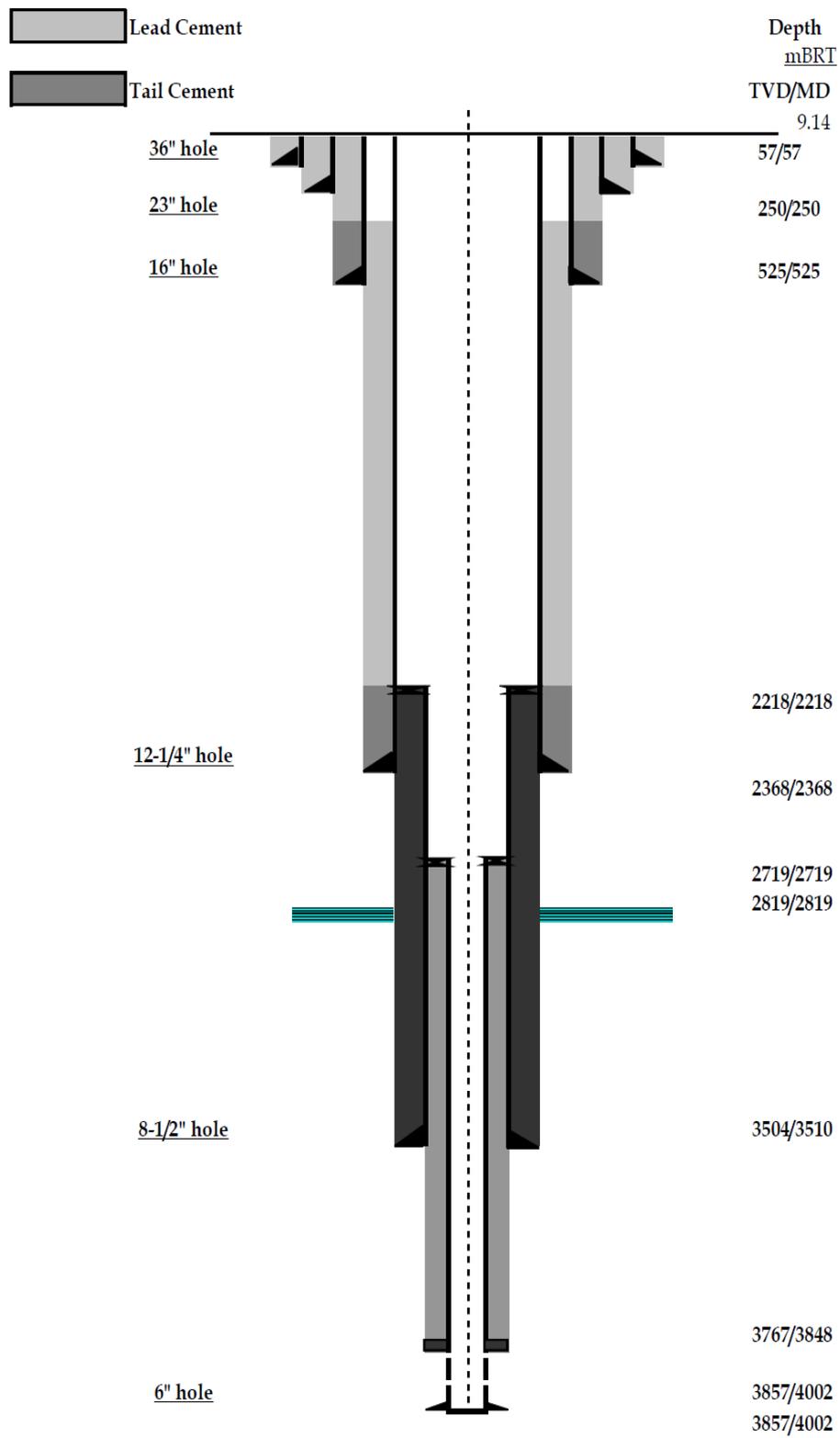


Figure A.3 : Diagramme de puits de forage.

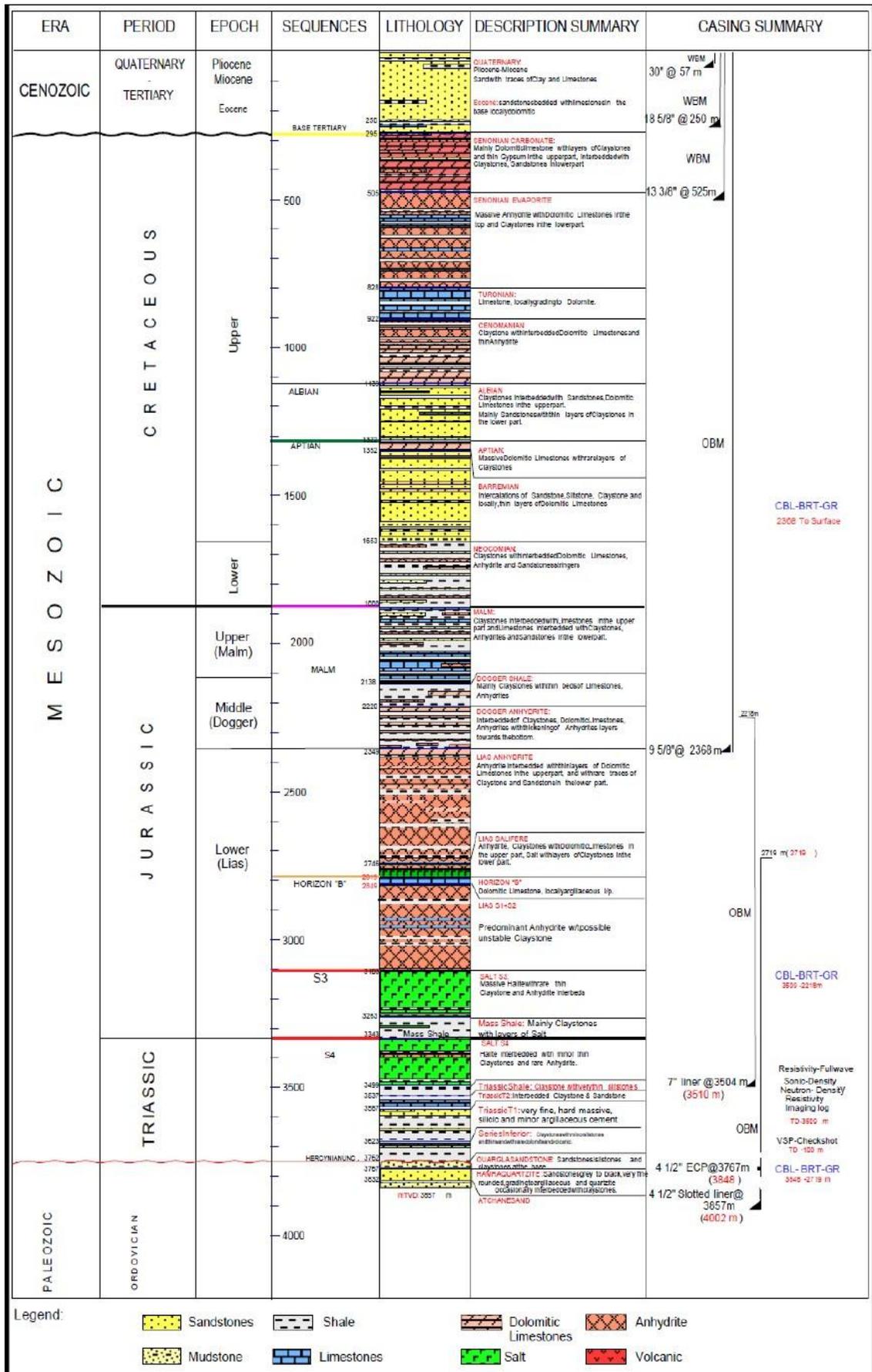


Figure A.4 : La géologie du champ de Hassi Messaoud.

Tableau A.14 : Les limites maximales des paramètres des rejets industriels.

Paramètre	Unité	Valeurs maximales
Température	/	30
Ph	/	5,5 à 8,5
Matière en suspension	/	30
DBO ₅	Mg/l	40
DCO	Mg/l	120
Azote	Mg/l	40
Phosphate	Mg/l	02
Cyanures	Mg/l	0,1
Aluminium	Mg/l	05
Cadmium	Mg/l	0,2
Chrome III	Mg/l	03
Chrome VI	Mg/l	0,1
Fer	Mg/l	05
Manganèse	Mg/l	01
Mercure	Mg/l	0,01
Plomb	Mg/l	10
Cuivre	Mg/l	03
Zinc	Mg/l	05
Nikel	Mg/l	05
Huile et graisse	Mg/l	20
Hydrocarbures	Mg/l	20
Phénols	Mg/l	0,5
Solvants organique	Mg/l	20
Chlore actif	Mg/l	01
PCB	Mg/l	0,001
Détergents	Mg/l	02
Tensioactif	Mg/l	10

Tableau A.15 : Valeurs limites pour la mise en décharge des déblais de forage selon le standard européenne

éléments	abréviation	Standard européen
Les hydrocarbures totaux	Hc	<5%(massique)
Chrome hexa valent	Cr ⁺⁶	<10mg/kg ou 1mg/l
Total chrome	Cr	<100mg/kg ou 10mg/l
Plomb	Pb	<100mg/kg ou 10mg/l
Zinc	Zn	<500mg/kg ou 50mg/l
cadmium	Cd	50mg/Kg ou 5mg/l
cyanure	CN	10mg/Kg ou 1mg/l
nickel	Ni	<100mg/kg ou 10mg/l
arsenic	As	<10mg/kg ou 1mg/l
mercure	Hg	<10mg/kg ou 1mg/l



Figure A.5 : Filtrat presse API



Figure A.6 : Rhéomètre de FANN



Figure A.7 : Agitateur Hamilton Beach



Figure A.8 : Balance analytique



Figure A.9 : Emulsion teste



Figure A.10 : Densimètre



Figure A.11 : Spectrophotomètre d'adsorption atomique.



Figure A.12 : Filtrat HP HT



Figure A.13 : Distillateur à boue



Figure A.14 : Le prétraitement online par le drayer et la centrifugeuse



Figure A.15 : Tamis vibrants



Figure A.16 : Bourbier d'eau (water pit)



Figure A.17 : Bourbier de forage (wet pit)



Figure A.18 : Cuttings traités par le dryer