



Université Kasdi Merbah Ouargla
FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE
ET SCIENCES DE LA MATIERE

N° d'ordre :
N° de série :

DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE

Mémoire
Présenté pour l'obtention du diplôme de

MAGISTER

Spécialité : Génie pétrolière
Option : Génie pétrolière

Présenté par :
Abbas Hadj Abbas

Thème

**Les bourbiers des forages pétroliers et des unités de production:
Impact sur l'environnement et technique de traitement**

Soutenu publiquement le : / / 2011

Devant le jury composé de :

Mr. Saker Mohamed Lakhdar	MCA	UKM, Ouargla	Président
Mr. Hacini Messaoud	MCA	UKM, Ouargla	promoteur
Mr. Djidel Mohamed	MCA	UKM, Ouargla	Examineur
Mr. Idder Tahar	MCA	UKM, Ouargla	Examineur
Mr. Nazli Imed Eddine	MCA	UKM, Ouargla	Examineur
Mr. Aiad Lahcen	ING	National Oil-well- Varco	invité

Année universitaire : 2010/2011

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à:

*A ma source de tendresse, l'être la plus chère dans le monde,
La femme la plus patiente, ma très chère mère.*

*Mon idéal, l'être le plus généreux, mon très cher père tous
leurs sacrifices.*

*Mes très chers beaux frères :
Belkhir, Djilali, Slimane, Imad et Walid*

Mes amis :

*Belkhir, Messaoud, Youssef, Yahia, Walid, Fouad, Omar,
Mohamed*

TABLE DES MATIERES
INTRODUCTION**CHAPITRE 1 : PRESENTATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD**

I.1 Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.....	3
I.2 Situation géologique du champ de Hassi Messaoud.....	3
I.3 Historique du champ de Hassi Messaoud	3
I.4. Zonation du champ de Hassi Messaoud.....	5
I.5. Cadre géologique du champ de Hassi Messaoud.....	5
I.5.1 Aspect structural et tectonique du champ	5
I.5.2 Aspect stratigraphique	6
1.6. Cadre Hydrogéologique de la région d'étude	11
1.6.1. La nappe du Continental Intercalaire	11
1.6.2. La nappe du Complexe Terminal (CT)	11
1.6.3. La nappe phréatique	11
1.7. Analyse de cycle de vie	12
1.7.1. Description générale de l'analyse du cycle de vie (ACV).....	13
1.7.1.1.Principe de l'ACV.....	13
1.7.1.2. Phases d'une ACV	14

**CHAPITRE 2 : NOTIONS GENERALES SUR LE FORAGE, LES FLUIDES DE FORAGE
ET LES BOURBIERS**

2.1. Introduction	16
2.2. Définition de forage pétrolier.....	16
2.3. Historique du forage.....	16
2.4. Principe de forage rotary	17
2.5. Définition de fluide du forage	17
2.6. Rôle du fluide de forage	18
2.6.1. Nettoyage du puits.....	19
2.6.2. Maintien des déblais en suspension	19
2.6.3. Sédimentation des déblais fins en surface.....	19
2.6.4. Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde.....	19
2.6.5. Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits	19

2.6.6. Dépôt d'un cake imperméable	20
2.6.7. Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile.....	20
2.6.8. Augmentation de la vitesse d'avancement.....	20
2.6.9. Entraînement d'outils (turbine, MWD, etc.).....	20
2.6.10. Diminution du poids apparent du matériel de sondage	20
2.6.11. Apport de renseignements sur le sondage	20
2.6.12. Contamination des formations productrices.....	21
2.6.13. Corrosion et usure du matériel	21
2.6.14. Toxicité et sécurité	21
2.7. Types des fluides de forage	21
2.7.1. Boues à base d'eau.....	21
2.7.2. Boues à base d'huile	22
2.8. Composition des boues.....	22
2.8. Composants indésirables	24
2.9. Définition des bourbiers	24
2.10-Influences des bourbiers sur l'environnement :	26
2.11. les ressources des bourbiers	27
2.11.1. l'activité de forage	27
2.11.2. operation de production sur puits	27
2.11.3.traitement des hydrocarbures :	28
2.12. Toxicité.....	29
1.13. Stratégie de l'état Algérien et Sonatrach dans le domaine environnemental	33

CHAPITRE 3 : METHODES ET MOYENS UTILISES

3.1. Introduction	39
3.2.Méthodologie de travail	39
3.3. Les travaux in situ	39
a- les fluides de forage utilisés	39
b- volume des bourbiers par mètre de terrain foré	41
c. principes de traitement des rejets (bourbiers).....	41
1. procédé ON-LINE (traitement mécanique durant le forage) 5% OOC.....	41
2. procédé OFF-LINE (Traitement chimique : solidification-stabilisation):	43
3. procédé OFF-LINE: Traitement thermique (thermal desorption unit TDU , ou thermal phase séparation TPS)	46
3.4. Les analyses laborantines	48

3.4.1. Optimisations des quantités d'adjuvant.....	48
3.4.1.2. Optimisation des stabilisants.....	48
3.4.1.3. La teneur en l'huile.....	49
3.4.2. Résistance à la compression libre :	50
3.4.3. La spectrophotométrie d'absorption atomique pour la rétention des métaux lourds	50
3.4.4. La teneur en l'huile pour la méthode de traitement thermique	51
3.5. Appareillages utilisées dans laboratoire:	51

CHAPITRE 4 : RESULTATS ET DISCUSSIONS

4.1. Introduction	54
4.2. Résultats d'analyses du borbier brut (avant le traitement).....	54
4.3. Diagnostic des traitements de la pollution appliqués sur HMD.....	56
4.3.1. Traitement mécanique (Verti-G drayer).....	56
4.3.2. Traitement par solidification/stabilisation.....	57
4.3.2.1. Résultats d'analyses avant et après la solidification	57
4.3.2.2. Optimisation de la méthode de solidification.....	59
4.3.2.3. Combinaisons des optimums.....	65
4.3.2.4. Résultat du test de solidification de la matrice : résistance à la compression libre..	67
4.3.3. La teneur en l'huile avant et après le traitement thermique (TDU ou TPS)	68
4.4. Proposition de projet de forage sans borbiers (0% décharge).....	70
4.4.1. Description du processus du traitement.....	71
4.4.2. Les équipements utilisés pour les deux systèmes précédents (WBM et OBM).....	81

LISTE DES FIGURES

<i>Figure : (I.1) : Carte géographique du champ de HMD.</i>	4
<i>Figure. (I.2) : colonne stratigraphique du champ de HMD</i>	7
<i>figure (2.1) : Cycle du fluide sur le site de forage</i>	18
<i>figure (2.2) : action des polluants dans le sol</i>	26
<i>figure (3.1) : principe de fonctionnement de Verti-G</i>	42
<i>figure (3.2) :l'installation de fonctionnement de vortex (verti-G)</i>	43
<i>Figure (3.3) : Schéma simplifié de l'unité de traitement par solidification stabilisation</i>	44
<i>Figure (3.4): Présentation du mode de traitement thermique</i>	47
<i>Figure (4.1) : Variation de la teneur en hydrocarbures en fonction de la concentration du ciment CPA425.</i>	60
<i>Figure (4.2) : Variation de la teneur en hydrocarbure en fonction de la concentration en sable.</i>	62
<i>Figure (4.3) : Variation de la teneur en hydrocarbures en fonction de la concentration en silicate de sodium.</i>	63
<i>Figure (4.4) : variation de la teneur en hydrocarbures en fonction de la concentration du charbon actif.</i>	65
<i>Figure (4.5) : Variation de la résistance mécanique en fonction de la concentration du ciment CPJ425.</i>	67
<i>Figure (4.6) phénomène de coagulation</i>	72
<i>Figure (4.7) phénomène de floculation</i>	73

LISTE DES TABLEAUX

<i>Tableau (2.1) : législations sur l'environnement en Algérie.....</i>	<i>33</i>
<i>Tableau (2.2) : les limites maximales des paramètres des rejets industriels.....</i>	<i>36</i>
<i>Tableau (3.1) Caractéristiques des boues bentonitique utilisées.....</i>	<i>40</i>
<i>Tableau (3.2) Caractéristiques des boues à base d'huile utilisées.....</i>	<i>40</i>
<i>Tableau (3.3) Caractéristiques de boue à base salée utilisée.....</i>	<i>40</i>
<i>Tableau (3.4) Caractéristiques de boue à base salée utilisée.....</i>	<i>40</i>
<i>Le tableau (3.5) le volume des rejets pour chaque phase.....</i>	<i>41</i>
<i>Tableau (3.6) chaine de traitement mécanique.....</i>	<i>41</i>
<i>Le tableau (4.1) les résultats du test des huiles et les métaux lourds.....</i>	<i>55</i>
<i><u>Le tableau (4.2) les résultats du test des huiles et les métaux lourds des borbiers avant et après la solidification.....</u></i>	<i>57</i>
<i>Le tableau (4.2) les résultats d'analyses du ciment d'inertage.....</i>	<i>58</i>
<i><u>Le Tableau (4.3), les différents mesures de concentration du ciment en fonction de la teneur en l'huile.....</u></i>	<i>59</i>
<i><u>Le tableau (4.4), les différents mesures de concentration de sable en fonction de la teneur en l'huile.....</u></i>	<i>61</i>
<i><u>Le Tableau (4.5), les différents mesures de concentration de silicate en fonction de la teneur en l'huile.....</u></i>	<i>63</i>
<i>Le tableau (4.6) : les différents mesures de concentration de carbone actif en fonction de la teneur en l'huile.....</i>	<i>64</i>
<i>Le Tableau (4.7) les résultats des combinaisons des l'optimums.....</i>	<i>65</i>
<i><u>Le tableau (4.8) représente le résultat du test de la résistance à la compression libre.....</u></i>	<i>67</i>
<i>Le tableau (4.11) spécification et dimension de BTS.....</i>	<i>77</i>

LISTE DU PHOTOS

<i>Photo(1) : Bourbiers étanche avant le forage.....</i>	<i>25</i>
<i>Photo(2) : Bourbiers après une opération de forage.....</i>	<i>25</i>
<i>Photo (3): les déblais après la solidification.....</i>	<i>45</i>
<i>Photo(4) Le Distillateur à boue.....</i>	<i>51</i>
<i>Photo(5):Centrifugeuses.....</i>	<i>52</i>
<i>Photo(6) Le rotavapor RII.....</i>	<i>52</i>
<i>Photo(9) des chameaux morts à cause des eaux toxiques.....</i>	<i>70</i>
<i>Photo(10) les demies lunes de décharge.....</i>	<i>74</i>
<i>Photo (11) corall de décharge des déblais.....</i>	<i>72</i>
<i>Photo (12) phénomène de dissolution des polymères pour la floculation.....</i>	<i>75</i>
<i>Photo(13) opération de décharge des déchets solides sèches.....</i>	<i>76</i>
<i>Photo(14) liquides retourne vers le système actif (système de boue de forage).....</i>	<i>76</i>
<i>Photo (15) BTS pour la décharge des déblais.....</i>	<i>78</i>
<i>Photo(16) : auger de transport des rejets.....</i>	<i>78</i>
<i>Photo(17) : l'unité de traitement thermique (TPS ou TDU).....</i>	<i>79</i>
<i>Photo (18) : les rejets de forage après le traitement thermique.....</i>	<i>79</i>
<i>Photo(19) skips pour le transport des déblais vers l'unité de traitement.....</i>	<i>80</i>
<i>Photo(20) le centrifuge de séparation liquide/solide.....</i>	<i>80</i>
<i>Photo(21) système dewatring pour le forage bentonite (WBM).....</i>	<i>81</i>
<i>Photo(22) système dewatring pour le forage a base d'huile (OBM).....</i>	<i>82</i>

Résumé

Le développement de l'industrie pétrolière dans la zone de Hassi Messaoud et les rejets qui sont résultés à cause des forages pétroliers et de l'exploitation des unités de la production, provoquent des grands problèmes sur l'écosystème.

En ce cas l'état Algérien souligne une stratégie pour la dépollution de ces rejets à partir des méthodes mécaniques, chimiques et thermiques.

Dans cette étude nous avons fait une étude sur l'efficacité de ces méthodes et nous avons proposé un principe de forage sans bourbiers, ce dernier qui peut donner une solution définitive de la dépollution de ces rejets.

Les mots clés L'étanchéité, traitement des rejets, la pollution pétrolier, les normes, forage, traitement mécanique, traitement thermique, traitement chimique, stabilisation, solidification, teneur en hydrocarbure

الموضوع: مخلفات الحفر البترولي ومنشآت الإنتاج: التأثير على البيئة وطرق المعالجة

تلخيص:

في ظل تزايد النشاط البترولي بمنطقة حاسي مسعود وما انجر عنه من نفايات سامة التي لها تأثير سلبي على النظام البيئي, سطرت الحكومة الجزائرية برنامجا للحد من خطر المواد السامة التي تحتويها هاته النفايات وذلك بتوفير طرق للمعالجة منها الميكانيكية الكيميائية والحرارية ونحن في دراستنا هذه قمنا بدراسة فعالية ونجاعة هاته الطرق من الناحية التقنية والاقتصادية ثم قمنا باقتراح مبدأ الحفر من دون مخلفات بترولية ووجدنا أن هذا المبدأ بإمكانه أن يحد نهائيا من خطر المواد السامة الموجودة في هذه النفايات

الكلمات الدالة الحاجر. معالجة النفايات. التلوث البترولي. المعايير. الحفر. المعالجة الميكانيكية. المعالجة الحرارية. المعالجة الكيميائية. التثبيت. التصلب. نسبة الزيت.

Theme :cuttings oil drilling and production units: Environmental impact and treatment technique

Summary :

The development of the oil industry in the area of Hassi Messaoud and discharges which are produced owing to oil drilling and operating units of production, causing major problems on the ecosystem. In this case, the Algerian state outlines a strategy for cleaning up these releases from mechanical, chemical and thermal.

In this study we did a study on the effectiveness of these methods we proposed a principle without drilling mud holes, it can give a definitive solution to the remediation of these releases.

The key words The tightness, treatment of cuttings, the pollution, the norms, drilling cuttings, thermal desorption unit, vortex, stabilization, well cuttings

The tightness, treatment of cuttings, the pollution, the norms, drilling cuttings, thermal desorption unit, vortex, stabilization, well cuttings



introduction

Le développement de l'industrie pétrolière a engendré beaucoup des problèmes environnementaux qui contribuent ainsi à la dégradation de quelques écosystèmes naturels, à savoir les nappes des eaux souterraines. Les lois de l'environnement exigent des traitements adéquats de ces déchets industriels afin d'éviter une éventuelle dégradation.

L'industrie pétrolière de la région de Hassi Messaoud est très développée ce qui produit des déchets industriels avec des éléments néfastes. Durant les opérations de forage et d'exploitation des unités de production et de raffinage, une quantité importante de rejets industriels solides et liquides sont générés. Ces rejets renferment des produits toxiques tels que les métaux lourds et les polluants organiques, ces derniers provoquent des problèmes qui menacent l'homme, les animaux et les plantes.

Depuis 1990 L'état algérien et Sonatrach soulignent une stratégie pour la protection de l'environnement à partir des législations nationales et dépensent de grands budgets pour ce but mais jusqu'à maintenant il ya une certaine quantité de rejets liquides qui sont pénètrent la nappe phréatique ; donc les techniques de traitement de ces rejets ne sont pas exploitées correctement.

Par contre les états du Qatar, de Tunisie, d'Angola...etc. Peuvent arriver à trouver des solutions définitives pour ces rejets à partir d'une application du principe du forage sans bourbiers (0% décharge) ***donc pourquoi l'état algérien n'applique pas un tel principe ?***

On a réfléchi de réaliser un sujet afin qu'on puisse trouver des solutions qui peuvent réduire ou arrêter l'influence de ces éléments toxiques. Ce sujet est organisé en quatre chapitres, dans le premier chapitre nous présentons une description sur le champ de Hassi Messaoud et les caractéristiques géologiques et géographiques de ce champ.

Dans le deuxième chapitre nous présentons un catalogue théorique concernant le forage pétrolier, les fluides de forage et les bourbiers.

Le chapitre trois présente la méthodologie de travail et tous les moyens et les appareils utilisés pour le traitement et les équipements de laboratoire pour faire les analyses de l'évaluation de l'efficacité de ces techniques de traitement.

Et finalement nous affichons tous les résultats et leurs discussion pour évaluer les méthodes de traitement les plus efficaces à partir de la comparaison entre les résultats avants et après le traitement.

I.1 Situation géographique du champ de Hassi Messaoud

Le champ de Hassi Messaoud se situe à environ 850 Km au Sud Est d'Alger et à 350Km de la frontière Tunisienne voir la figure (I.1). Il a pour coordonnées Lambert :

X : 790 000 à 840 000 m

Y : 110 000 à 150 000 m

Le champ a été divisé par les sociétés d'exploration SN.REPAL et CFPA, en deux parties : champ Sud et champ Nord. [1]

I.2 Situation géologique du champ de Hassi Messaoud

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme étant le plus grand gisement de la province triasique, situé au Nord Est de la plate forme saharienne où il occupe sa partie centrale.

Le champ correspond au prolongement vers le Nord de la dorsale d'Amghid El Biod, il est limité :

- Au Nord par la structure Djamaa-Touggourt.
- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya.
- A l'Est par la dépression de Dahar.
- Au Sud par la dépression d'Amguid [2]

I.3 Historique du champ de Hassi Messaoud

Le premier puits a été réalisé le 15 janvier 1956 sur une profondeur de 3338 m, le 16Mai 1957à 7km de MD1 sur la partie nord du champ, un deuxième puits a été foré dans la continuité du premier gisement.

De 1957 a 1958, 20 puits ont été forés et la réalisation des unités de séparation ont permis la mise en exploitation du champ (sa production pour l'année 1958 a été de l'ordre de 0.4 million de tonnes).

De 1959 à 1964, 153 puits ont été mis en exploitation à la fin de période démarrage des deux premières stations de réinjection de gaz à haute pression (UCI pour HMD nord, et SCI pour **HMD sud**), sept puits injection ont été équipés (1^{er} phase de récupération secondaire).

Une moyenne de forage entre 1963 et 1967 est de 8 puits/année.

Jusqu'à 1975, 262 puits ont été forés dont 222 exploitables.

En 2000, le nombre de puits forés a atteint 1096 dont 783 producteurs d'huile, 100 puits injecteurs de gaz et 37 puits injecteurs d'eau. On compte aussi 129 puits secs et 47 producteurs d'eau.

Des travaux de sismiques complémentaires ont été effectués ces dernières années et contribuent à une meilleure connaissance de la structure de Hassi Messaoud. [1]

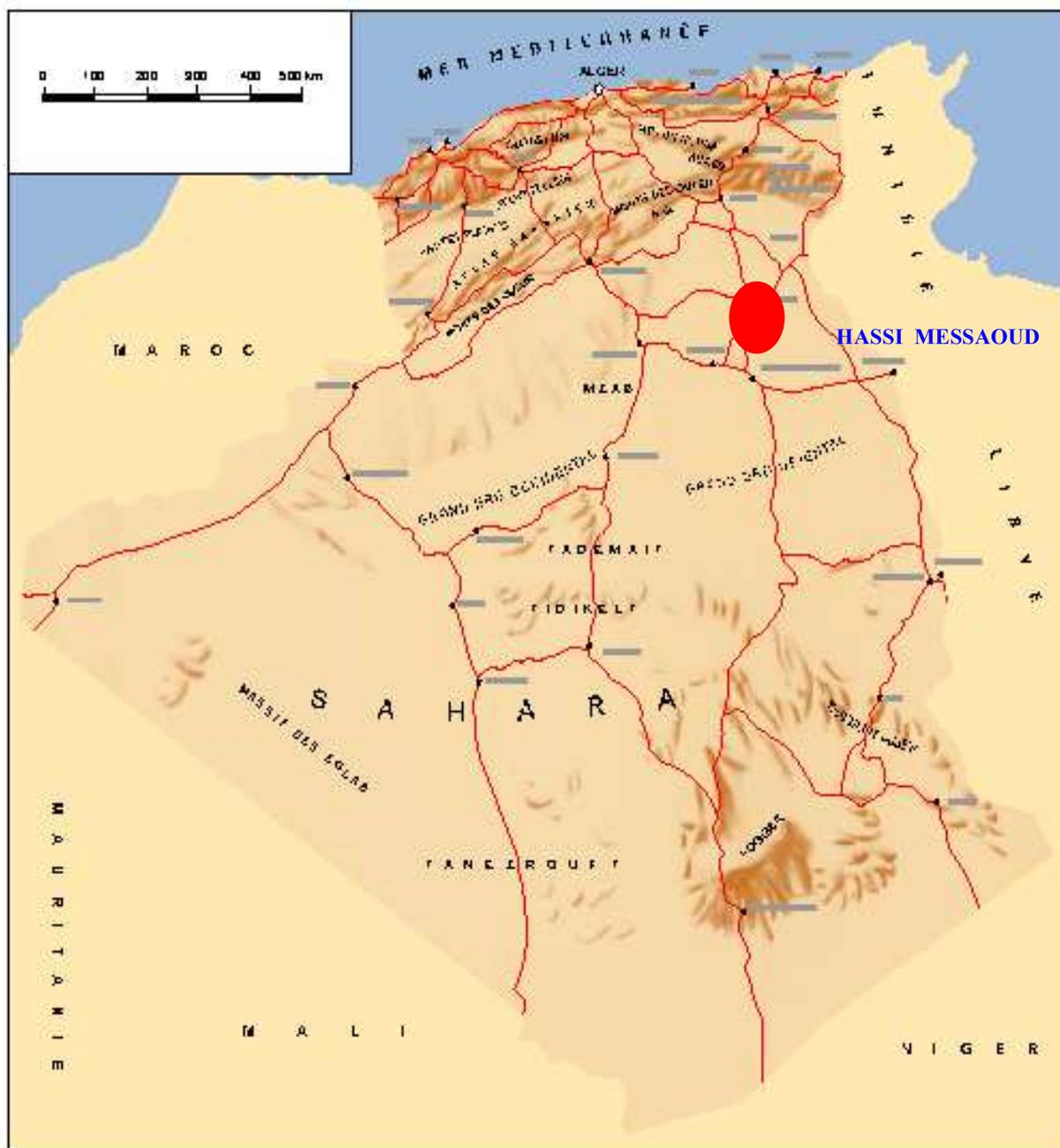


Figure : (I.1) : Carte géographique du champ de HMD.

I.4. Zonation du champ de Hassi Messaoud

Le champ de Hassi Messaoud à été subdivisé en 25 zones de production en fonction de l'évolution de la pression des puits et de leurs production. Ces zones sont relativement indépendantes et comprennent des ensembles de puits communiquant entre eux, mais non avec ceux des zones voisines.

Il est à noter toutefois que dynamiquement les échanges de fluides ne sont pas nuls mais fortement limités par la présence des failles ou tout simplement par la détérioration de la perméabilité constituant de ce fait des barrières. [3]

I.5. Cadre géologique du champ de Hassi Messaoud

I.5.1 Aspect structural et tectonique du champ

Le champ de Hassi Massoud se trouve sur la partie Nord de la zone haute El Biod-Hassi Messaoud formée par une suite de Horsts et Grabens limités par des failles allant généralement dans une direction subméridienne.

Les dimensions de cette structure atteignent approximativement (45×54) Km avec une superficie imprégnée d'huile de 1143 Km², et une zone de transition d'environ 400Km².

La profondeur moyenne de la zone productrice varie entre 3400 et 3600m. La cote absolue de l'interface huile-eau est estimée à 3380m.

Deux failles principales traversent le gisement dans sa partie centrale contrôlant une zone d'effondrement et une troisième a soulevé un bloc sur son flanc Ouest.

Ces failles traversent toutes les couches Cambriennes et atteignent parfois le Crétacé inférieur-supérieur ou ne dépassent guère la discordance Hercynienne.

Vers le haut de la structure, l'amplitude s'adoucit progressivement et elle diminue de valeur, puis s'étend complètement à partir des séries Jurassiques. [4]

I.5.2 Aspect stratigraphique

Une bonne partie de la série stratigraphique est absente sur le champ de Hassi Messaoud. Les dépôts du Paléozoïque reposent sur un socle granitique et ont subi au centre de la structure une importante érosion au cours de la phase Hercynienne. Ces dépôts deviennent plus complets sur la périphérie du champ.

Les séries du mésozoïque reposent en discordance sur les terrains du Cambro-Ordovicien. En allant vers la périphérie du champ, la série devient plus complète.

De la base au sommet on distingue : figure (I.2)

A) le socle cristallin

Il fut observé au niveau des puits Md2 à une profondeur de 3658 m et Om81 à une profondeur de 3533 m où il a été décrit comme étant un granite porphyroïde (se dit d'une variété de granite qui contient de gros cristaux de feldspath.) de couleur rose.

B) L' infracambrien

Reconnu par le forage Omg47 à une profondeur de 4092 m, il est composé de grés argileux de couleur rouge.

Le Paléozoïque

Les termes post-cambriens sont absents dans la partie centrale de la structure

Les formations Ordoviciennes ne sont présentes que sur la périphérie du champ ou celles-ci ont subi une érosion différentielle.

C.1) Le Cambrien

Il est représenté par des niveaux gréseux hétérogènes fins à grossiers recoupés par des passées argilo-silteuses. Ces matériaux dits grés de Messaoud.

Ont été subdivisés en quatre lithozones :

•Zone R3

Constituée de grés très grossiers à conglomératique, très argileux et ne présente aucun intérêt pétrolier (épaisseur moyenne 300 m)

Ere/Sy	ETAGES	LITHO	En(m)	DESCRIPTION	
C Z	MIO PLIOCENE		239	SABLE, CALCAIRE	
	EOCENE		122	CALCAIRE	
M E S O Z O I Q U E	SE N O N I E N	CARBONATE	107	CALCAIRE, DOLOMIE, ANHYDRITE	
		ANHYDRITIQUE	209	ANHYDRITE, MARNE, DOLOMIE	
		SALIFERE	149	SEL MASSIF	
	TURONIEN		112	CALCAIRE	
	CENOMANIEN		147	MARNE, CALCAIRE, DOLOMIE	
	ALBIEN		362	GRES, ARGILE	
	APTIEN		24	DOLOMIE	
	BARREMIEN		276	ARGILE, SABLE	
	NEOCOMIEN		182	DOLOMIE, MARNE, ARGILE	
	MALM		226	ARGILE, MARNE, CALCAIRE	
	J U R A S S I Q U E	D O G G	ARGILEUX	107	ARGILE, MARNE
			LAGUNAIRE	211	ANHYDRITE, DOLOMIE
L I A S		LD1		66	DOLOMIE, ANHYDRITE, ARGILE
		LS1		90	SEL, ANHYDRITE
		LD2		55	DOLOMIE, MARNE
		LS2		58	SEL MASSIF
		LD3		31	DOLOMIE, MARNE
T R I A S		S A L I F	TS1	46	ANHYDRITE, ARGILE
			TS2	189	SEL, ARGILE, ANHYDRITE
			TS3	202	SEL MASSIF
	ARGILEUX		113	ARGILE	
	GRESEUX		0 à 35	GRES, ARGILE	
ERUPTIF		0 à 92	ANDESITE		
P A L E O Z O I Q U E	O R D O V I C I	Quartzites de Hamra	75	Grès très fins	
		Grès d 'El-Atchane	25	Grès fins glauconieux	
		Argiles d 'El-Gassi	50	Argile verte ou noire	
		Zones des Alternances	18	Alternances grès et argiles	
	C A M B R I E N	R Isométriques		42	GRES Isométriques, Silts
		R Anisométriques		125	GRES Anisométriques, Silts
		R 2		100	GRES Grossiers, Argile
		R 3		370	GRES Grossiers, Argiles
P R O T E O Z O I Q U E	Infra Cambrien		45	GRES Argileux rouge	
	SOCLE			Granite porphyroïde rose	

Figure. (I.2) : colonne stratigraphique du champ de HMD

- **Zone R2**

Grés anisométrique, argileux, d'une épaisseur moyenne de 100m.

Elle est considérée comme un réservoir secondaire.

- **Zone Ra**

Grés quartzites anisométrique, constitue le réservoir principal de Hassi Messaoud son épaisseur varie entre 0 à 120m.

Cette zone est elle-même subdivisée en trois grands ensembles granulométriques qui sont :

- Zone grossière inférieure.
- Zone fine médiane.
- Zone grossière supérieure.

- **Zone Ri**

Rencontrée essentiellement à la périphérie du champ, elle est constituée de grés quartzites isométriques, généralement massifs, fins à moyens, bien classés. Le ciment est argileux siliceux avec des passées argilo-silteuses, avec la présence abondante de tigillites.

C.2) L'ordovicien

L'ordovicien est représenté dans le champ de Hassi Messaoud par les formations suivantes :

- **Zone des alternances** : D'une épaisseur moyenne de 20 m, cette zone présente une alternance de bancs de quartzite fins, isométriques et de niveaux d'argile indurée.
- **Les argiles d'El-Gassi** : Ce sont des niveaux d'argiles noires, verdâtres ou rougeâtres, parfois carbonatées et glauconieuses à graptolites, à épaisseur moyenne de 50 m.
- **Les grés d'Elatchane** : Ce sont des grés fins à très fins, argileux, de Couleur gris sombre. Le ciment est de nature argileuse. Ces grés ont été productifs à Omj76, à une épaisseur moyenne estimée à 20 m.
- **Les quartzites de Hamra** : Comme le nom l'indique, ce sont des quartzites de couleur gris-clair, à granulométrie fine ; on note parfois la présence d'intercalations argileuses. L'épaisseur moyenne est de 75m. [5]

D) Le Mésozoïque

D.1) Le Trias

D'une épaisseur moyenne de 325m, il est transgressif et repose directement en discordance sur le cambrien au centre de la structure et sur l'ordovicien dans les zones périphériques. On distingue trois ensembles :

- Trias argileux (argiles brun, rouge et intercalations de bancs de sel, d'une épaisseur de 113 m)
- Trias argilo-gréseux (grés fins à moyens à ciment argileux, d'une épaisseur de 35m)
- Trias salifère : sel massif (Halite et intercalation d'anhydrite, d'une épaisseur 350m). Ce dernier est subdivisé en trois termes :
 - **T.S.3** : sels massifs d'une épaisseur de 200 m.
 - **T.S.2** : sels avec des niveaux d'anhydrite et d'argiles gypsifères.
 - **T.S.1** : sels massifs avec passées d'anhydrite et intercalation d'argile dolomitique d'une épaisseur de 46 m.

Notes sur l'éruptif du trias :

Il se situe approximativement entre la discordance Hercynienne et le mur du trias argilo-gréseux. On le localise rarement dans le Ra (Md 43).

Sa rencontre est difficilement prévisible dans la partie Sud-Ouest et Ouest du champ. Avec des épaisseurs variables de 0 à 92 m, le potentiel du réservoir se trouve réduit.

D.2) Le jurassique

• Le Lias

Epaisseur de 300m en moyenne, il se compose de cinq termes :

- **LD3** : Marnes à passées dolomitiques de couleur gris à gris verdâtre.
- **LS2** : Sel massif, et parfois des intercalations argilo-salifère de couleur brun rouge.
- **LD2** : Ce niveau est composé de dolomies massives grisâtres à grains fins, et quelques passées marneuses.
- **LS1** : Banc de sels et d'argile, accompagnés par des passées d'anhydrite blanche.
- **LD1** : Dolomie et anhydrite avec parfois des passées argileuses.

- **Le Dogger**

Epaisseur moyenne 310 m. il subdivise en deux niveaux :

- **Lagunaire** : Le plus épais (210 m) composé d'anhydrite et de dolomie avec quelques niveaux argileux.
- **Argileux** : constitué surtout d'argiles silteuses avec de rares niveaux gréseux.

- **Le Malm**

D'une épaisseur moyenne de 226m, il est constitué de dépôts marneux et argileux avec quelques intercalations calcaires et d'anhydrites.

D .3) Le crétacé

- **Néocomien**

Ce sont des bancs gréseux. En allant vers le sommet, on rencontre quelques intercalations de calcaires et de dolomies, d'une épaisseur de 182m.

- **Barrémien**

Ce sont des grés fins, avec la présence d'intercalations de niveau argileux et grés dolomitiques, d'une épaisseur de 276m.

- **Aptien**

C'est une couche considérée comme nappe aquifère d'eau douce ; ces eaux sont emmagasinées dans des grés et des sables fins, d'une épaisseur de 362m.

- **Cénomaniien**

C'est un ensemble d'alternances de marne, dolomie, calcaire et d'anhydrite, d'une épaisseur de 147m.

- **Turonien**

Composé de plusieurs carbonates : calcaire, craie, dolomies, et de quelques niveaux argileux ; ces formations contiennent des eaux salées, d'une épaisseur de 112m.

- **Senonien** : à une épaisseur de 457m, subdivisé en deux formations :

- **Lagunaire** : ce sont des sels massifs surmontés par des niveaux marneux, dolomitiques et d'anhydrites, d'une épaisseur de 350m.

– **Argileux** : présente des bancs carbonatés avec quelques passées d'anhydrites, d'une épaisseur de 107m.

E) Le Cénozoïque

E.1) Eocène : représenté par des dolomies à nummulites avec la présence de rognons silteux, d'une épaisseur de 120 m.

E.2) Moi-pliocène : formation essentiellement sableuse d'origine continentale, d'une épaisseur de 239m. [6]

1.6. Cadre Hydrogéologiques de la région d'étude

La région de Hassi Messaoud, fait partie du grand bassin sédimentaire du Sahara septentrional. Ce bassin renferme deux grands ensembles hydrauliques (parmi les grands de la planète) le Complexe Terminal et le Continental Intercalaires; avec des énormes volumes d'eau fossiles.

1.6.1. La nappe du Continental Intercalaire

Le Continental intercalaire (CI) constitue le réservoir profond du Sahara septentrional. Il s'étend sur plus de 600 000 km² sur les seuls territoires algérien et tunisien. Les eaux sont relativement douces comparativement avec celle de CT, (0,3g/l la région d' El-Menia et 2,5 g/l la région de Ouargla)

1.6.2. La nappe du Complexe Terminal (CT)

Ce complexe occupe une superficie de l'ordre de 350000 km², leur profondeur varie entre 100 et 400m. L'exutoire naturel de cette nappe est la zone des chotts en Algérie le chott Merouane et Melghir et en Tunisie chott El Jerid et chott El Ghersa La composition chimique de cette nappe est bonne sur les bordures est relativement élevée dans le centre du bassin (dépassé 3g/l dans la région de Touggourt et Ouargla).

1.6.3. La nappe phréatique

Essentiellement constituée de sables très perméables, elle est libre, sa profondeur a tendance à diminuer du Sud vers le Nord, varie entre 50 cm et 1 m plus rarement jusqu'à 1.50 m, (de 1.34 m au niveau de Kardeche à 0.70 m à El-Harhira). Les variations de la profondeur de la nappe phréatique sont liées à la fréquence de l'irrigation et aux phénomènes d'évacuation.

1.7. Analyse de cycle de vie

Sur un site de forage pétrolier, de la boue de fournir plusieurs fonctions importantes, la lubrification des trépan, le maintien des pressions sous-sol, et le transport des déblais vers la surface. Il s'agit d'un système complexe de fluides à base d'eau (WBM) ou de l'huile (OBM), avec plusieurs produits chimiques et additifs minéraux. La formulation de ces boues est réglée avec précision selon les conditions physico-chimiques de forage, qui changent avec la profondeur et la nature des formations géologiques franchi. À Hassi Messaoud sur le terrain, les boues à base d'eau (WBM) sont souvent utilisées dans les 26 premiers 'phase du puits, tandis que les 16', 12", 8", 6"phases sont percés avec de la boue à base d'huile (OBM) sur une profondeur de 3500m en moyenne.

Les pertes de boue se produisent au cours du forage des formations riches en argile et nécessitent l'utilisation d'OBM (Kherfella N, Moulla A. 2005 ; Abdallah El Hadj MA 2006). Lors de leur sortie du puits, ces boues constituent la plus grande partie des déchets de forage, de 500 à 2500m³ par puits en moyenne. Afin de minimiser leur potentiel polluant, ils subissent une série de traitements mécaniques dans le dispositif mécanique de commande solides, où les fluides sont séparés à partir de boutures et sont ré-utilisées. En outre, les boutures stockées dans les stands de boue, sont repris plus tard pour un traitement thermique par désorption, ou de solidification / stabilisation. L'objectif est de réduire leur teneur en huile à moins de 5%, selon les normes appliquées en Algérie, qui sont simplement alignés sur les normes européennes (Dhina O. et al. 2004, M. Khodja et al, 2005).

Dans ce chapitre, Life Cycle Assessment (LCA) a été choisi pour évaluer les impacts environnementaux des déchets de forage dans une région aride (Algérie), en tenant compte de tous les stades de leur utilisation, le traitement et l'élimination.

L'ACV est un outil d'analyse standard mis au point pour évaluer les impacts environnementaux d'un produit ou un service tout au long de son cycle de vie, de l'extraction des ressources à l'élimination finale. (ISO 1997, 1998, 2000a, 2000b). Le cadre LCA comprend quatre étapes : But et définition de la portée (ISO 14041), Analyse de l'inventaire (ISO 14042), Analyse d'impact (ISO 14043) et interprétation (ISO 14044). . [8]

1.7.1. Description générale de l'analyse du cycle de vie (ACV)

1.7.1.1.Principe de l'ACV

A. Généralités

Ces principes sont fondamentaux et il convient qu'ils soient utilisés comme directives pour les décisions concernant la planification et la conduite d'une ACV.

b. Perspective du cycle de vie

L'ACV prend en considération l'ensemble du cycle de vie d'un produit, de l'extraction et de l'acquisition de la matière première, à l'utilisation, au traitement en fin de vie et à l'élimination finale des déchets en passant par la production d'énergie et de matière et la fabrication. Au travers d'une telle perspective systématique, le déplacement des charges environnementales potentielles entre les différentes étapes du cycle de vie ou entre des processus particuliers peut être identifié et évité.

c. Intérêt environnemental

L'ACV traite les aspects et les impacts environnementaux d'un système de produits. Les aspects et impacts économiques et sociaux n'entrent pas, en général, dans le cadre du champ de l'étude de l'ACV. D'autres outils peuvent être utilisés conjointement avec une ACV pour des analyses plus approfondies.

d. Approche relative et unité fonctionnelle

L'ACV est une approche relative, structurée autour d'une unité fonctionnelle. Cette unité fonctionnelle définit l'objet de l'étude. Toutes les analyses ultérieures dépendent donc de cette unité fonctionnelle parce que tous les intrants et extrants de l'ICV, ainsi que le profil de l'ACVI, sont en rapport avec l'unité fonctionnelle.

e. Approche itérative

L'ACV est une technique itérative. Chaque phase d'une ACV utilise les résultats des phases précédentes. L'approche itérative dans et entre les phases contribue à la complétude et à la cohérence de l'étude et des résultats rapportés.

f. Transparence

En raison de la complexité propre à l'analyse du cycle de vie, la transparence est un principe directeur important dans la réalisation d'ACV, afin de garantir une bonne interprétation des résultats.

j. Complétude

Une ACV prend en considération tous les attributs ou aspects de l'environnement naturel, de la santé humaine et des ressources. En considérant, en une seule étude et dans une perspective transversale, tous ces attributs ou aspects, on peut identifier et évaluer les compromis possibles.

h. Priorité de l'approche scientifique

Les décisions prises dans le cadre d'une ACV se basent de préférence sur les sciences de la nature. En cas d'impossibilité, il est possible d'opter pour d'autres approches scientifiques (inspirées, par exemple, des sciences économiques et sociales) ou de se référer aux conventions internationales. Des décisions fondées sur des choix de valeurs peuvent intervenir en cas d'absence de base scientifique ou lorsque aucune justification basée sur d'autres approches scientifiques ou sur des conventions internationales n'est possible.

1.7.1.2. Phases d'une ACV

Il y a quatre phases dans une étude d'ACV :

- a) - la phase de définition des objectifs et du champ de l'étude.
- b) - la phase d'inventaire.
- c) - la phase d'évaluation de l'impact.
- d) - la phase d'interprétation.

a) - la phase de définition des objectifs et du champ de l'étude

La phase de définition des objectifs et du champ de l'étude est la première phase de l'ACV. Il s'agit d'une définition de champ d'étude et l'objectifs de cette étude.

b) - la phase d'inventaire

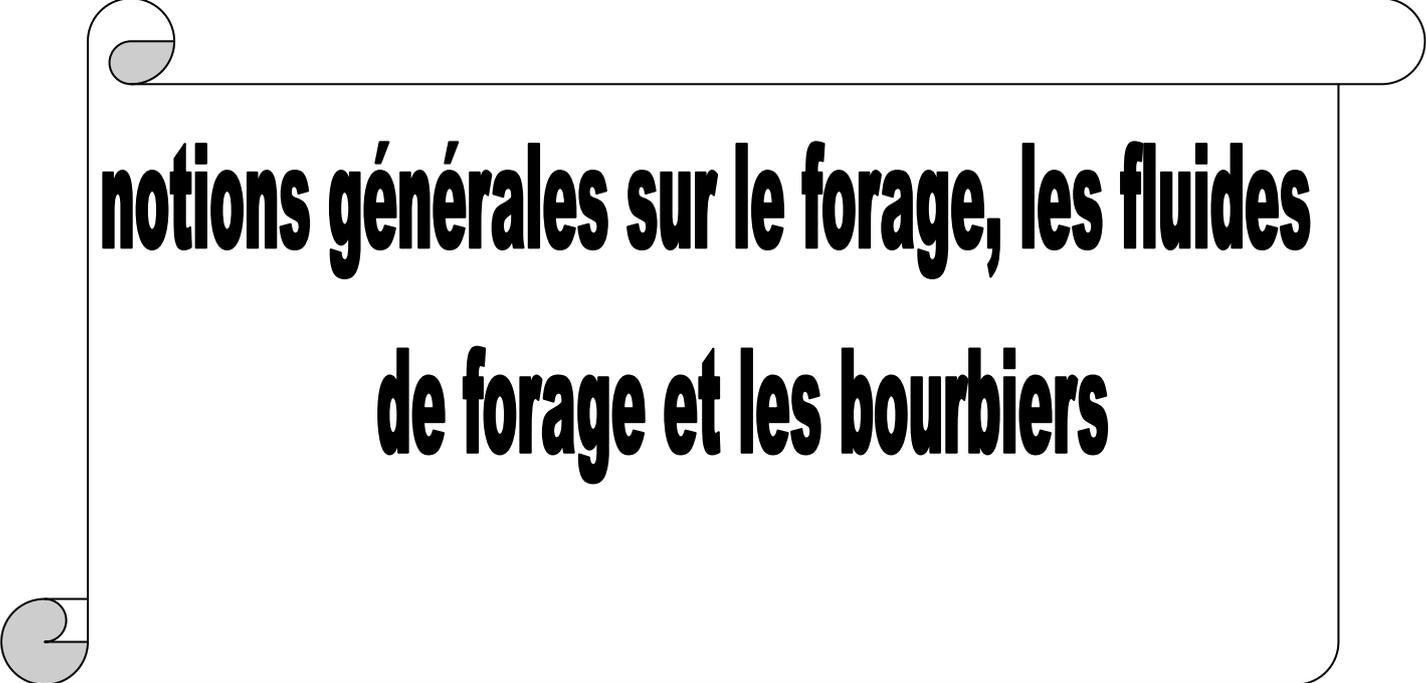
La phase inventaire du cycle de vie (phase ICV) est la deuxième phase de l'ACV. Il s'agit d'une inventaire des données d'entrée et de sortie rapporté au système étudié. Elle implique la collecte des données nécessaires pour atteindre les objectifs de l'étude définie.

c) - la phase d'évaluation de l'impact

La phase d'évaluation de l'impact du cycle de vie est la troisième phase de l'ACV. Son objectif consiste à fournir des informations complémentaires pour permettre d'évaluer les résultats de l'inventaire du cycle de vie d'un système de produits afin de mieux comprendre leur portée environnementale.

d) - la phase d'interprétation

L'interprétation du cycle de vie est la dernière phase de l'ACV. À ce stade, les résultats d'un inventaire du cycle de vie ou d'une évaluation de l'impact du cycle de vie (ACVI) sont résumés et discutés pour dégager des conclusions, des recommandations et aboutir à une prise de décision conforme à la définition des objectifs et du champ de l'étude. [9]



**notions générales sur le forage, les fluides
de forage et les bourbiers**

2.1. Introduction

Les bourbiers sont le produit des activités industrielles et pétrolières, pour comprendre ces processus qui sont très compliqués et diversifiés, il faut introduire notre étude pour donner un aperçu général sur les forages pétroliers et les différentes phases de réalisation de ces projet, ainsi que les fluides de forage et les produits utilisés dans ces ouvrages.

2.2. Définition de 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. Ceci nous permet de nous faire une idée de la constitution de sous-sol et des possibilités de gisements, sans pour autant préciser la présence d'hydrocarbures. L'opération de forage peut alors confirmer les hypothèses faites et mettre en évidence la nature des fluides contenus dans les roches. [9]

2.3. Historique du forage

En aout 1859, le colonel DARKE fora son premier puits de pétrole, à vingt trois mètres de profondeur près de Titusville en Pennsylvanie (U.S.A), il employa le système de forage par battage au câble qui utilise, pour attaque le terrain, l'impact d'un lourd trépan suspendu au bout d'un câble qui lui transmet, depuis la surface, un mouvement alternatif créé par un balancier. Lorsque les foreurs avaient affaire à d'autres régions ou ils découvrirent des terrains plus difficiles, le procédé de forage rotary a été utilisé les premiers essais de cette technique semblent avoir été faits sur le champ de Corsicana (Texas), en 1901 J.F.LUCAS, a fora au moyen d'un appareil de forage rotary le premier puits dans le champ de spendletop près de Beaumont (Texas).

2.4. Principe de forage rotary

Cette méthode consiste à utiliser des outils à molettes dentées ou à picots de carbure de tungstène ou des outils diamantés (diamants naturels ou synthétiques : PDC et TSP) sur lesquels on appuie et que l'on fait tourner. L'action combinée du poids sur le trépan et de sa rotation permet, soit aux dents des outils à molettes d'écailler la roche, soit aux trépan diamantés de strier, de raboter et de détruire celle-ci. La rotation de l'outil ou trépan, atteint une vitesse maximale de l'ordre de 200tr/min, est obtenue en faisant tourner l'ensemble des tiges de forage qui relient le trépan à la surface. Grâce à la tige supérieure de section carrée ou hexagonale dit tige d'entraînement ou Kelly qui s'engage dans un logement de même forme, solidaire d'une table de rotation, entraînée par un moteur, il est possible de faire tourner l'ensemble des tiges et du trépan. Le poids sur le trépan est obtenu par 100 à 200m de tubes très épais appelés masses-tiges pesant 100à300 Kg/m et placés juste au-dessus du trépan ; ces masses-tiges, ayant un diamètre voisin de celui du trépan, tendent à maintenir la verticalité du trou. Pour éliminer les débris de roches détachés du fond par le trépan, on emploie la technique de la circulation de fluides. [10]

2.5. Définition de fluide du forage

Le fluide de forage, appelé aussi boue de forage, est un système composé de différents Constituants liquides (eau, huile) et/ou gazeux (air ou gaz naturel) contenant en suspension d'autres additifs minéraux et organiques (argiles, polymères, tensioactifs, déblais, ciments, ...). Le fluide de forage était déjà présenté en 1933 lors du premier Congrès Mondial du Pétrole, où il a fait l'objet de cinq communications (**Darley et Gray, 1988**). Le premier traité sur les fluides de forage a été publié en 1936 par **Evans et Reid**. En 1979, 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 (**Figure 2.1**). A la sortie du puits, il subit différents traitements, tamisage, dilution, ajout de produits, de façon à éliminer les déblais transportés et à réajuster ses caractéristiques physico-chimiques à leurs valeurs initiales. Il est ensuite réutilisé (**Landriot, 1968**). [5]

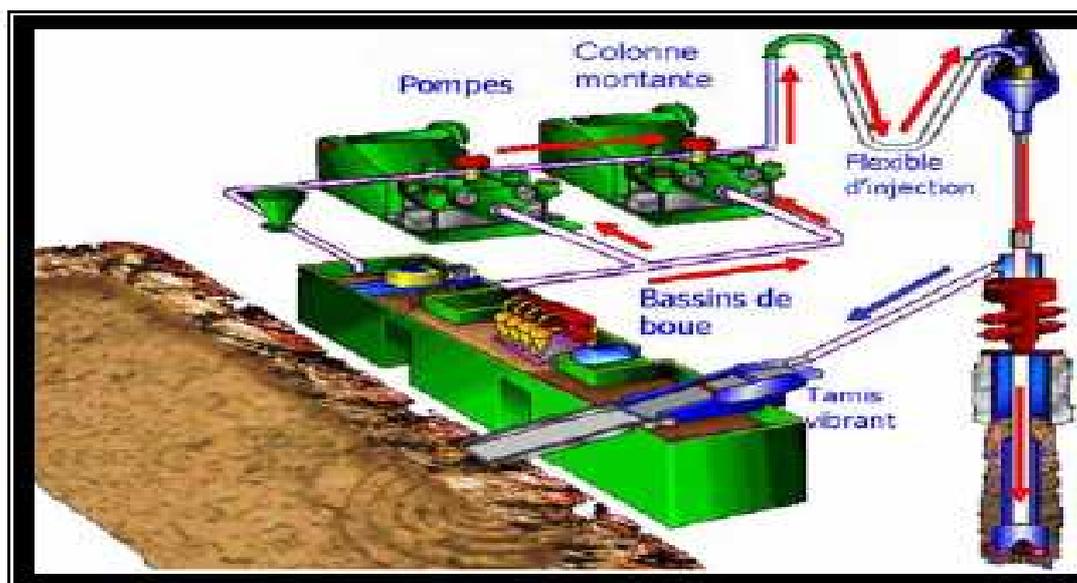


figure (2.1) : Cycle du fluide sur le site de forage

2.6. Rôle du fluide de forage

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

- Nettoyage du puits,
- Maintien des déblais en suspension,
- Sédimentation des déblais fins en surface,
- Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits,
- Dépôt d'un cake imperméable,
- Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile,
- Entraînement de l'outil,
- Apport de renseignements sur le sondage,
- Augmentation de la vitesse d'avancement,
- Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde,
- Contamination des formations productrices,
- Corrosion et usure du matériel,
- Toxicité et sécurité,
- Diminution du poids apparent du matériel de sondage.

2.6.1. Nettoyage du puits

La boue doit débarrasser le puits des particules de formation forées qui se présentent sous forme de débris de roche appelés « cuttings » ou « déblais ».

2.6.2. Maintien des déblais en suspension

Le fluide de forage doit non seulement débarrasser le puits des déblais de forage durant les périodes de circulation, mais il doit également les maintenir en suspension pendant les arrêts de circulation. [11]

2.6.3. Sédimentation des déblais fins en surface

Alors que la boue doit permettre le maintien en suspension des déblais dans le puits durant les arrêts de circulation, ce même fluide doit laisser sédimenter les déblais fins en surface, afin de les éliminer. Bien qu'apparemment ces deux aptitudes semblent contradictoires, elles ne sont pas incompatibles. [12]

2.6.4. Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde

Du fait de son passage en surface, la boue en circulation se trouve à une température inférieure à celle des formations ce qui lui permet de réduire efficacement l'échauffement de la garniture de forage et de l'outil. Cet échauffement est dû à la transformation d'une partie de l'énergie mécanique en énergie calorifique. [11]

2.6.5. Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits

La boue doit posséder des caractéristiques physiques et chimiques telles, que le trou conserve un diamètre voisin du diamètre nominal de l'outil.

Le cavage est causé par des éboulements, par la dissolution du sel, par la dispersion des argiles, par une érosion due à la circulation de la boue au droit des formations fragiles, etc.

Les resserrements ont souvent pour cause une insuffisance de la pression hydrostatique de la colonne de boue qui ne peut équilibrer la pression des roches. [12]

2.6.6. Dépôt d'un cake imperméable

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

Le dépôt du cake permet de consolider et de réduire la perméabilité des parois du puits. [12]

2.6.7. Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile

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

La pression hydrostatique souhaitée est maintenue en ajustant la densité entre des valeurs maximum et minimum.

2.6.8. Augmentation de la vitesse d'avancement

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

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

2.6.9. Entraînement d'outils (turbine, MWD, etc.)

Dans le cas du turboforage la boue entraîne la turbine en rotation. Cette fonction, l'amenant à passer à travers une série d'évents et à mettre en mouvement des aubages, implique certaines caractéristiques et rend impossible ou très délicat l'utilisation de certains produits (colmatant).

2.6.10. Diminution du poids apparent du matériel de sondage

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

2.6.11. Apport de renseignements sur le sondage

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

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

2.6.12. Contamination des formations productrices

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

2.6.13. Corrosion et usure du matériel

Le fluide peut accélérer l'usure du matériel de sondage, par une action mécanique, si elle contient des matériaux abrasifs.

Elle peut aussi être corrosive par une action électrolytique (présence d'ions) due à un déséquilibre chimique.

2.6.14. Toxicité et sécurité

La boue de forage ne devra pas présenter de danger pour la santé du personnel. Elle ne devra pas non plus créer de risques d'incendie, tout particulièrement dans le cas d'utilisation de boues à base d'huile. [11]

2.7. Types des fluides de forage

Plusieurs classifications des types de boue peuvent être adoptées. Il est cependant habituel de présenter les boues en fonction de la phase continue. Nous allons donc rencontrer :

- Fluide ou boue à base d'eau (Water Based Mud),
- Fluide ou boue à base d'huile (Oil Based Mud).

2.7.1. Boues 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. Ces boues douces (bentonitiques) sont principalement constituées par une suspension colloïdale d'argiles, plus précisément de la bentonite sodique dans l'eau. La concentration en bentonite varie généralement de 30 à 70 kg/m³ selon le rendement de la bentonite et les caractéristiques de la boue désirées. Cependant, occasionnellement, des traitements supplémentaires pourront être faits avec des phosphates.
- Les boues salées dont la teneur en NaCl peut être comprise entre quelques dizaines de g/l et la saturation. Ces boues sont utilisées pour la traversée des zones salifères pour éviter le cavage et elles sont constituées d'eau, de sel (généralement NaCl), de colloïdes minéraux (attapulgite ou sépiolite), de colloïdes organiques (amidon), d'un fluidifiant minéral ou organique (chaux, soude).

2.7.2. Boues à base d'huile

La phase de ces fluides est une huile minérale (pétrole brut, gaz oil, etc.) et la phase dispersée (discontinue) est de l'eau, dont la proportion peut atteindre 50% ou plus en un volume.

Tout en gardant l'avantage d'une phase externe contenant plus de 50% d'eau sont appelés boue de forage à émulsion inverse et au-dessous on a des boues à huile.

2.8. Composition des boues

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

Ces produits sont classés par familles.

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 (Na_2CO_3)
- Le gypse (CaSO_4)
- Chaux éteinte ($\text{Ca}(\text{OH})_2$)
- Bicarbonate de sodium (NaHCO_3)

5. Produits organiques spéciaux

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

6. Alourdissant

- Barytine ou sulfate de baryum (BaSO_4)
- Le carbonate de calcium (CaCO_3)
- La galène (PbS)
- Hématite (Fe_2O_3)

7. Les colmatant

- Colmatants organiques
- Colmatants fibreux
- Colmatants lamellaires
- Colmatants gonflants
- Colmatants à prise (liants hydrauliques). [13]

2.8. Composants indésirables

Les composants indésirables les plus présents dans les fluides de forage sont les hydrocarbures, les métaux lourds, et les sels. Une brève description est donnée ci-dessous:

a. Hydrocarbures

Quand une formation traversée contient des hydrocarbures, le fluide de forage se trouve contaminé par l'huile de la formation. L'huile de certaines formations est un composant indésirable car il contamine les déblais.

b. Métaux lourds

Les métaux lourds peuvent se mélanger avec les fluides de forage selon deux cas :

- Les formations forées contiennent l'arsenic, le baryum, le cadmium, le chrome, le plomb et le mercure.
- Les additifs des fluides de forage contiennent du baryum qui vient des agents alourdissant de la baryte et du chrome qui vient des défloculants chrome-lignosulfonate. baryte minéral, utilisée pour le contrôle de la densité, peut avoir de grandes quantités naturelles de cadmium et de mercure.

c. Sels

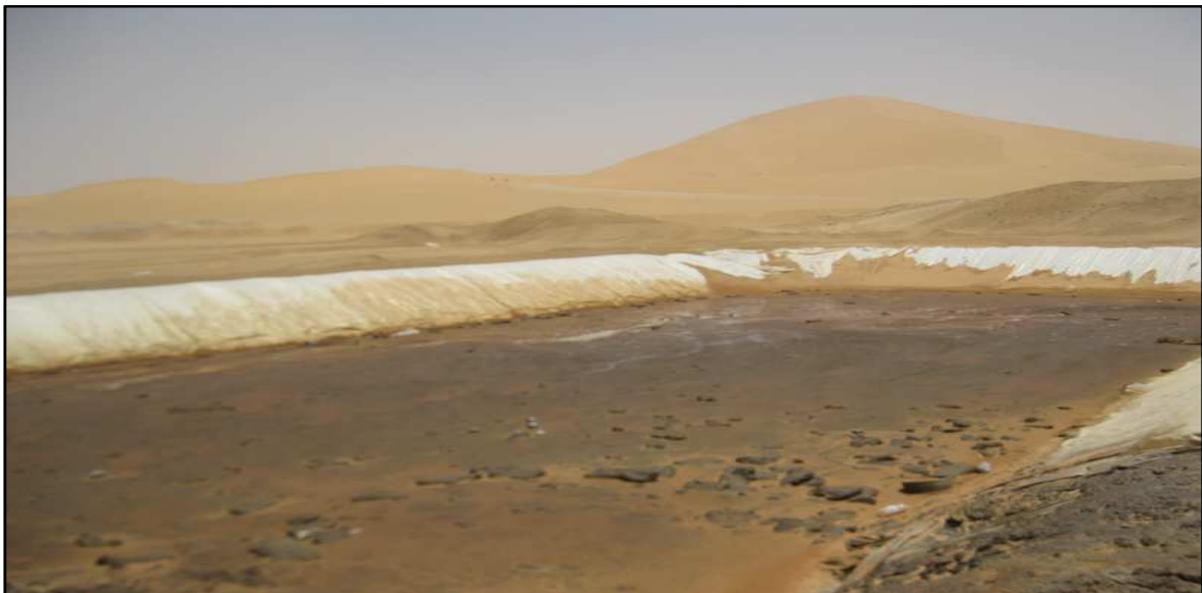
La concentration des sels, comme le chlorure de sodium ou de potassium dans les fluides de forage peut aussi considérablement augmenter, spécialement quand les puits forés traversent des dômes de sel ou des formations ayant de l'eau très salée. [14]

2.9. Définition des bourbiers

Dans le domaine de l'exploitation pétrolière, une panoplie de produits chimiques est employée dans la formulation des boues de forage. Ces composés de natures différentes et dont la toxicité et la biodégradabilité sont des paramètres mal définis, sont cependant déversés dans la nature. En plus des hydrocarbures (HC, tels que le gazole) constituant majeur des boues à base d'huile, on note les déversements accidentels du pétrole, ainsi que d'une variété d'autres produits et additifs spéciaux (tensioactifs, polymères, ..) qui peuvent exister sur les sites de forage. Ces rejets sont généralement stockés dans des endroits appelés '**bourbiers**'. [5]



Photo(1) : Bourbiers étanche avant le forage



Photo(2) : Bourbiers après une opération de forage

2.10-Influences des bourbiers sur l'environnement :

Les bourbiers (cuttings) sont principalement contaminés par des hydrocarbures (gasoil ou pétrole, provenant de la boue à base d'huile) et des métaux lourds (provenant principalement des additifs de la boue).

Les cuttings risquent de contaminer le sol et le sous-sol par les actions suivantes :

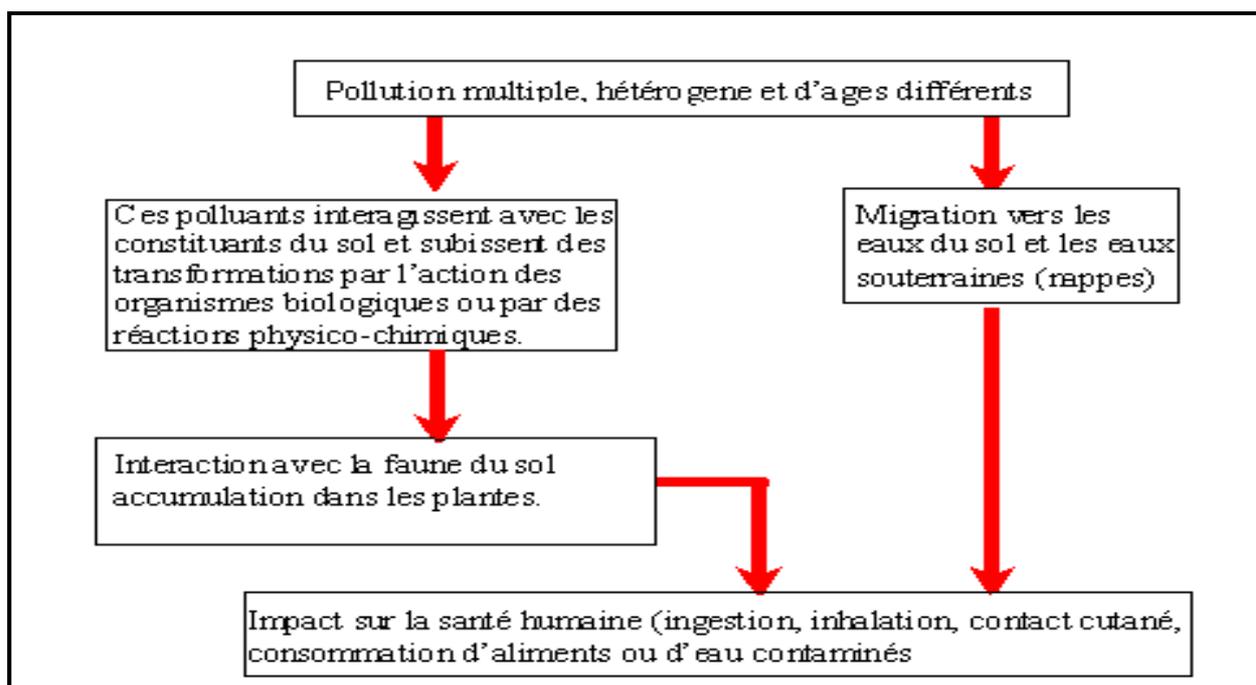


figure (2.2) : action des polluants dans le sol [15]

2.11. les ressources des bourbiers

2.11.1. 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 ; sont :

- 1- à partir de la surface par les rejets et liquides de forage (boue de forage, cutting , etc.....) déversés, dans la plupart des cas , directement sur le sol sans aucune protection, ainsi que les rejets solides et liquides domestiques , déversent dans des fosses non conformes et non protégées
- 2- en cours de forage, la contamination se traduit par le contact de deux fluides de caractéristiques rhéologique différentes (mélange d'un fluide de formation traversée et la boue de forage en question).
- 3- une mauvaise cimentation peut provoquer des pertes du laitier de ciment dans les formations et une venue de fluide de formation.
- 4- par infiltration des hydrocarbures en développement.
- 5- le stockage non conforme des produits chimiques utilisés pour les différents fluides peut provoquer une contamination des sols donc des aquifères de surface.

2.11.2. 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

- 1-lors des déversements d'hydrocarbures volontaires en surface (dégorgement des puits ou lors d'opérations de snubbing de work – over, etc.....).
2. des fuites d'hydrocarbures dues aux détériorations et à la corrosion des tubages et casing
3. des résidus de pertes de fracturation, d'acidification, etc . Pendant les opérations spéciales
4. des rejets de produits de pertes issues de l'opération d'évaluation du réservoir
5. des rejets de produits utilisés pour l'entretien des puits et des installations de production.

Les hydrocarbures produits passant d'abord par des séparateurs (huile/gaz) et sont débarrassés des eaux résiduelles pour être acheminés vers des bacs de stockage

Les rejets gênés proviennent des eaux de décantation, des slopes et également des fuites d'hydrocarbures dues aux défaillances des bacs.

Lors de l'acheminement des hydrocarbures par canalisations, des déversements et fuites peuvent survenir, ce qui induit forcément une pollution de sol et des aquifères de surface. De plus, l'empiétement de ces canalisations (pouvant atteindre un diamètre 40") peut gêner jusqu'à l'évolution naturelle du système écologique.

2.11.3. Traitement des hydrocarbures :

Une activité qui consiste à transformer la matière première (pétrole brut, gaz) en plusieurs produits finis, en lui faisant subir un certain nombre de traitement physiques et chimiques cela induit des rejets qui peuvent entraîner une contamination des sols et des aquifères :

- rejets des produits de traitement.
- déversements et fuites d'hydrocarbures sur la surface.
- opération de torchage du gaz qui provoque une importante pollution atmosphérique et des nuisances sur la santé. [16]

2.12. Toxicité

a. Métaux

Certains contaminants tels que les métaux, sont susceptibles d'être toxiques de façon immédiate envers un être vivant. En raison de leurs propriétés chimiques (solubilité, état d'oxydation) les métaux se présentent sous différentes formes (ions, complexes) et liés à divers ligands. Leur spéciation influe directement sur leurs toxicités et leurs biodisponibilités. La présence simultanée de plusieurs métaux peut engendrer une toxicité supérieure à celle de chaque métal séparé. Par exemple, le zinc, le cadmium et le cuivre sont toxiques faibles pH et agissent en synergie pour inhiber la croissance des algues et affecter les poissons.

Dans les écosystèmes aquatiques, la biodisponibilité des métaux repose sur leur charge mais aussi sur les caractéristiques chimiques, biologiques et hydrogéologiques de l'eau dans laquelle ils sont déversés. Cette toxicité entraîne la mortalité des espèces quand la DL_{50} (dose létale spécifique) est atteinte.

Chez les personnes souffrant d'intoxication métallique, on trouve des métaux toxiques dans la plupart des tissus mous, surtout le foie, les reins mais aussi dans les os. Une fois absorbés, les éléments métalliques sont souvent difficiles à éliminer. La demi-vie de la plupart d'entre eux dans le corps humain est longue (30 ans pour le cadmium, 70 an pour le plomb). Les effets d'une exposition de longue durée aux métaux (Cd, Cu, Pb, Sn, Zn) sont : gastro-entérite, irritation pulmonaire, insuffisance rénale et hépatique. L'exposition aux métaux peut aussi provoquer des cancers. Plus spécifiquement, selon les études de l'INERS (institut national de l'environnement industriel et des risques, La France) le plomb à forte dose, entraîne une anémie, il perturbe le système nerveux et les reins, il a un effet mutagène quand il est combiné sous forme d'acétate et de phosphate. Sur l'environnement il a un effet neurologique sur le comportement (méso-faune et macro-faune) ; il inhibe l'activité microbienne dans la décomposition de la matière organique.

Le zinc n'a pas d'effet cancérigène par voie orale ou par inhalation. Dans l'environnement, le zinc perturbe l'écosystème forestier au niveau de la décomposition de la matière organique et du recyclage des nutriments.

➤ **Cuivre :**

Il est rare de trouver du cuivre dans les eaux naturelles, et sa présence est due essentiellement à des canalisations. Bien que non toxique à l'état de traces, le cuivre donne un goût métallique à l'eau à partir de 2 mg/l et une coloration perceptible.

➤ **Zinc :**

Il peut provenir des régions dont le sol est riche en sulfates ou en carbonates de zinc, de pollutions industrielles (galvanisation) et de l'attaque de citernes ou de canalisations en acier galvanisé.

Comme le cuivre, il n'est pas toxique à l'état des traces, mais il peut causer un trouble et un goût désagréable à l'eau. De plus le zinc d'origine métallique est souvent accompagné des impuretés qui sont toxiques (Cd, Sn, et Sb).

➤ **Cadmium :**

Les sels de cadmium sont présents dans les eaux de surface et particulièrement sous forme de sulfates à cause des rejets provenant des industries métallurgiques, photographiques et de peintures.

Les tests de toxicité ont été réalisés sur les poissons et ont prouvé que le cadmium est toxique à des concentrations allant de 0,01 à 1 mg/l et que cette toxicité augmente en présence du cuivre.

Le cadmium affecte également la santé humaine à une dose de 0,4 mg est mortelle c'est pour cette raison que la limite maximum de cadmium dans les eaux de consommation est fixée à 0,01 mg/l.

➤ **Chrome :**

La présence du chrome dans les eaux de surface est due à leur contamination par les eaux de rejets industriels. Seul le chrome hexa valent est considéré, comme toxique, c'est pourquoi sa teneur dans les eaux de consommation est limitée à 0.05 mg/l par l'Organisation Mondiale de la Santé.

➤ **Magnésium :**

Il provient essentiellement de l'attaque des dolomies, des calcaires dolomitiques ou des sels de magnésium qui peuvent se trouver mêlés au gypse et l'anhydrite. Il est à remarquer que se sont les formes les plus fréquentes qui sont les plus solubles $MgSO_4 \cdot 7H_2O$ (espionite) et $Ca(HCO_3)_2$ et $Mg(HCO_3)_2$ (hydrogénocarbonates).

Le magnésium peut être un indicateur de pollution dans les eaux non polluées. le rapport Ca/Mg est de 4 à 5, si les eaux sont contaminées par l'urine ou du purine, ce rapport change.

La présence de magnésium donne un goût amer à l'eau.

b. Les hydrocarbures :

Les hydrocarbures, regroupent différents produits pétroliers (pétrole brut, pétrole raffiné, kérosène, essences, fuel, lubrifiants, huiles à moteurs). on peut employer aussi le terme d'hydrocarbures paraffinaques.

Cette famille comprend principalement des alcanes (hydrocarbures aliphatiques) constituées de chaînes linéaires ou ramifiées comprenant au minimum cinq atomes de carbone, caractérisés par un point d'ébullition compris dans l'intervalle 35-490°C.

Elle contient en proportions, parfois significative, des hydrocarbures aliphatiques cycliques (cyclane), des hydrocarbures aromatiques monocycliques (benzène, toluène, xylène...) ou polycycliques (HAP : ex. benzo (a) pyrène).

On définit les hydrocarbures des familles de dérivés en fonction de leurs utilisation ; ces familles sont basées sur des coupes de raffinage pétroliers, il est possible de préciser le nombre d'atomes des molécules les composant.

Au laboratoire, ils sont généralement dosés globalement (indice hydrocarbures totaux, i HT, ou T P H en anglais), d'où l'appellation impropre mais fréquente d'hydrocarbures totaux pour ce groupe.

La solubilité des hydrocarbures est variable mais jamais élevée. On note des valeurs de 3 à 30 mg/l (C_5 - C_7), qui chutent de 0,07 sur C_9 , jusqu'à 0,007 pour C_{12} . La plupart des hydrocarbures sont peu miscibles avec l'eau. Ils tendent à former des couches distinctes lorsqu'ils atteignent les nappes phréatiques. La densité des hydrocarbures varie avec la longueur des chaînes carbonées. La plupart des hydrocarbures (C_5 à C_{26}) s'accumuleront sélectivement sur la surface de la nappe (densité inférieure à 1) et les hydrocarbures les plus lourds (fuel, lourds) s'accumuleront au plancher de celle-ci (densité supérieure à 1).

La stabilité des hydrocarbures aliphatiques est assez élevée, leur dégradation dans l'environnement, sous l'effet de la lumière ou des bactéries étant très lente. Dans le cas des hydrocarbures plus légers que l'eau, la quantité déversée doit être suffisante pour qu'il ait constitution d'une phase continue. Sinon, la pollution se manifestera sous forme de gouttelettes d'huile piégées dans les pores constituant autant de micro-sources de pollution, par relâchement dans la phase eau de composants solubles.

S'il y a constitution d'une phase « huile » non miscible et continue, celle-ci va migrer vers la nappe sous l'influence de la gravité et des forces capillaires, ces dernières induisent de plus un étalement latéral.

La phase « huile » en déplacement peut être enveloppée d'une phase gazeuse formée par la vaporisation des composants les plus volatils.

Si la nappe est atteinte, les composants solubles passeront dans la phase eau et seront entraînés par convection et dispersion. La quantité de polluant restant à l'état de phases distinctes continuera de se déplacer lentement sous l'effet de ses propres gradients de pression en exerçant sur la nappe une action qui en déprimera légèrement la surface [16]

1.13. Stratégie de l'état Algérien et Sonatrach dans le domaine environnemental

A propos de l'augmentation de l'activité industrielle en Algérie surtout les industries pétrolières qui provoquent un grand problème sur l'écosystème l'état algérienne et Sonatrach soulignent une stratégie pour la protection de l'environnement à partir des législations nationales.

Tableau (2.1) : législations sur l'environnement en Algérie

Loi n ^o	Loi	Date de promulgation	de signé
Décret n ^o 81-267	Relatif aux attribution du président de l'assemblée populaire communale en matière de voirie, de salubrité et de tranquillité publique	10/10/1981	C.Benjedid
Décret n ^o 83-03	Relatif à la protection de l'environnement	05/02/1983	C.Benjedid
Décret n ^o 83-580	Portant obligation de signalement aux capitaines de navires transportant des marchandises dangereuses, toxiques ou polluantes en cas d'événement en mer.	22/10/1983	C.Benjedid
Décret n ^o 84-378	Fixant les conditions de nettoyage, d'enlèvement des déchets solides urbains	15/12/1984	C.Benjedid
Décret n ^o 88-228	Définissant les conditions, procédures et modalités d'immersion des déchets susceptibles de polluer la mer, effectuées par les navires ou aéronefs.	05/11/1988	C.Benjedid
Décret n ^o 90-78	Relatif aux études d'impact sur l'environnement	27/02/1990	M.Hamrouche
Décret n ^o 93-68	Relatif aux modalités d'application du texte sur les activités polluantes ou dangereuses pour l'environnement	01/03/1993	B.Abdesslem

Décret n ^o 93-160	Réglementant les rejets d'effluents liquides industriels	10/07/1993	B.Abdesslem
Décret exécutif n ^o 93-161	Réglementant le déversement des huiles et lubrifiants dans le milieu naturel.	10/07/1993	B.Abdesslem
Décret exécutif n ^o 93-162	Fixant les conditions et modalités de récupération et de traitement des huiles usagées.	10/07/1993	B.Abdesslem
Décret exécutif n ^o 93-163	Portant institution d'un inventaire du degré de pollution des superficielles.	10/07/1993	B.Abdesslem
Décret exécutif n ^o 93-164	Définissant la qualité requise des eaux baignade.	10/07/1993	B.Abdesslem
Décret exécutif n ^o 93-165	Réglementant les émissions atmosphériques de fumées, gaz, poussières, odeurs et particules solides des installations fixes	10/07/1993	B.Abdesslem
Décret exécutif n ^o 93-184	Réglementant les émissions de bruits.	27/07/1993	B.Abdesslem
Décret exécutif n ^o 94-43	Fixant les règles de conservation des gisements d'hydrocarbures et de protection aquifères associés.	30/01/1994	R.Malek
Décret exécutif n ^o 94-279	Portant organisation de la lutte contre les pollutions marines et institution de plans d'urgence.	17/09/1994	M.Sifi
Décret exécutif n ^o 2000-73	Complétant le décret exécutif n ^o 93-165 du 10/07/1993 Réglementant les émissions atmosphériques de fumées, gaz, poussières, odeurs et particules solides des installations fixes	01/04/2000	A.Benbitour
Décret exécutif n ^o 01-09	Portant organisation de l'administration central de ministère de l'aménagement du territoire et de l'environnement.	07/01/2001	A.Benflis
Loi n ^o 01/19	Relatif à la gestion, au contrôle et à l'élimination des déchets.	12/12/2001	A.Boutiflika

Décret exécutif n° 05-314	fixant les modalités d'agrément des groupements de générateurs et/ou détenteurs de déchets spéciaux	10 /09/2005	A.OUYAHIA.
Décret exécutif n° 05-315	fixant les modalités de déclaration des déchets spéciaux dangereux	10 /09/2005	A.OUYAHIA
Décret exécutif n° 07-144	fixant la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement	19/05/2007	A.BELKHADEM.
Décret exécutif n° 07-145	déterminant le champ d'application, le contenu et les modalités d'approbation des études et des notices d'impact sur l'environnement	19/05/2007	A.BELKHADEM

Certains volets de ces lois intéressent directement l'activité de forage pétrolier dans le sud. La loi 83-03, articles 130 et 131, définit, pour la première fois, la notion **d'étude d'impact**.

C'est un "outil de base pour la mise en œuvre de la protection de l'environnement..." elle vise à faire connaître et évaluer les incidences directes et/ou indirectes..." sur l'équilibre écologique ainsi que sur le cadre et qualité de la vie de la population".

Ainsi, " ...les études préalables à la réalisation de l'aménagement ou d'ouvrages qui par l'importance de leurs dimensions ou de leurs incidences sur le milieu naturel, peuvent porter atteinte à ce dernier, doivent comporter **une étude d'impact** permettant d'en apprécier les conséquences...".

Après la loi 90-78 a été consacrée entièrement aux **études d'impact** sur l'environnement. Dans son article 2, il est dit : " sont soumis à la procédure préalable de l'étude d'impact, tous les travaux, aménagements ou ouvrages qui, par l'importance de leurs dimensions ou leurs incidences, peuvent directement ou indirectement, porter atteinte à l'environnement et

notamment à la santé publique, à l'agriculture, aux espaces naturels, à la faune, à la flore, à la conservation des sites et monuments et à la commodité du voisinage... "

Cette loi fait état, dans son annexe, d'une liste de projets dispensés de cette étude . le forage pétrolier n'en fait pas partie.

L'étude d'impact doit comprendre successivement :

1-une analyse de l'état initial du site et de son environnement portant, notamment, sur les richesses naturelles...

2-une analyse des effets sur l'environnement...

3- les raisons pour lesquelles le projet présenté a été retenu.

4-les mesures envisagées par le maitre d'ouvrage ou le pétitionnaire pour supprimer, réduire et compenser les conséquences dommageables du projet sur l'environnement.

Excepté BP, aucun autre opérateur pétrolier en Algérie, même pas la sonatrach, n'a fourni d'étude d'impact de ses forages pétroliers sur l'environnement.

Le décret n° 93-160 est venu réglementer, quant à lui, les rejets d'effluents liquides industriels notamment avec l'institution de "contrôles périodiques et inopinés des caractéristiques physiques, chimiques et biologiques des rejets ", conduits par des "inspecteurs de l'environnement" habilités par les pouvoirs publics.

Cette même loi fixe les limites maximales des paramètres de rejet des installations de déversement industrielles tableau (tableau (2.2)).

Tableau (2.2) 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	01
cuivre	Mg/l	03
Zinc	Mg/l	05
nickel	Mg/l	05
Huile et graisse	Mg/l	20
hydrocarbures	Mg/l	20
phénols	Mg/l	0,5
Solvants organiques	Mg/l	20
Chlore actif	Mg/l	01
PCB	Mg/l	0,001
détergents	Mg/l	02
tensioactif	Mg/l	10

Récemment, la loi 01-19, du 12/12/2001, a été promulguée en ayant pour objet de fixer les modalités de gestion, de contrôle et de traitement des déchets. L'article 6 de cette loi stipule que "tout générateur et/ou détenteur de déchets doit prendre les mesures nécessaires pour éviter, autant que faire se peut, la production de déchets, notamment par:

- l'adoption et l'utilisation de technique de production plus propres, moins génératrices de déchets.
- l'**abstention** de mettre sur le marché des produits générant des **déchets non biodégradables**.
- l'**abstention d'utilisation** de matières susceptibles de créer des risques pour les personnes, notamment pour la fabrication des emballages.

L'article 8 précise que "lorsque le générateur et/ou le détenteur de déchets est dans l'impossibilité d'éviter de générer et/ou de valoriser ses déchets, il est tenu d'assurer ou de faire assurer, à ses frais, l'élimination de ses déchets de façon écologiquement rationnelle, conformément à la disposition...".

D'autre part, cette loi définit les "déchets spéciaux dangereux" comme étant "tous déchets spéciaux (déchets issus de l'activité industrielle, agricole, de soin, de services, toutes autres activités, qui, en raison de leur nature et de la composition des matières qu'ils contiennent, ne peuvent être collectés, transportés et traités dans les mêmes conditions que les déchets ménagers et assimilés et les déchets inertes) qui, par leurs constituants ou par les caractéristiques des matières nocives qu'ils contiennent, sont susceptibles de nuire à la santé publique et/ou à l'environnement".

Dans l'article 20 de cette même loi, il est dit : "le dépôt, l'enfouissement et l'immersion des déchets spéciaux dangereux dans des lieux autres que les sites et les installations qui leur sont réservés, sont interdits".

Les bourbiers de forage, font-ils partie de ces sites et installations réservés à cette fin ?
L'article 14 précise que "le plan national de gestion des déchets spéciaux est élaboré par le ministère chargé de l'environnement en coordination avec les ministères chargés de l'industrie, de l'énergie, de la santé, de l'agriculture, du transport, du commerce, des collectivités locales,...

Décret exécutif n° 07-144 il est dit " **fixant la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement**". son article 2, il est dit : La nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement est une classification qui comporte :

A – L'attribution d'un numéro de rubrique à quatre chiffres, structuré comme suit :

- Le premier chiffre représente la substance utilisée ou L'activité ;
- Le second chiffre représente la catégorie de danger (très toxique, toxique, inflammable, comburante, explosible, corrosive et combustible) ou la branche d'activité.
- Les deux derniers chiffres représentent le type D'activité.

B - La désignation de l'activité de l'installation classée ;

C – L'identification du régime d'autorisation ou de déclaration, conformément aux dispositions du décret exécutif n° 06-198 du 4 Joumada El Oula 1427 correspondant au 31 mai 2006.

D - La détermination du rayon d'affichage de L'installation classée ;

E - Les documents à joindre à la demande d'autorisation d'exploitation des établissements classés à savoir, selon le cas, l'étude d'impact sur l'environnement, l'étude de danger, la notice d'impact sur l'environnement et le rapport sur les produits dangereux.

à partir l'article 3, il ya une annexe qui donne des Définitions des concepts (Substances, Préparations, Catégories de danger, Abréviations utilisées...etc.)
pour plus détail concernant cette annexe ; voir le journal officiel pour la date 22/05/2007.

En résumé, le législateur algérien est plus en plus préoccupé, et sensibles aux questions de l'environnement et les textes deviennent de plus en plus spécifiques.

Dans les années à venir, on doit s'attendre à plus de rigueur en la matière, concernant les activités de l'amont pétrolier. Ceci est d'autant plus vrai s'il est envisagé d'exploiter des périmètres où l'environnement est beaucoup plus vulnérable que les régions de notre étude. [16]
[17] [18]



méthodes et moyens utilisés

3.1. Introduction

A cause de l'augmentation de l'activité de forage pétrolier dans le sud algérien et les bourbiers qui en résultent après l'utilisation des fluides de forage à base d'huile, ces bourbiers provoquent des problèmes qui menacent la vie de l'homme, des animaux et des plantes.

3.2. Méthodologie de travail

L'objectif de ce travail est de trouver des solutions qui peuvent réduire ou arrêter l'influence de ces éléments toxiques. Pour cela on a adopté une méthode de travail, en commençant par une recherche bibliographique concernant le forage pétroliers, les fluides de forages et les déchets de produits utilisés.

On a fait des visites sur site, pour reconnaître en proche l'identité de ces rejets, leurs composants chimiques, et leurs influences sur l'environnement et on a vu les moyens appropriés pour traiter ces rejets et pour faire des limites concernant leur influence négative ; on a trouvé qu'il ya trois méthodes de traitement qui sont le traitement mécanique, chimique et thermique et tous ca concernant le site de travail.

Ces travaux de terrain permettent de diagnostiquer les méthodes de traitement de ces rejets, et rendre efficaces la neutralisation des ces produits néfastes.

L'échantillonnage des rejets se fait selon les méthodes conventionnelles. Des échantillons avant et après traitement durant plusieurs phases de forage afin de prendre des échantillons homogènes échantillons concernant les rejets du forage pétrolier de la zone de Hassi Messaoud avant et après le traitement de chaque méthode seule. et puis on a transposé ces échantillons vers le laboratoire pour faire des analyses et extraire des résultats qui peuvent améliorer l'utilisation de ces méthodes.

Alors selon tous ce qu'on expliqué. Le travail est en deux classes (catégories). Le premier est le site du travail et la deuxième est les analyses laborantines.

3.3. Les travaux in situ

Après les visites du chantier de forage de puits pétroliers ONMZ-313 nous enregistrons les informations suivant :

- a- **les fluides de forage utilisés** : trois types des fluides de forage utilisés pour forer ce puits.
- **boue de forage bentonitique : pour la phase 17"¹/2**

La profondeur forée durant cette phase, est de 468m.

La boue bentonitique présente les caractéristiques consignées dans le tableau (3.1)

Tableau (3.1) Caractéristiques des boues bentonitique utilisées

densité	Bentonite(T/m ³)	PH	Sol%	Cl ⁻ (mg/l)	viscosité
1.06	85	11	4	2.2	5

-boue de forage a base d'huile : pour la phase 12¹/4

La profondeur forée durant cette phase, est de 1861m.

La boue à base d'huile présente les caractéristiques consignées dans le tableau (3.2)

Tableau (3.2) Caractéristiques des boues à base d'huile utilisées

densité	OBM50/50 (T/m ³)	PH	Sol%	Cl ⁻ (mg/l)	viscosité
1.8	488	11.6	28	141	24

-boue salée saturée : pour la phase 8¹/2

La profondeur forée durant cette phase, est de 980m.

La boue à base salée présente les caractéristiques consignées dans le tableau (3.3)

Tableau (3.3) Caractéristiques de boue à base salée utilisée

densité	OBM50/50 (T/m ³)	PH	Sol%	Cl ⁻ (mg/l)	viscosité
2	317	8	35	145	32

-boue à huile+azote : pour la phase 6"

La profondeur forée durant cette phase, est de 93m.

La boue utilisée présente les caractéristiques consignées dans le tableau (3.4)

Tableau (3.4) Caractéristiques de boue à base salée utilisée [20]

Huile/eau	Densité	OBM (T/m ³)
95/5	0.86	94
90/10	1.2	39

b- volume des bourbiers par mètre de terrain foré

Le tableau (3.5) consigne le volume des rejets pour chaque phase

Phase	C (l/m)
17"1/2	155
12"1/4	76
8"1/2	36.5
6"	18.2

Les résultats qualitatifs et quantitatifs des rejets (bourbiers) sont réalisées au niveau de Laboratoire.

Pour le traitement de ces bourbiers ; nous avons trois méthodes de traitement (mécanique, chimique et thermique)

c. principes de traitement des rejets (bourbiers)

1. procédé ON-LINE (traitement mécanique durant le forage) 5% OOC.

Les centrifuges verticales (verti-G dryer)

Il existe une chaîne de traitement mécanique pour éliminer les déblais : tamis vibrant de différentes tailles, dessableur , centrifugeuse et verti-G (centrifugeuse verticale). Le tableau (3,6) consigne les différents diamètres obtenus par le traitement mécanique des déblais.

Chaîne de traitement mécanique	Diamètre des déblais retient
Tamis vibrant	Diamètre grande
Dessableur	$74\mu\text{m} < \Phi < 200 \mu\text{m}$
Dessilteur	$2 \mu\text{m} < \Phi < 74$
Centrifugeuse et verti-G	$< 2 \mu\text{m}$

Tableau (3.6) chaîne de traitement mécanique

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

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

Le liquide précédent est dirigé vers le centrifuge horizontale (centrifuge 414 de 1900 tr/min) pour récupérer le fluide vers les bacs de forage et le reste est renvoyé vers wet cuttings (teneur en huile > 22%) pour l'opération de TDU (Thermol disorption unit). [21]

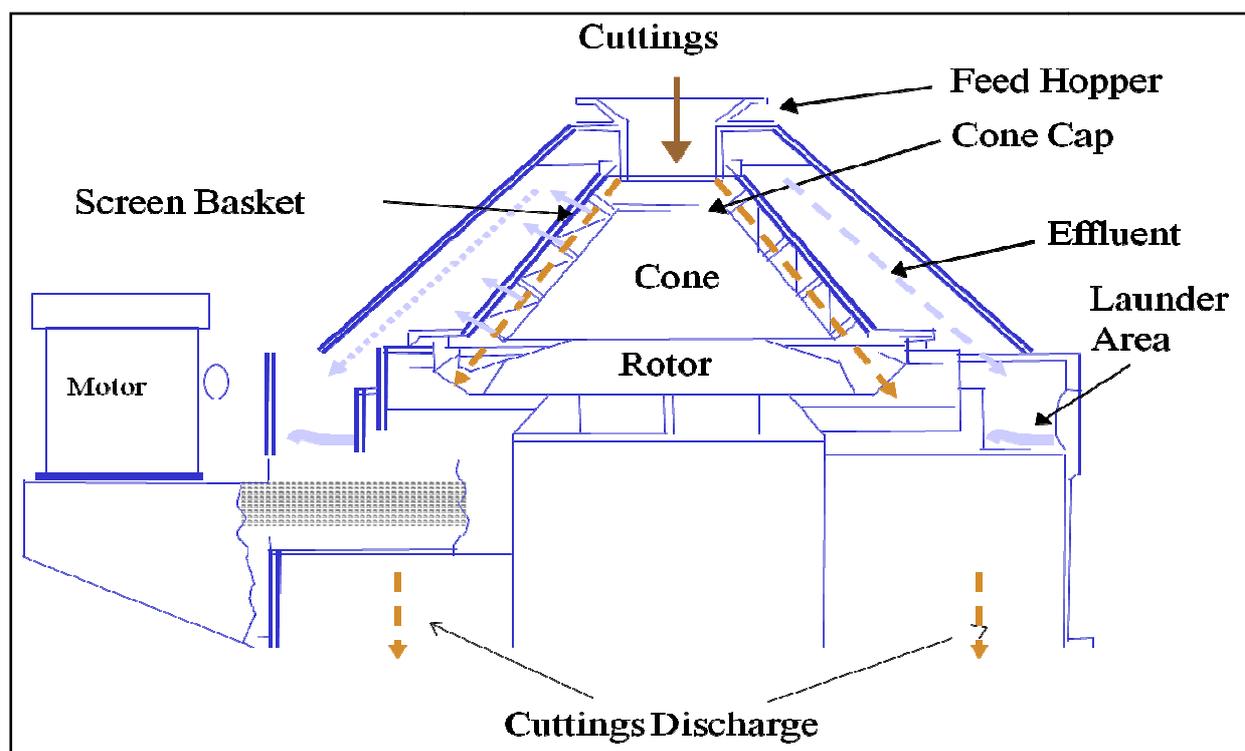


figure (3.1) : principe de fonctionnement de Verti-G

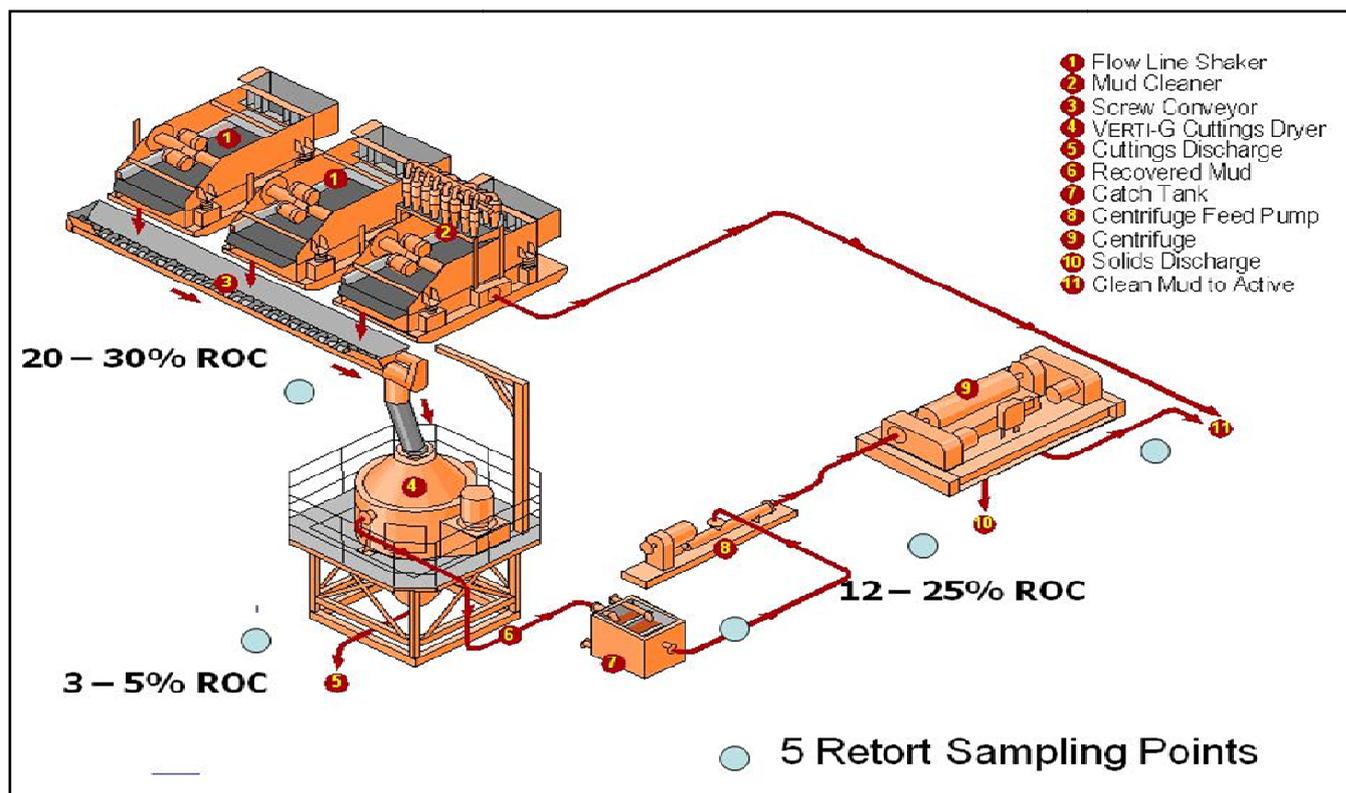


figure (3.2) : l'installation de fonctionnement de vortex (verti-G) [22]

2. procédé OFF-LINE (Traitement chimique : solidification-stabilisation):

La solidification / stabilisation (S/S) au ciment est une méthode souvent utilisée pour traiter, gérer et réutiliser en toute sécurité des déchets contaminés. Mise au point dans les années 1950, la technologie est largement utilisée aujourd'hui pour traiter les déchets industriels dangereux et autres matières contaminées se trouvant dans les friches industrielles.

La S/S suscite un intérêt croissant dans le monde entier.

La S/S, qui consiste à incorporer du ciment Portland à la matière contaminée, protège l'environnement et la santé en immobilisant les contaminants dangereux dans la matière traitée.

Le ciment réagit chimiquement avec l'eau dans la matière traitée, ce qui modifie ses propriétés physiques et chimiques de façon à stabiliser les constituants dangereux et empêcher qu'ils ne s'échappent dans l'environnement. L'attrait de la S/S tient au fait qu'elle peut être utilisée pour une vaste gamme de contaminants dans de nombreux types de matière contaminée.

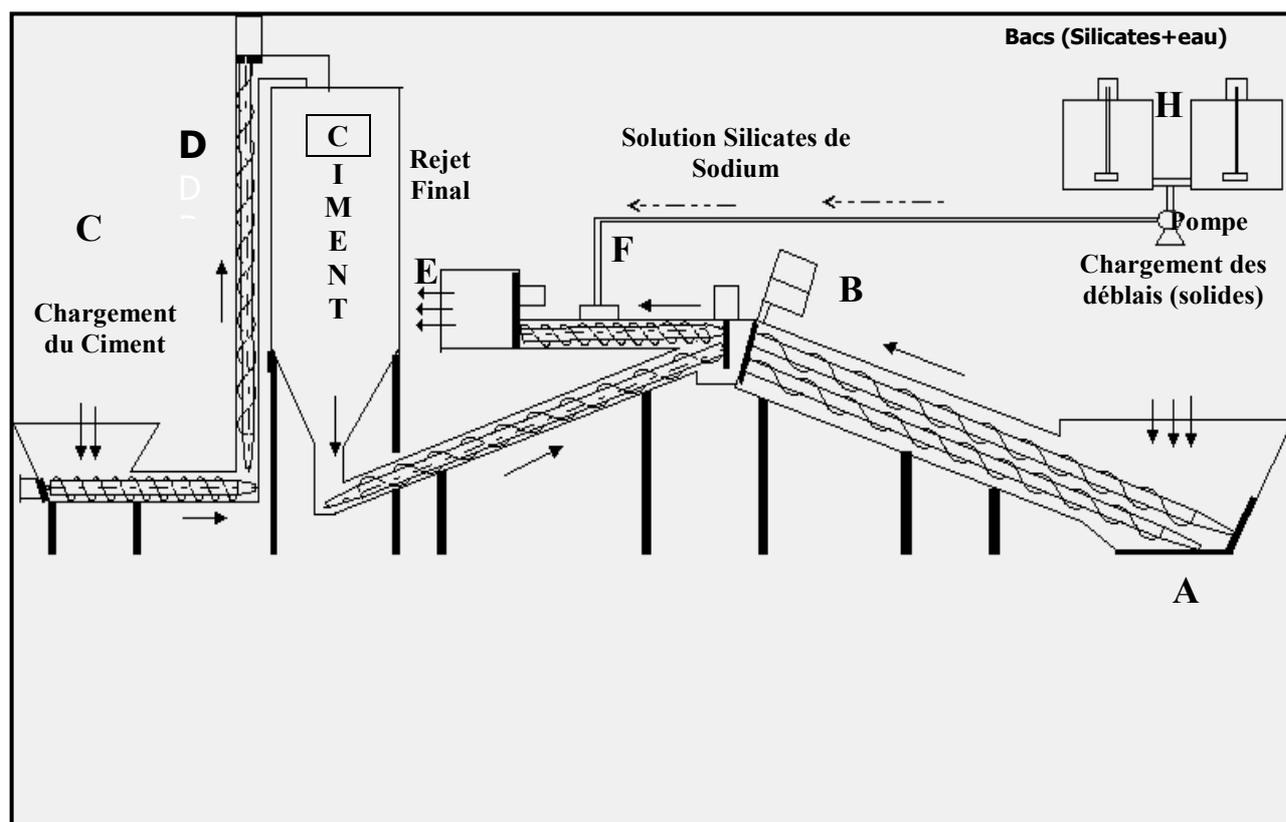


Figure (3.3) : Schéma simplifié de l'unité de traitement par solidification stabilisation [23]

- Description du processus de traitement

Les solides de vibrateur et du centrifugeuse sont évacués sur un corral ou fosse, puis chargés à malaxeur de capacité 2.3 m^3 . Dans ce dernier, les cuttings et les floes sont mélangés lentement avec du ciment afin de les stabiliser.

Pour rendre le mélange immédiatement inerte (encapsulation), en ajoutant à l'un des deux mélanges une solution de silicate. Le dosage nécessaire en silicate est de 10 à 15 L par m^3 de déblais. Sachant que la solution de silicate est préparée dans un bac spécial et ajoutée au mélange à l'aide d'une pompe.

Il faut tenir compte du fait que le dosage optimal pour rendre la boue inerte est basé sur la règle suivante :

Pour 1m^3 de déblais issues des boues à base d'huile, il faut 100 à 250 Kg de ciment. Alors que les cuttings issues des boues bentonitique et des bous salées saturées il faut entre 100 à 150 Kg de ciment.

Par ailleurs, il a été remarqué que la prise du ciment est très lente au contact des huiles (boue à base d'huile) c'est pourquoi on ajoute du CaCl_2 pour accélérer la prise. Le dosage nécessaire est 12.5 Kg de CaCl_2 pour 1m^3 de solide. Le mélange est malaxé pendant un quart d'heure, puis déposé sur le site pour se sécher.



Photo (3) : les déblais après la solidification

3. procédé OFF-LINE: Traitement thermique (thermal desorption unit TDU , ou thermal phase séparation TPS)

Les techniques de traitement thermique emploient des températures élevées pour reprendre ou détruire les hydrocarbures qui souillent les rejets. Le traitement thermique est le traitement le plus efficace pour détruire les produits organiques, et il réduit également le volume et la mobilité des produits inorganiques tels que les métaux et les sels.

Un traitement additionnel peut être nécessaire pour les métaux et les sels, selon la destination finale des rejets. Les rejets à forte teneur en hydrocarbures (en général 10 à 40%), comme la boue à base d'huile, sont de bons candidats pour la technique thermique de traitement. Une unité de traitement thermique est généralement une installation fixe d'où la difficulté de son utilisation en ON-LINE pendant le déroulement des opérations de forage.

- Description du processus de traitement

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

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

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

Le reste (eau+huile) entre dans un séparateur oil/water. Donc on récupère l'huile pour deux choses, la première pour l'alimentation de four en énergie (gasoil). Et la deuxième pour une autre utilisation et l'eau est utilisée soit dans le pug mill pour le refroidissement. ou soit pour un autre utilisation.

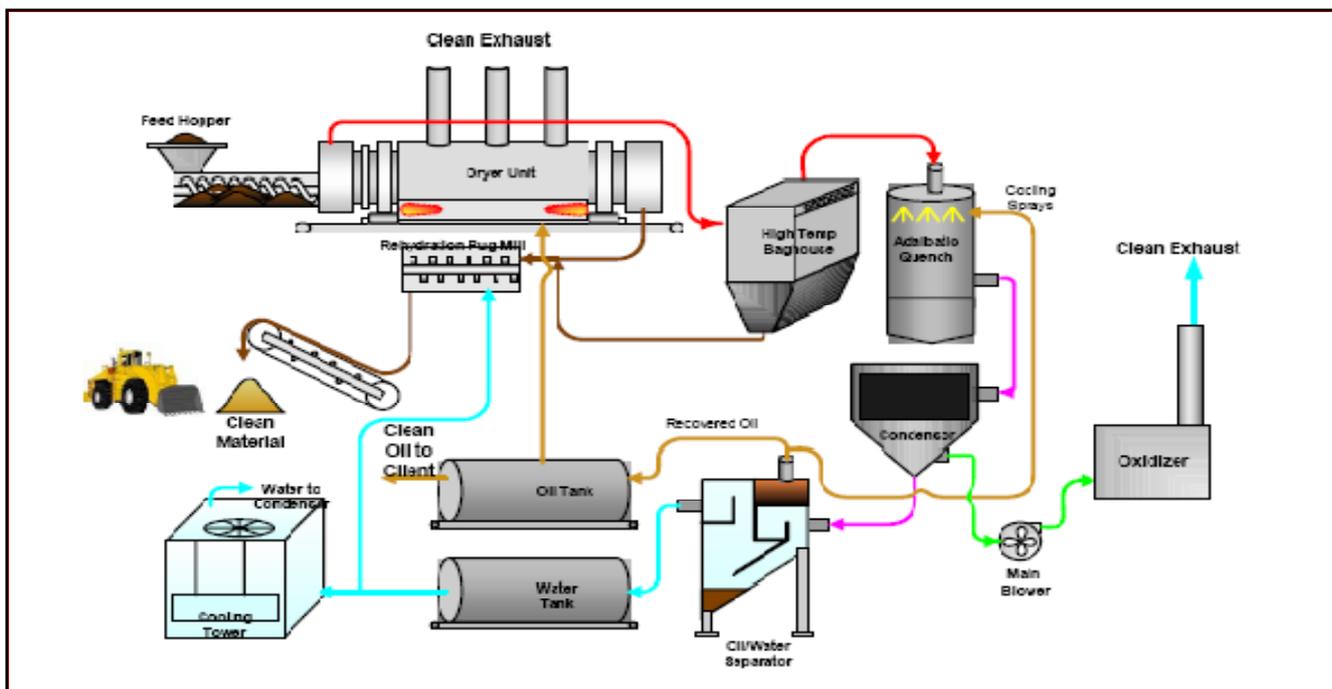


Figure (3.4): Présentation du mode de traitement thermique [24]

Pour évaluer le degré de contamination des rejets et l'efficacité de ces méthodes de traitement, nécessaire de prélèvement des échantillons pour les analyses laborantines.

d- Prélèvement

Lors du prélèvement de notre échantillon du bourbier de puits, ONMZ-313 nous avons pris le soin de creuser à différents endroits et profondeur, afin d'avoir un échantillon représentatif des cuttings de puits.

3.4. Les analyses laborantines

Les analyses laborantines pour déterminer les valeurs optimums des quantités de ciment, le sable, le silicate et le carbone actif pour la méthode de solidification.

Pour cela il est nécessaire de l'application des étapes suivantes :

3.4.1. Optimisations des quantités d'adjuvant

3.4.1.1. Optimisations des solidifiant

a. Le ciment

L'optimisation du ciment se fait par la variation de sa quantité ajoutée à chaque échantillon, tout en fixant un volume constant du silicate de sodium.

b. Le sable

On procède de la même manière que dans l'optimisation du ciment, mais cette fois, en fixant, un volume constant pour le silicate de sodium et la quantité optimale obtenue précédemment, pour le ciment.

3.4.1.2. Optimisation des stabilisants

a. L'encapsulant :

Pour optimiser le silicate de sodium, nous faisons varier le volume ajouté à chaque échantillon en maintenant la quantité du ciment à sa valeur optimale. Les silicate de sodium que nous avons utilisé est sous forme de solution de concentration égale à 30%.

b. Les adsorbants

De la même manière, nous fixons la quantité du ciment à sa valeur optimale et nous faisons varier la quantité du charbon actif.

c. Combinaison de l'optimum une fois du meilleur adsorbant et une autre fois de l'encapsulant avec les optimums du sable et du ciment

Nous avons optimisé précédemment la concentration des adsorbants et de l'encapsulant avec un seul agent de solidification à savoir le ciment. Dans cette étape le but voir, l'effet du sable sur la rétention de chaque stabilisant.

3.4.1.3. La teneur en l'huile

a. Mode d'emploi

La détermination du pourcentage massique de l'huile se fait à l'aide d'un distillateur à boue (Distillateur FANN). Pour parvenir nous procédons comme suit :

On désaccouple la cellule, du godet qu'on remplit de notre échantillon à distiller. D'autre part, on remplit la cellule avec la laine de fer, En suite on visse le godet sur cette dernière. Une fois le couple godet-cellule monté, on place le condenseur. Après cette étape, on met le couple godet-cellule à l'intérieur de la chambre de chauffage et le condenseur à l'extérieur. Sous le tube de sortie du condenseur on place une éprouvette graduée pour récupérer le distillat et on relie le distillateur à une source de courant appropriée. Lorsqu'il ne sort plus de liquide du condenseur, après 30 à 60 minutes environ, on coupe le courant et lisons le volume d'eau et d'huile.

b. Evaluation du % massique de l'huile

Pour évaluer le pourcentage massique de l'huile nous devons convertir le volume de cette dernière (volume lu sur l'éprouvette).

La différence entre la masse de l'éprouvette pleine et la masse de ce dernier vide nous donne la masse du distillat, de la même manière, la différence entre la masse du godet plein et la masse de ce dernier vide nous donne la masse de la prise d'essais. Pour avoir la masse de l'huile il faut soustraire le volume d'eau de la masse du distillat et par la suite calculer le rapport entre la masse de l'huile, multipliée par cent et la masse de la prise d'essais. Le résultat ainsi obtenu est le pourcentage massique de l'huile au sein de notre échantillon.

-Masse de l'éprouvette pleine – masse de l'éprouvette vide = masse du distillat.....(1)

-Masse du distillat – volume d'eau = masse de l'huile (volume d'eau = sa masse, car sa densité est de 1).....(2)

-Masse du godet plein – masse du godet vide = masse de la prise d'essais..... (3)

- [(Masse de l'huile) / (masse de la prise d'essais)] x 100 = le % massique de l'huile... (4)

.

3.4.2. Résistance à la compression libre :

Pour les matériaux de construction, les propriétés de perméabilité, durabilité, résistance à la compression sont intimement liées (car fonction de la porosité capillaire), donc les mesures de la résistance à la compression (les plus faciles à réaliser) donnent des indications sur les 2 autres propriétés.

Pour les déchets solidifiés, la structure est beaucoup plus gélatineuse : les 3 propriétés ne sont plus liées, la résistance à la compression n'est plus directement liée à la porosité ni à la perméabilité du matériau. La relation durabilité - résistance à la compression est plus complexe, pour les déchets inertes, la durabilité augmente avec la résistance.

Le test de la résistance à la compression est réalisé sur des échantillons cubiques ou cylindriques.

Nous à analyses ont été effectués sur des échantillons cubiques.

Les moules pour les cubes d'essais doivent être en acier ou en fonte avec des surfaces intérieures parallèles entre elles et surfacées à la machine. On ne doit pas utiliser des moules en bois.

Chaque moule devra reposer sur un socle métallique ajusté pour éviter les fuites. Il est essentiel de conserver le moule et le socle bien propres. Les deux devront être légèrement huilés pour éviter l'adhérence de l'échantillon cimenté sur les cotés. Je ne dois pas forcer pour assembler les parois des moules.

Les échantillons tests devront être conservés à une température supérieure à 10 °C.

- Il est à noter que, l'échantillon avant traitement était friable, donc une résistance à la compression nulle, en faisant subir ce test à notre échantillon après traitement, on va vais pouvoir évaluer la solidification de notre déchet destiné à la décharge.

3.4.3. La spectrophotométrie d'absorption atomique pour la rétention des métaux lourds

L'essai de lixiviation, permet une extraction liquide-solide, après une opération de mise en contact de l'échantillon destiné à l'essai avec une solution aqueuse (25 g de l'échantillon dans 250 ml d'eau distillée acidifiée, (PH= 2,88), pour simuler la pluie acide). La mise en contact permet le passage des métaux lourds solubles dans la solution.

Cette opération est suivie d'une séparation ultérieure (filtration), permettant l'obtention d'un ou plusieurs éluent ce derniers sont analysés par la méthode de la spectrophotométrie d'absorption atomique (SAA), qui permet de quantifier les concentrations des métaux lourds.

[25]

3.4.4. La teneur en l'huile pour la méthode de traitement thermique

La détermination de concentration de l'huile se fait de la même manière que la méthode de solidification.

3.5. Appareillages utilisés dans laboratoire:

- **Distillateur API:** l'appareil utilisé pour la distillation des solides est un distillateur de technologie API (American Petroleum Institute). La température de distillation peut aller jusqu'à 800°C. (photo 4)
- **Centrifugeuse :** la séparation solide/liquide est obtenue à l'aide d'une centrifugeuse de type Megafuge 2.0, marque Heraeus. L'appareil permet d'atteindre des vitesses de 3500 tours/minutes pendant des durées de 45 minutes. (photo 5)
- **Le spectrophotomètre d'absorption atomique:** est un appareil de détermination de dosage des métaux lourds à partir la phase liquide de l'échantillon étudié (photo 7)
- **Le rotavapor:** est appareil utilisé pour la distillation des solide automatiquement(pour la confirmation) (photo 6) [26]



Photo(4) Le Distillateur à boue.



Photo(5) : Centrifugeuses



Photo(6) Le rotavapor RII



Photo(7) Le spectrophotomètre d'absorption atomique.

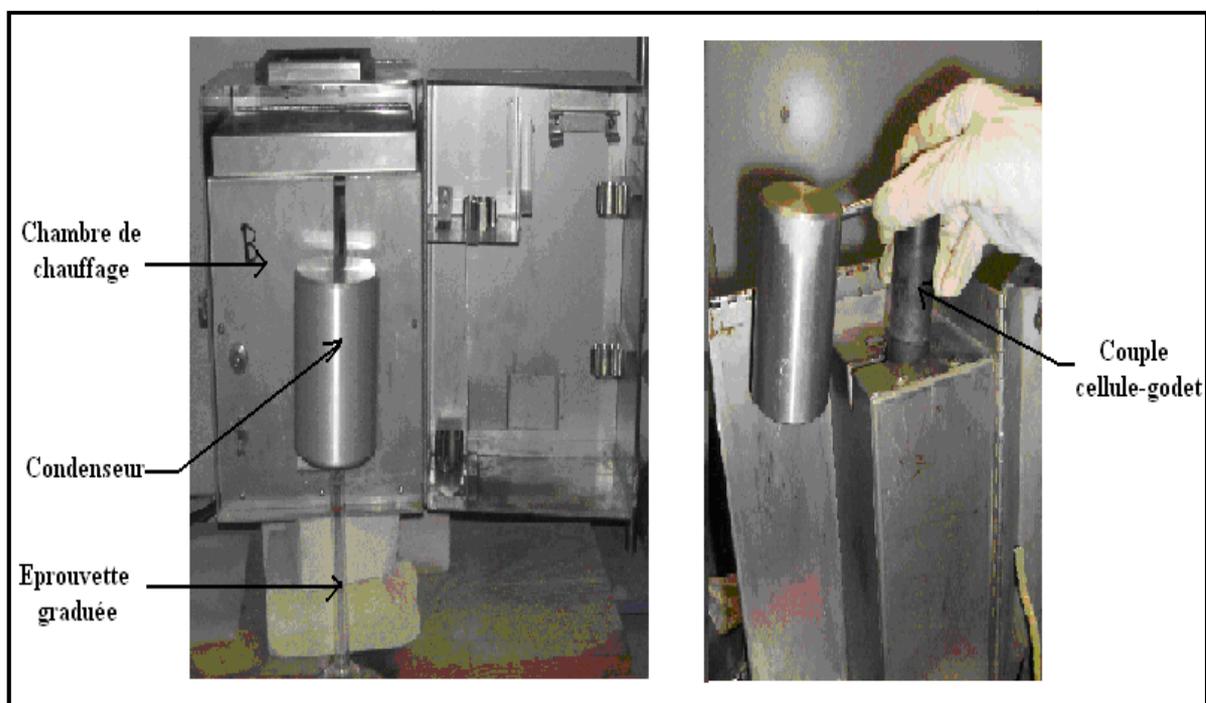
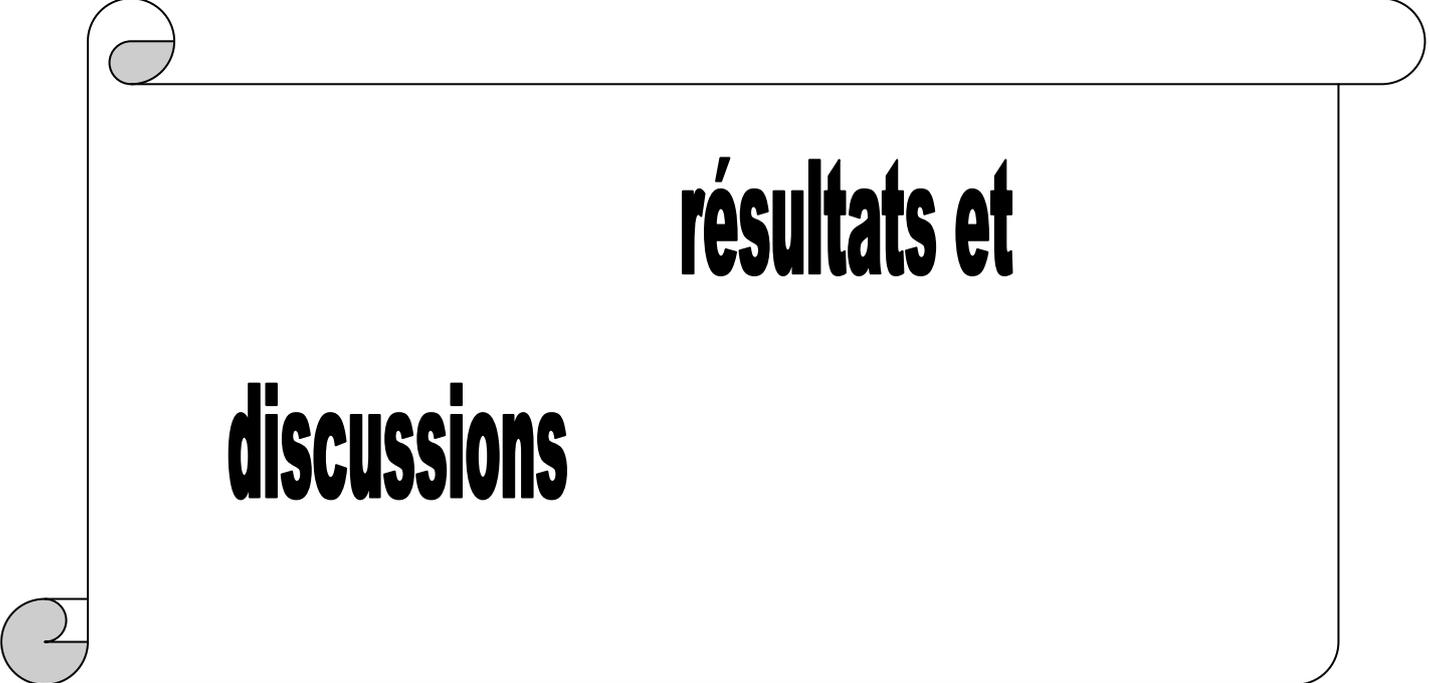


Photo (8) Montage de la cellule avec le godet



résultats et

discussions

4.1. Introduction

Sur le champ de Hassi Messaoud, les systèmes à base d'eau (WBM) sont généralement utilisés pour le forage de la première phase. Pour le reste du puits, on utilise des systèmes de fluides émulsionnés (OBM). Dans l'attente des techniques de traitement, des centaines de mètres cubes de fluides sont rejetés dans la nature. Souvent, il faut compter des mois, voire des années, pour procéder à ce traitement et, entre temps, une grande quantité d'hydrocarbures s'évapore, s'infiltrer, s'adsorbe et pollue l'environnement.

Dans l'objectif d'évaluer de ces techniques de traitement (traitement mécanique, solidification et traitement thermique), une série d'analyses à été effectuée sur des dizaines d'échantillons des bourbiers, on à commencé par l'analyse des ces bourbiers avant le traitement. Après ca on à fait des diagnostics des traitements de la pollution appliqués sur HMD à partir des analyses des bourbiers avant et après la solidification pour déterminer les valeurs optimales du ciment, le sable, le silicate de sodium et le carbone actif. Et la variation de résistance libre en fonction de la concentration du ciment pour évaluer la validité de solidification avec le temps.

Finalement on à fait quelques analyses avant et après le traitement thermique pour évaluer l'efficacité de cette méthode.

L'ensemble des différents résultats précédents sont affichées ci-dessous

4.2. Résultats d'analyses du bourbier brut (avant le traitement)

lors de notre étude, 9 échantillons ont été prélevés, les résultats d'analyses sur échantillons à montré que les éléments néfastes sont les huiles, les métaux lourds (Pb,Cu,Cr,Cd,Zn,Mn) Les concentrations des huiles dépassent les normes conventionnels en Algérie ou la variation des teneurs des huiles entre 1.98% et 9.61%, la valeur maximale à été enregistré dans **l'échantillon 5** (9.61%), la valeur minimale dans **l'échantillon 4**(1.98). alors que les normes (<5% sur la teneur brut).

Le dosage des métaux lourds entre 14.1mg/l (échantillons 4) et 46.5mg/l (échantillons 2) pour le plomb, entre 0.1mg/l (échantillons 1) et 0.2mg/l (échantillons 4) pour le cadmium, entre 5.3mg/l (Échantillons 4) et 12.6 (échantillons 2) pour le Zinc.

Et entre 1.2mg/l (échantillons 4) et 1.8mg/l (échantillons 1) pour le manganèse. Alors que les normes de plomb, cuivre, chrome, cadmium, zinc et le manganèse sont 01, 03, 0.1, 0.2, 05, 01 successivement.

Le tableau (4.1) représente les résultats du test des huiles et les métaux lourds des borbiers bruts (avant le traitement).

Echantillons	Métaux lourds : concentration en mg/l						% d'huile en poids
	Plomb (pb)	Cuivre (Cu)	Chrome Total(Cr)	Cadmium (Cd)	Zinc (Zn)	Manganèse (Mn)	
1	32.6	00	00	0.1	8.5	1.8	4.40
2	46.5	00	00	0.1	12.6	2.1	4.00
3	15.8	00	00	00	7.4	1.7	4.65
4	14.1	00	00	0.2	5.3	1.2	1.98
5	/	/	/	/	/	/	9.61
6	/	/	/	/	/	/	6.56
7	/	/	/	/	/	/	9.40
8	/	/	/	/	/	/	3.2
9	/	/	/	/	/	/	2.2

Après la comparaison entre les résultats des éléments précédents et leurs normes, on peut dire que il ya des valeurs dépassent les limites maximales par exemple dans l'échantillon 1 la valeur de plomb est égale à 32.6mg/l donc dépasse le norme de plomb qui est égale à 01mg/l et la même remarque pour la valeur de Zinc dans l'échantillon 2 est égale à 12.6 supérieur à telle valeur maximale (05mg/l). et La même chose pour le manganèse.

Pour les huiles il ya deux valeurs dépassent les normes, dans l'échantillon 5et6 (9.61%>5%).

À partir les commentaires précédents donc les borbiers sont des éléments néfastes conventionnellement.

4.3. Diagnostic des traitements de la pollution appliqués sur HMD

4.3.1. Traitement mécanique (Verti-G drayer)

Le traitement mécanique est une méthode efficace et contribue à la réduction des éléments de pollution des huiles à moins de 5%, dans cette méthode nous avons deux sorties après le traitement la première appelé dry cuttings (la teneur en l'huile est inférieur à 5%) alors que la deuxième sortie appelée wet cuttings (la teneur en l'huile est 22%) donc nécessaire de traitement des ces derniers cuttings par la méthode de TPS ou solidification pour la réduction des contaminations(les huiles).

Les résultats obtenus par cette méthode sur un grand nombre des puits montre que cette méthode peut réduire le pourcentage des huiles moins de 5% (norme des huiles en Algérie) voir l'annexe 1.

Cette annexe représente un historique de traitement des cuttings par le Verti-G dryer de plusieurs puits de champ de HMD, par exemple le traitement à été effectuées par la société AGIP sur le puits (ROM7) donne un pourcentage de 3.65% en l'huile. Alors que la quantité de gasoil récupérée est égale à 123m³.

Par apport le traitement à été effectuées par la société FCP sur le puits (RTN1) donne un pourcentage de 2.9% en l'huile. Alors que la quantité de gasoil récupéré est égale à 60 m³. Et de 3.85% en l'huile avec une récupération de gasoil est égale à 99 m³ pour le puits (LEC2).

le traitement de la société ENAFOR sur les puits (ONMZ143) et (ONMZ232) donne des résultats de 4.86% en huile et un quantité de gasoil d'environ 86 m³, de 3.22% en huile et un quantité de gasoil d'environ 97 m³ successivement.

Au cours de cette expérience de 216 puits la quantité totale de gasoil récupérée est égale à 19,244.75 m³ alors que la moyenne des teneurs en huiles est égale à 3.54%, cette dernier respecte les normes des huiles (<5% sur la teneur brute).

4.3.2. Traitement par solidification/stabilisation

4.3.2.1. Résultats d'analyses avant et après la solidification

Cette méthode consiste à l'utilisation du ciment et le silicate de sodium pour piéger les éléments toxiques, pour l'évaluation de cette méthode. Les analyses de la Variation de la concentration en hydrocarbures et en métaux lourds avant et après solidification sont affichées dans le tableau (4 .2).

Le tableau (4.2) représente les résultats du test des huiles et les métaux lourds des bourbiers avant et après la solidification.

Echantillons	Métaux lourds : concentration en mg/l						% d'huile en poids
	Plomb (pb)	Cuivre (Cu)	Chrome Total(Cr)	Cadmium (Cd)	Zinc (Zn)	Manganèse (Mn)	
Echantillon 1 NT	32.6	00	00	0.1	8.5	1.8	4.40
Echantillon 1 T	1,8	00	00	0.1	0.56	0.1	1.40
Echantillon 2 NT	46.5	00	00	0.1	12.6	2.1	4.00
Echantillon 2 T	00	00	00	0.1	00	00	1.30
Echantillon 3 NT	15.8	00	00	00	7.4	1.7	/
Echantillon 3 T	00	00	0.23	00	00	00	0.53
Echantillon 4 NT	14.1	00	00	0.2	5.3	1.2	1.98
Echantillon 4 T	00	00	0.34	0.1	00	00	1.51

NT : échantillon non traité.

T : échantillon traité.

D'après les résultats enregistrés dans le tableau précédent, on constate que les teneurs généralement restent inférieures à la limite maximale indiquée par l'état algérien et SONATRACH (voire le tableau (2.1)).

Mais nous enregistrons une valeur qui dépasse les valeurs maximales par exemple la valeur de plomb dans l'échantillon 1 est égale à **1.8mg/l** > **1mg/l**, Pour justifier ce dernier résultat nous supposons que la quantité du ciment ajoutée n'est pas suffisante pour piéger ce métal.

D'autre part nous enregistrons la teneur de chrome dans les cuttings traitées **0.23mg/l** qui est supérieure que celles cuttings non traitées **00mg/l** ; donc la présence de ce métal dans le ciment utilisé pour l'inertage est l'origine de cette augmentation (voire le tableau (4.2)).

Le tableau (4.2) représente les résultats d'analyses du ciment d'inertage

Elément en mg/l	Valeurs
Cr (chrome)	0.59
Pb (plomb)	0.2
Zn (zinc)	0
Cd (cadmium)	0
Cu (cuivre)	0
Ni (nickel)	0

D'après les résultats enregistrés dans le tableau précédent, on remarque que la présence de plomb (0.2mg/l) chrome (0.59mg/l) dans la prise du ciment est l'origine de l'augmentation de chrome (0.23mg/l) et (0.34mg/l) dans les échantillons traités 3et 4 successivement.

Les teneur en l'huile sont égales à 1.4%,1.3%,0.53%,1.51% dans les échantillons 1,2,3,4 successivement, ces teneurs restent toujours inférieures a la limite maximale conventionnelle (<5% sur la teneur brut).

4.3.2.2. Optimisation de la méthode de solidification

Pour l'optimisation de la méthode de solidification une série de traitement par changement des concentrations du ciment, le sable, le silicate, et le carbone actif à été effectués pour cette expérience. L'ensembles des ces résultats sont affichés dans les tableaux (4.3),(4.4),(4.5)et (4.6).

a-Optimisation des solidifiants

1- Optimisation du ciment

Le Tableau (4.3), représenter les différents mesures de cette expérience ; et les résultats pour détermine la valeur optimale de la concentration du ciment CPA425.

Tableau (4.3) : influence de la concentration du ciment sur la teneur en l'huile.

Concentration Du ciment CPA425 en Kg / m ³	Volume De silicate De sodium en l/m ³ (CC)	Poids De Godet Vides-en (g)	Poids De Godet Plein en (g)	Poids De Cuttings En (g)	Poids Epro-uvette Vides-en (g)	Poids Epro-uvette Plein en (g)	Poids Distillat En (g)	Volume D'eau en (ml) = masse D'eau en (g)	Volume D'huile En (ml)	Masse D'huile En (g)	% d'huile
0	0	570.55	670.55	100	29.29	39.4	10.73	0.5	8	9.61	9,61
50	10	567.15	675.15	100	29.29	36.69	7.4	0.5	5.4	6.90	6,38
100	10	567.14	680.14	100	29.29	36.24	6.95	1	4.7	5.95	5,26
150	10	569.67	686.76	100	29.29	36.13	6.84	1	4.6	5.84	5,57
200	10	570.54	693.54	100	29.29	35.14	6.25	0.6	4.5	5.25	5,08
250	10	567.16	695.16	100	29.28	36.89	7.61	1.3	4.9	5.19	4,92
300	10	565.62	698.62	100	29.29	36.09	6.8	1.1	3.7	4.66	4,28

Après la variation des concentrations du ciment entre Kg / m³, nous remarquons une chute de teneur en huile de 9.61 à 4.28.

Le graphe (4.1), représente la variation de la teneur en hydrocarbures, en fonction de la variation de la concentration du ciment CPA425, en présence d'une concentration fixe en silicate de sodium (10 l/m³).

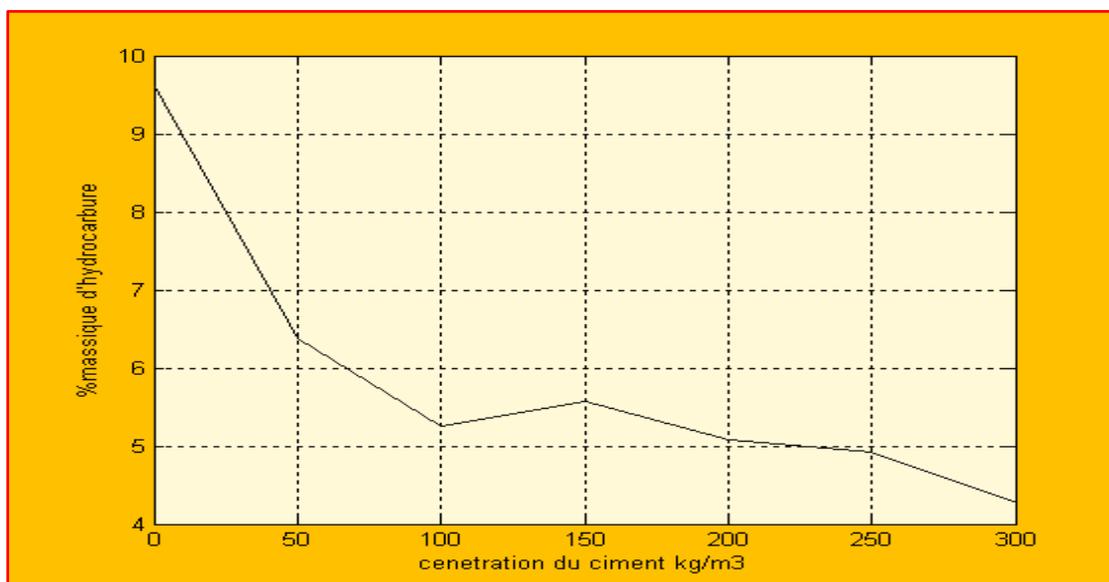


Figure (4.1) : Variation de la teneur en hydrocarbures en fonction de la concentration du ciment CPA425.

D'après de la figure (4.1), on constate que la teneur en hydrocarbures, en présence d'une concentration fixe en silicate de sodium, est inversement proportionnelle à la concentration en ciment rajoutée, mais on remarque aussi, qu'entre des valeurs de la concentration de ciment, comprises entre 200 et 300 kg/m³ la diminution n'est pas très importante (de 5,08 à 4,28% pour pratiquement le double de la quantité de ciment rajoutée), Cela peut être justifié par le fait que le ciment crée une matrice solide qui protège le film formé par le silicate de sodium et renforce l'encapsulation. Donc la teneur en hydrocarbures diminue au fur et à mesure qu'on rajoute du ciment, mais en atteignant une certaine valeur de la quantité de ciment rajoutée la teneur en huile continue à baisser mais d'une manière moins rapide. L'effet du ciment est plus intéressant à des teneurs élevées en hydrocarbures.

Pour des raisons économiques (le coût du ciment), on a pris dans ce qui suit une concentration optimale de ciment égale à 200 kg /m³ et essaye d'améliorer la solidification avec du sable.

2. Optimisation du sable

Le tableau (4.4), représente les différentes mesures de cette expérience ; et les résultats pour déterminer la valeur optimale du sable.

Tableau (4.4) influence de la concentration du sable sur la teneur en l'huile.

Concentration Du ciment CPJ425 en Kg / m ³	Volume De silicate de Sodime en l/m ³	Masse de sable kg/m ³	Poids De Godet Vides-en(g)	Poids De Godet Plein en(g)	Poids De Cuttings en (g)	Poids Epro-uvette Vide en (g)	Poids Epro-uvette Plein en (g)	Poids Distilla en (g)	Volume D'eau en (ml) = masse D'eau en (g)	Volume D'huile En (ml)	Masse D'huile En (g)	% d'huile
200	10	0	570.55	690.55	100	29.29	38.17	8.88	1	6.3	7.88	6,56
200	10	20	567.15	692.15	100	29.29	37.31	8.02	0.5	5.9	7.52	6,11
200	10	40	567.14	694.14	100	29.29	37.18	7.89	0.5	5.8	7.39	5,81
200	10	60	569.67	698.76	100	29.29	37.55	8.26	1	5.7	7.26	5,49
200	10	80	570.54	701.54	100	29.29	36.98	7.7	0.5	5.7	7.2	5,08
200	10	100	567.16	700.16	100	29.28	36.83	7.54	0.6	5.5	6.94	5,21

Après la variation des concentrations du le sable entre 0Kg / m³ et 100kg/ m³, nous remarquons une chute de teneur en huile de 6.56 à 5.08.

De la figure (4.2), on a porté l'évolution de la teneur en hydrocarbures en fonction de la concentration du sable, en fixant les concentrations du ciment (concentration optimale trouvée précédemment) et du silicate de sodium (concentration arbitraire 10 l/m³).



Figure (4.2) : Variation de la teneur en hydrocarbure en fonction de la concentration en sable.

D'après l'allure de la courbe (figure (4.2)), on peut dire que le résultat obtenu précédemment s'améliore au fur et à mesure qu'on rajoute du sable. La teneur en hydrocarbure a baissé de 6,56 % (la concentration du sable est nulle) jusqu'à 5,21 % après rajout de 100 kg de sable, ceci est logique car ce dernier renforce la matrice formée par le ciment (solidifiant).

On s'est arrêté à une concentration en sable égale à 100 kg/m³ (qu'on va considérer dans ce qui suit comme optimale), pour deux raisons :

- 1-La diminution de la teneur en huile est très faible, pratiquement 1% pour 100 kg/m³ de sable.
- 2-La granulométrie du sable, peut augmenter la perméabilité de notre déchet traité, donc le rendre moins résistant à l'infiltration des liquides à l'intérieur de la matrice.

b. Optimisation des stabilisants

1. Optimisation de l'encapsulant : silicate de sodium

Le Tableau (4.5), représente les différentes mesures de cette expérience ; et les résultats pour déterminer la valeur optimale du silicate de sodium.

Concentration Du ciment CPJ425 en kg / m^3	Volume De silicate de Sodome en l/m^3	Poids De Godet Vides-en (g)	Poids De Godet Plein en (g)	Poids De Cuttings En (g)	Poids Eprouvette Vides-en (g)	Poids Eprouvette Plein en (g)	Poids Distillat En (g)	Volume D'eau en (ml) = masse D'eau en (g)	Volume D'huile En (ml)	Masse D'huile En (g)	% d'huile
200	0	570.55	690.55	100	29.29	42.08	12.79	1.5	8.3	11.29	9,40
200	10	567.15	692.15	100	29.29	38.68	9.39	1.7	6.2	7.69	6,25
200	15	567.14	693.39	100	29.29	38.04	8.75	1	6.1	7.39	6,23
200	20	569.67	695.17	100	29.29	37.91	8.62	1	6.2	7.26	6,22
200	25	570.54	697.29	100	29.29	37.67	8.38	0.5	6.4	7.2	6,21

Après la variation des concentrations du la silicate de sodium entre 0 l/m^3 et 25 l/m^3 , nous remarquons une chute de teneur en huile de 9.40 à 6.21.

La figure (4.3), porte l'évolution de la teneur en hydrocarbure en faisant varier la concentration du silicate de sodium et en fixant la concentration du ciment (concentration optimale).

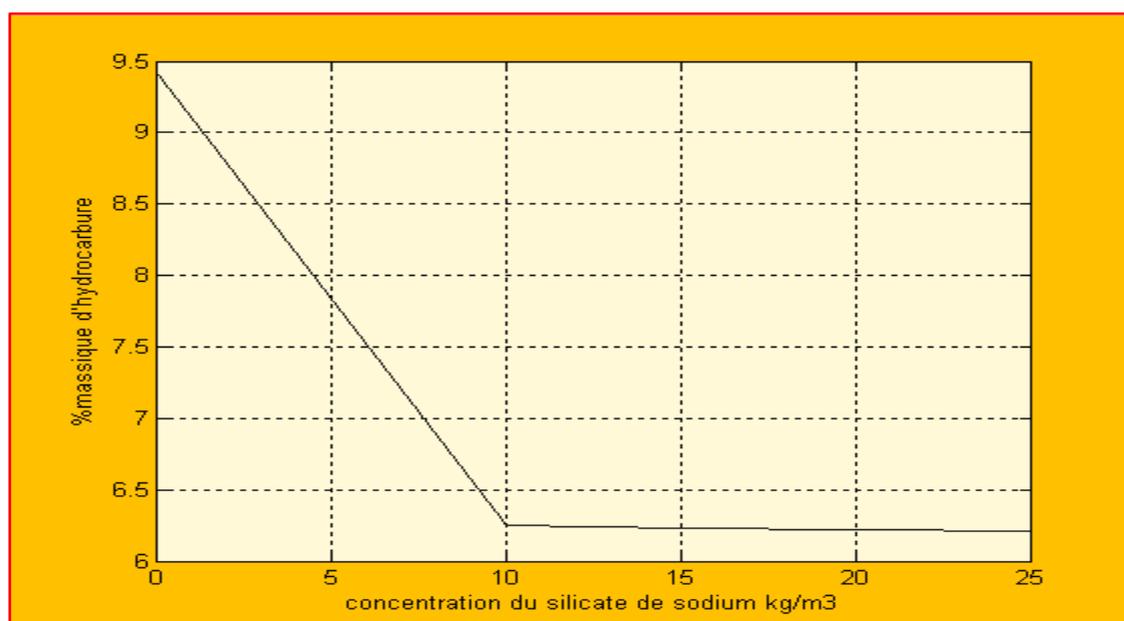


Figure (4.3) : Variation de la teneur en hydrocarbures en fonction de la concentration en silicate de sodium.

Sur la présente courbe, on constate que le pourcentage des hydrocarbures baisse jusqu'à une valeur égale à 6,25% ce qui correspond à une concentration en silicate de sodium égale à 10 l/m³. Après cette valeur on obtient pratiquement un palier (ou une diminution très faible), le silicate forme une couche autour du contaminant et attire les Ca⁺⁺ (provenant du ciment). Ces dernières attirent à leur tour d'autres molécules de silicates. Cette force d'attraction devient faible au fur et à mesure que les couches de silicate se superposent l'une sur l'autre et c'est ce qui explique l'allure de ce graphe. La rétention des hydrocarbures stagne, une fois qu'on dépasse une certaine concentration de silicate de sodium, dans notre cas cette concentration est de 10 l/m³ (qu'on considère comme optimale).

2. Optimisation de l'adsorbant : charbon actif

Le tableau (4.6) : représenter les différentes mesures de cette expérience, et les résultats pour déterminer la valeur optimale du charbon actif.

Tableau (4.6) influence de la concentration de carbon actif sur la teneur en l'huile.

Concentration Du ciment CPJ425 En Kg / m ³	Concentration De Charbon actif kg/m ³	Poids De Godet Vide en (g)	Poids De Godet Plein en (g)	Poids De Cuttings En (g)	Poids Eprovette Vide en (g)	Poids Eprovette Plein en (g)	Poids Distillat En (g)	Volume D'eau en (ml) = masse D'eau en (g)	Volume D'huile En (ml)	Masse D'huile En (g)	% d'huile
200	0	570.55	690.55	100	29.29	42.08	12.79	1.5	8.3	11.29	9,40
200	10	567.15	688.15	100	29.29	38.35	8.96	0.6	6.6	8.36	6.90
200	20	567.14	689.14	100	29.29	37.42	8.13	0.5	6	7.63	6.25
200	30	569.67	692.76	100	29.29	37.03	7.74	0.5	5.7	7.24	5.88
200	40	570.54	694.54	100	29.29	37.83	8.54	0.5	6.4	8.04	6,48
200	50	567.16	692.16	100	29.29	37.58	8.29	0.5	6.1	7.79	6.23
200	60	565.62	691.62	100	29.29	38.30	9.01	0.4	6.7	8.51	6.75

Après la variation des concentrations de carbone actif entre 0 kg/m³ et 60 kg/m³, nous remarquons une chute de teneur en huile de 9.40 à 5.88.

la figure (4.4), représente la variation Du pourcentage d'hydrocarbures, en fonction de la variation de la concentration du charbon actif et en fixant la concentration du ciment.

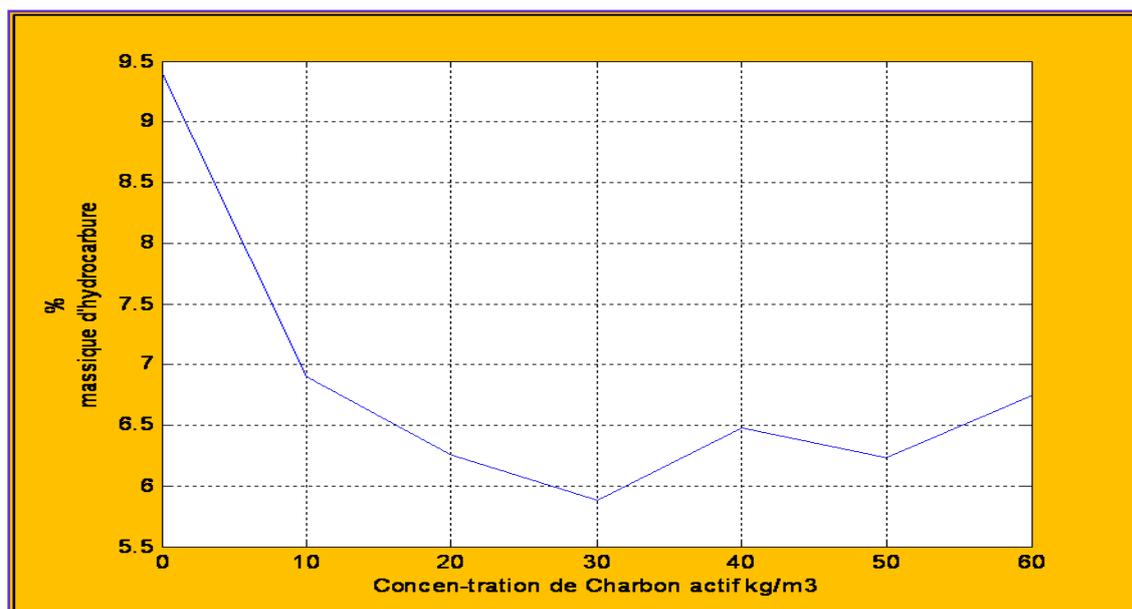


Figure (4.4) : variation de la teneur en hydrocarbures en fonction de la concentration du charbon actif.

D'après la présente courbe, on constate que la teneur en huile diminue jusqu'à atteindre une valeur égale à 5,88 % qui correspond à une concentration en charbon actif égale 30 kg/m^3 , après cette valeur la teneur en hydrocarbure remonte.

On remarque là aussi que notre graphe comprend un optimum, qui s'oriente vers une concentration à ne pas excéder, pour éviter le relargage des contaminants.

4.3.2.3. Combinaisons des optimums

Le Tableau (4.7) regroupe les résultats des combinaisons des optimums du sable et du ciment avec les stabilisants : Une fois avec le charbon actif, car c'est l'adsorbant qui a donné le meilleur résultat, et une autre avec le silicate de sodium.

Tableau (4.7) résultats des combinaisons des l'optimums

Compositions des échantillons.	Cuttings.	cuttings+ optimum du ciment+ optimum silicate de sodium.	cuttings+ optimum du ciment+ optimum du charbon actif.	cuttings+ optimum du ciment+ optimum du silicate de sodium+ optimum du sable.	cuttings+ optimum du ciment+ optimum du charbon actif+ optimum du sable.
Teneur en hydrocarbure (%massique)	9,61	6,25	5,88	5,22	5,19

on constater d'après les résultats, enregistrés dans le Tableau(4.7), que le sable améliore la rétention des hydrocarbures dans les deux combinaisons, car il renforce la matrice formée par le ciment et donc procure au déchet traité une meilleure solidification, mais on remarque aussi que son effet est plus intéressant avec le silicate de sodium qu'avec le charbon actif car pour la même quantité de sable, on obtient une diminution de 1,03% avec le silicate, alors qu'on a eu une diminution de 0,69% seulement avec le charbon actif.

Donc les concentrations optimum fixées par SONATRACH sont (200 kg/m^3) pour le ciment, (100 kg/m^3) pour le sable et (10 l/m^3) pour le silicate.

Si on traiter notre échantillon dans le centrifuge verticale, la teneur en l'huile a baissé de 5,19 à 1,999 % et ceci répond parfaitement à la norme fixée par SONATRACH (pourcentage massique d'hydrocarbure inférieur ou égale à 5 %).

4.3.2.4. Résultat du test de solidification de la matrice : résistance à la compression libre

Le tableau (4.8) représente le résultat du test de la résistance à la compression libre appliquée à notre échantillon traité.

Concentration du ciment (Kg/m^3)	Résistance à la compression libre (Kg/cm^2)
150	15
180	18.02
210	22.10
240	25.06
270	28.21
300	32.12

Le graphe (4.5), représente la variation de la résistance à la compression libre, en fonction de la concentration du ciment, après 7 jours de prise.

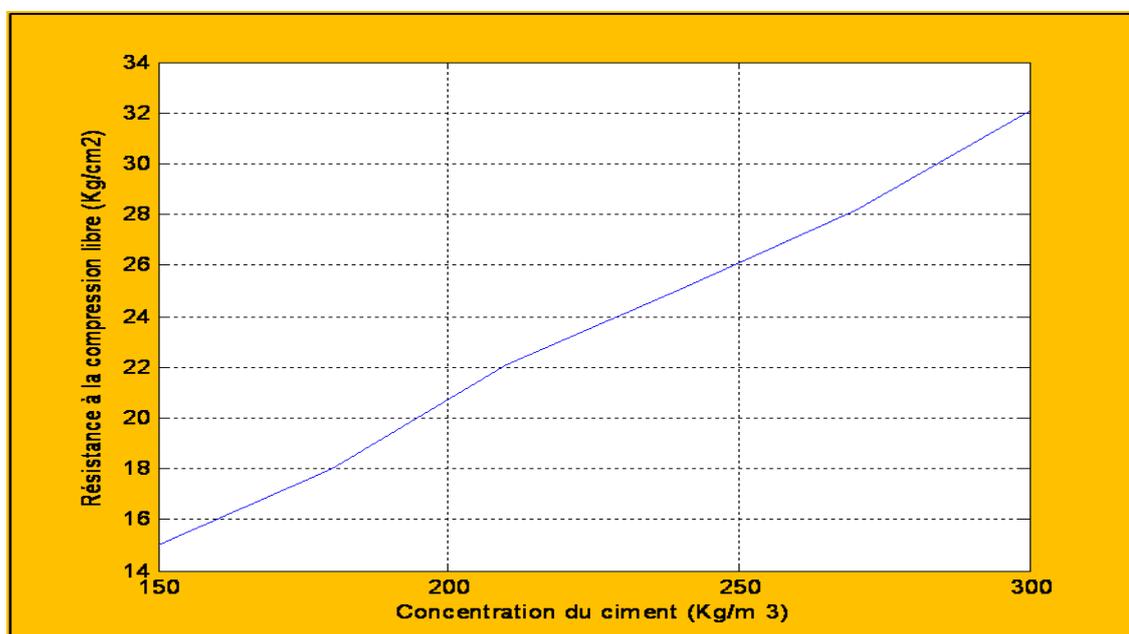


Figure (4.5) : Variation de la résistance mécanique en fonction de la concentration du ciment CPJ425.

D'après le graphe ci-dessus, on constate que la résistance à la compression libre de notre échantillon traité augmente au fur et à mesure qu'on ajoute du ciment.

Je déduis de ce test deux choses : premièrement la fabrication du béton à partir de notre déchet traité, nécessite le rajout de quantités considérables de ciment, deuxièmement, notre échantillon avant traitement était très friable, donc n'importe quel gain de résistance est un acquis.

4.3. 3. La teneur en l'huile avant et après le traitement thermique (TDU ou TPS)

Le tableau (4.9) et (4.10) représente la teneur en huile des échantillons de cuttings des bourniers ONMZ-313 des dates 16/04/2011 et 26/03/2011

Echantillons	Volume d'huile recueilli	Masse d'huile exprimée en (g)	Prise d'essai exprimée en (g)	%huile
Pit;ONMZ-313 TPS sample #32 Avant traitement, 16/04/2011	4.0	3.20	100	3.20
Pit;ONMZ-313 TPS sample #32 après traitement, 16/04/2011	traces	traces	100	traces

Echantillons	Volume d'huile recueilli	Masse d'huile exprimée en (g)	Prise d'essai exprimée en (g)	%huile
Pit;ONMZ-313 TPS sample #32 Avant traitement, 26/03/2011	2.5	2.00	100	2.20
Pit;ONMZ-313 TPS sample #32 après traitement, 26/03/2011	traces	traces	100	traces

D'après les résultats enregistrés dans les tableaux (4.9) et (4.10) on constate que notre traitement (traitement thermique) a été très efficace pour les huiles, d'ailleurs les résultats de l'analyse de notre échantillon après le traitement répondent parfaitement à la norme (inférieurs aux valeurs maximales tolérées). Mais les métaux lourds gardent le même dosage avant et après le traitement. Donc cette méthode est efficace pour l'huile et inverse sa pour les métaux lourds.

4.4. Proposition de projet de forage sans bourbiers (0% décharge)

Malgré que l'état algérien et Sonatrach ont souligné une convention pour la protection de l'environnement et dépensent des grands budgets pour ce but, mais en réalité on trouve qu'il ya une certaine quantité des rejets qui sont pénétrés la nappe phréatique, donc ces rejets provoquent des problèmes qui menacent l'homme, les animaux et les plantes. Photo (9)



Photo(9) des chameaux morts à cause des eaux toxiques.

La photo(9) représente des chameaux morts à cause des eaux toxiques des puits d'eau qui se situent environ 40 km loin de la région de HMD (Hassi Ouelad Salah).

Donc les moyens de la dépollution des rejets pétroliers dans cette zone ne sont pas exploités correctement, par contre les états Qatar, Tunisie, Angola...etc peuvent arriver à trouver des solutions définitives pour ces rejets à partir d'une application du principe du forage sans bourbiers (0% décharge) ***donc pourquoi l'état algérien n'applique pas un tel principe ?***

Nous proposons avec les agents de la société Américaine Nov Brandt national oil well varco Un système du traitement sans bourbiers appelé BTS (Brandlt transfert système).

Durant la présentation de ce système, on développe la technologie engendrée par Sonatrach et on donne une gestion des rejets de fluide de forage, par les moyens mis en place (les vis sans fin, les vacoumes unîtes) qui sont l'objectif de cette étude.

Ces moyens sont très répandus dans le domaine de forage pour n'importe quel système de forage (OBM ou WBM) et qui sont associés directement avec le service engineering qui sert à étudier la mise en place du package nécessaire pour ce phénomène.

Pour cette opération, deux ingénieurs avec assistants sont nécessaires pour faire marcher le « set up » de waste management, et garder la continuité 24/24 des opérations.

Dans cette étude, tous les rejets de provenance solide control (tamis vibrants, mud cleaner et les centrifuges ainsi les fuites récupérés par Rig Vac « Ce dernier est une opération pour le nettoyage des rejets liquides qui sont résultés à partir des pertes au niveau des pompes des boues, des centrifuges et l'unité de la cimentation » sont déchargés dans un système simple 'cuttings boxes'.(demi lune bac) photo(10).

4.4.1. Description du processus du traitement

Le procédé de traitement est composé de deux étapes :

4.4.1.1. la première étape pour la phase du démarrage, forage bentonitique (dewatering close loop) (photo(21)).

Tous les rejets qui sont arrivés du tamis vibrant et les centrifuges sont agglomérés directement dans des bacs appelés (demi lunes) voir la photo(10), Donc élimine le rôle de corral. Photo(11).

Cette processus consiste à éliminer tous les solides (colloïdales) par l'utilisation des produits chimiques, la coagulation et floculation.

a- Coagulation

La coagulation est l'addition des produits chimiques à l'eau provoquant des particules colloïdales dans l'eau. Le mélange est utilisé au cours de la coagulation de fournir une dispersion rapide et uniforme des produits chimiques et accroître la possibilité pour des contacts des particules. Normalement, l'ensemble du processus se produit en moins d'une seconde. Figure (4.6)

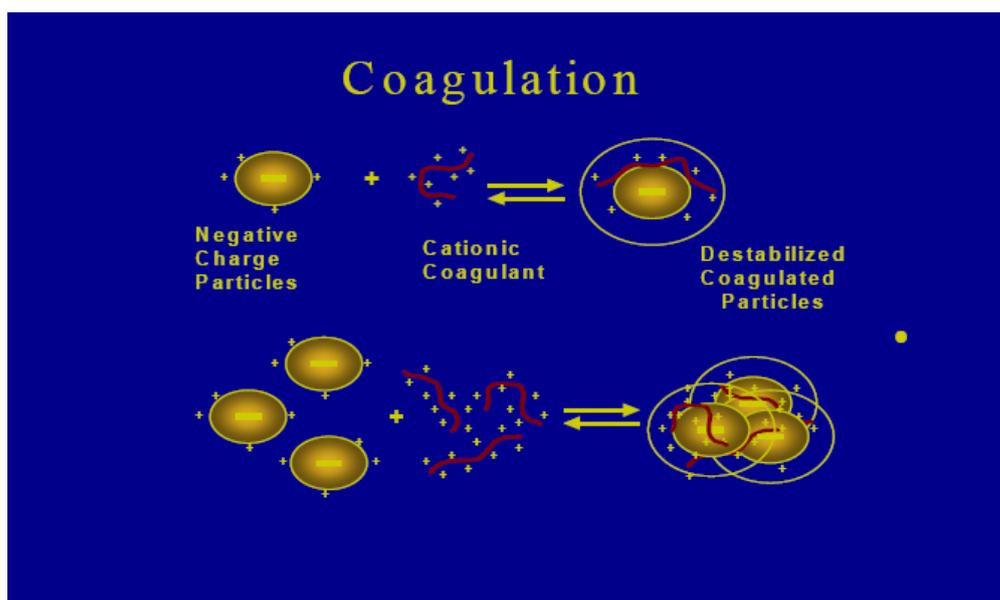


Figure (4.6) phénomène de coagulation.

b-Floculation

Suite généralement la coagulation et peut être décrit comme un produit chimique et physique de transition ou l'agglomération des particules de coagulation. Le processus de floculation implique mélangeant doucement jusqu'à ce que les particules distinctes figure (4.7).

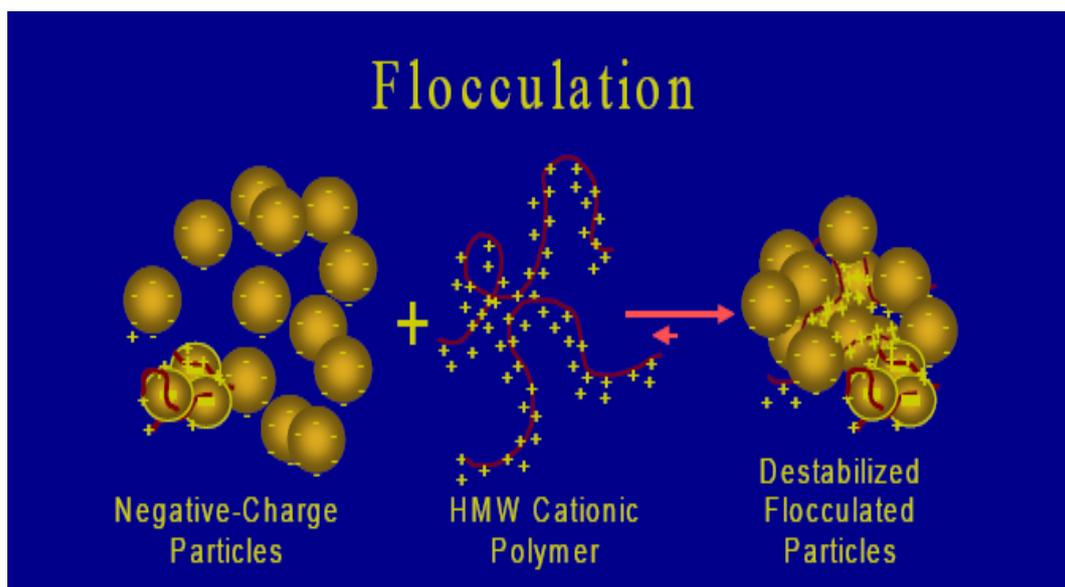


Figure (4.7) phénomène de flocculation.

Ces deux processus a pour bien séparer les solides (2-3 microns) par centrifugation (big- bowl)

c-séparation

La séparation entre les solides et les liquides, se effectuée a l'aide d'un centrifugation (big-bowl) ou des cuttings rejeter dans le système « demi lunes » (photo(13)) et les liquides retourne vers le système active ou l'endroit des stockage (photo(14)).

Après fin des phases (36 “ et 26 “) on traiter les déchets par le traitement d'ener tage (la chau vivant+ ciment).

L'objectif global d'un système dewatring est de traiter les déchets de forage pour:

- réduire le volume des déchets liquides générés.
- recyclage de l'eau pour le mélange de boue fraîche.
- réutilisation de l'eau pour le nettoyage du site, la réutilisation des matières solides pour la construction des routes ou de remise en état du site.
- sortie d'une manière écologiquement sûre et rentable.

Cet objectif appelé « **la règle de 4 R** ».



Photo(10) les demies lunes de décharge.



Photo (11) corall de décharge des déblais

L'utilisation de polymère comme agent de floculation

Une mauvaise préparation d'un polymère peut influencer les performances et la posologie du polymère nécessaire dans un processus de déshydratation, ainsi considérablement augmenter le coût de l'utilisation de polymère pour un projet. Dans cet esprit, le système de mélange, même si un processus simple, doivent être conçus et fabriqués correctement pour l'opération réussie.

Le système de mélange prépare le polymère de son état transporté à une molécule complètement dissous et entièrement déployé seul prêt à floculer les matières solides. Polymère peut être fourni sous forme liquide dans des fûts ou sous forme de granulés secs dans des sacs. Le système de mélange et le processus utilisé dépendra du type de polymère, liquide ou sec, à utilisation mais les deux systèmes essentiellement mélange du polymère avec de l'eau pour le polymère concentré dans l'eau dissoudre.(photo(12)).



Bac de mélange avec agitator



cône de Storage de polymère



Dissolution



ensemble ;Bac,cone

Photo (12) phénomène de dissolution des polymères pour la floculation.



Photo(13) opération de décharge des déchets solides sèches (Dewatered).



Photo(14) liquides retourne vers le système actif (système de boue de forage)

4.4.1.2. La deuxième pour le forage de boue à base d'huile :photo(22))

Durant les phases 16" , 12"_{1/4} et 8"_{1/2} le drainage de waste management consiste a conduire tous les rejets de solide contrôle équipements (tamis vibrant, mud cleaner, centrifuge, fuite au niveau de pompe a boue et la table de rotation, due au nettoyage récupérer par Rig Vac) vers le bac de système BTS (Brandt Transfer System) (photo(15)).

- **Brandt Transfer Système (BTS)**

Le BTS consiste d'une pompe plongeante pour aspirer les rejets, D'un réservoir ou back de volume 34.2 m³ et D'un moteur hydraulique de capacité (97KW). Pour plus spécification concernant le BTS voir le tableau (4.11)

Le tableau (4.11) spécification et dimension de BTS

L'élément	dimension
Dimension (L×W×H)	50ft ×8ft×11.5ft (15.3m×2.4m×3.5m)
Longe de bac	40ft (12.2m)
Capacité	215bbl (34.2m ³)
Moteur Diesel	165hp (123KW)
Moteur hydraulique	130hp (97KW)
Pression maximale	3600Psi (245atm)

Pour le traitement ; les rejets sont transportées de tamis vibrant, centrifuge et les pompes à boues vers le back de BTS à l'aide des vis infinies appelés auger (voir la photo (16)).

La pompe de BTS aspire ces rejets puis les décharges soit dans les camions de transport, ou dans des skips (voir la photo(19)).

Ces camions et skips sont des assistants de transport vers l'unité du traitement thermique TPS photo (17) ou solidification



Photo (15) BTS pour la décharge des déblais.



Photo(16) : auger de transport des rejets.



Photo(17) : l'unité de traitement thermique (TPS ou TDU).



Photo (18) : les rejets de forage après le traitement thermique.



Photo(19) skips pour le transport des déblais vers l'unité de traitement.



Photo(20) le centrifuge de séparation liquide/solide.

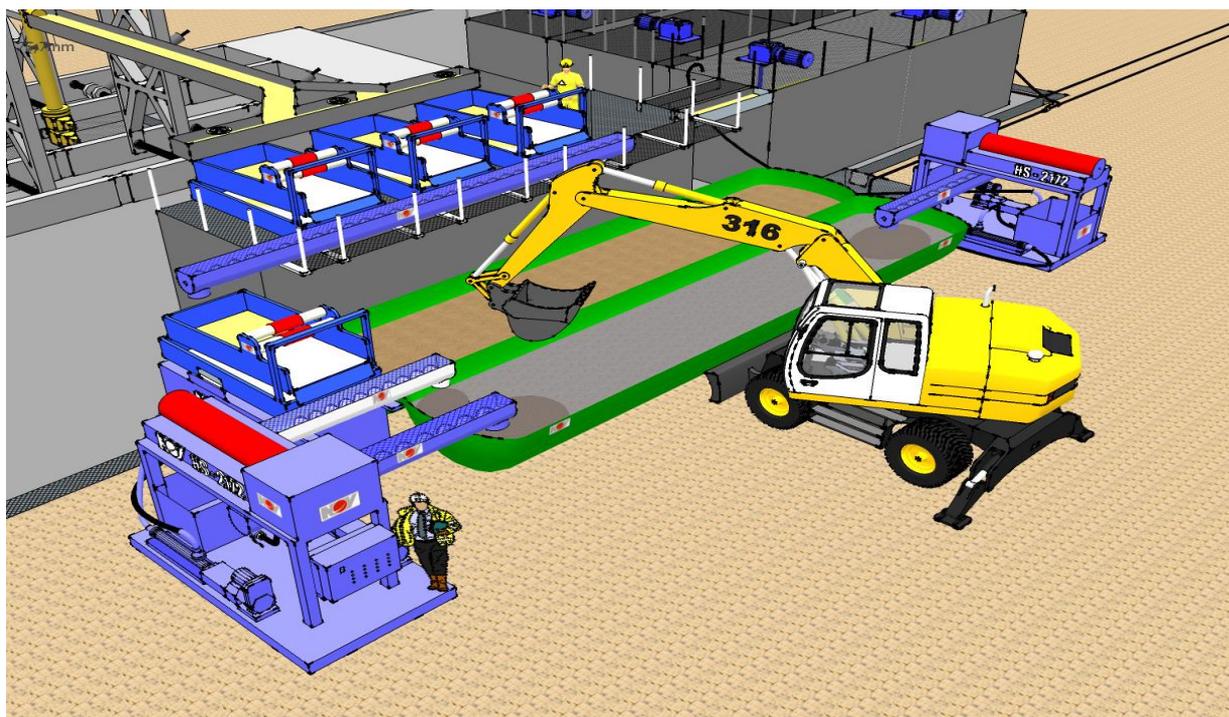
4.4.2. Les équipements utilisés pour les deux systèmes précédents (WBM et OBM)

4.4.2.1. Les équipement de système WBM

L'ensemble des équipements utilisés pour le système de forage WBM (water base mud) sont :

- 3 tamis vibrant pour la séparation granulométrie des solides jusqu'à < 2 micron
- High g dryer pour le séchage des cuttings.
- 2 centrifuge (big bowl) de type HS 2172 pour la séparation liquide/ solide.
- Des demi-lunes (half moon tanks) pour la l'aggloméré des rejets liquides et solides.
- pelle pour charger les rejets vers l'unité de stabilisation.

L'installation des équipements précédents détaillés dans la photo (21) :



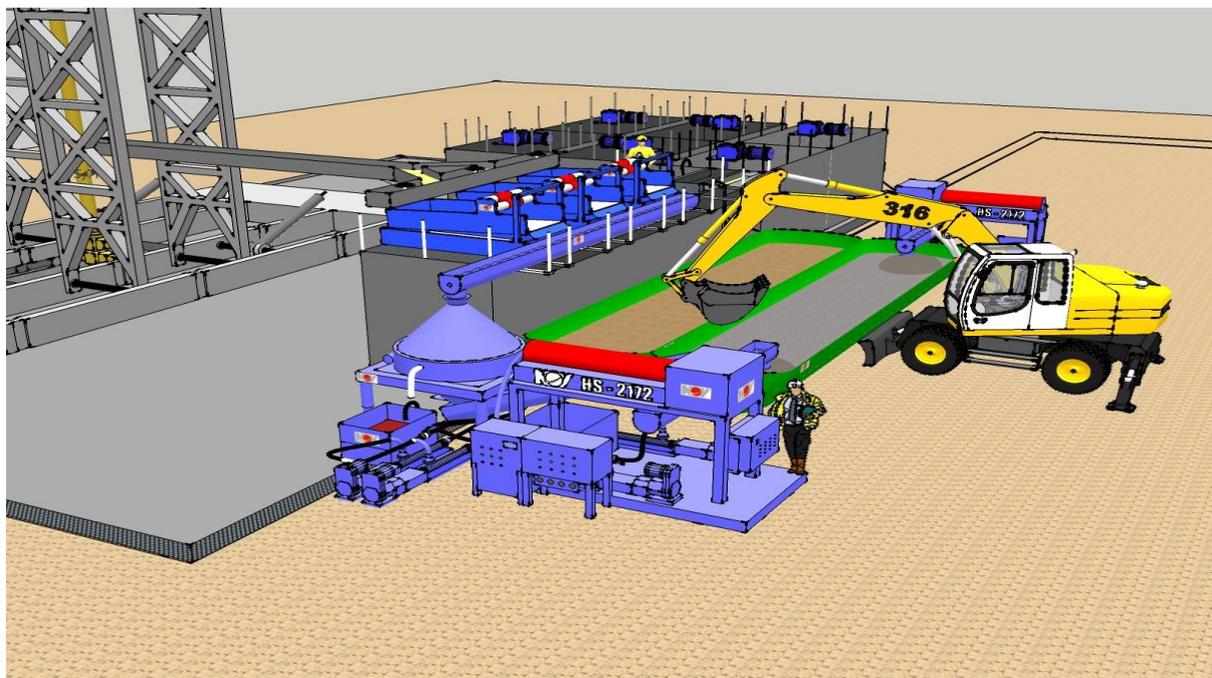
Photo(21) système dewatring pour le forage bentonite (WBM).

4.4.2.2. Les équipement de système OBM

L'ensemble des équipements utilisés pour le système de forage OBM (oil base mud) sont :

- 3 tamis vibrant pour la séparation granulométrie des solides jusqu'à < 2 micron
- Centrifuge verticale (verti-G dryer) pour le traitement et la récupération des huiles.
- 2 centrifuge (big bowl) de type HS 2172 pour la séparation liquide/ solide.
- Des demi-lunes (half moon tanks) pour la l'aggloméré des rejets liquides et solides.
- pelle pour charger les rejets vers l'unité de stabilisation.

L'installation des équipements précédents détaillés dans la photo (22) :



Photo(22) système dewatring pour le forage a base d'huile (OBM)

A decorative border resembling a scroll or a piece of paper with rounded corners and a slight shadow effect. The border is black and frames the central text.

Conclusion et recommandation

D'après les résultats obtenues au terme de cette étude, nous affirmons que les rejets pétroliers présentent des risques sur l'environnement à cause de leurs compositions qui dépassent les limites maximales conventionnelles par l'état algérien (degré de contamination des ces rejets est d'environ 9.61% en huile, donc cette valeur dépassé la valeur 5% sur déchets brut).

D'après l'application des méthodes du traitement on constate que la méthode de solidification est efficace pour le piège des métaux lourds, par contre le traitement thermique est efficace pour la dépollution des hydrocarbures (quelques traces).

D'après les résultats affichés dans le tableau (4.8), on constate que la méthode de solidification n'est pas une solution définitive (selon les forces des compressions libres et humidité qui peut dépiéger les éléments toxiques donc c'est la filtration de ces éléments toxiques vers la nappe d'eau).

D'après des études qui ont été réalisées par le centre de recherche et de développement de Sonatrach : La migration des métaux lourds dans les structures géologiques du sud d'Algérie ne dépasse Pas 6 mètre, mais la nappe d'eau dans cette zone est plus loin que cette valeur.

Au futur, la réalisation des forages dans le nord d'Algérie (voire l'annexe 2), Où la nappe d'eau est plus proche de la surface, il est nécessaire d'appliquer la combinaison de solidification et le traitement thermique après l'application du forage sans bourbiers (0% décharge).

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Amata.A, « Caractérisation de la fracturation du gisement de Hassi Messaoud, impact sur la qualité du réservoir».IAP Boumerdes, 2002
- [2]- Y. Kouzmine, “L’espace Saharien Algérien : Dynamique démographiques et migratoires“, Maîtrise de Géographie, Université de Franche-Comté, 2003.
- [3]- Meriuma.A, « Modélisation analytiques de l’estimation géométriques de la bulle d’injection ». Université Batna, 1996
- [4]- Aliev et ali, «Structures géologiques et perspectives en pétrole et en gaz de l’Atlas Algérien». «1971»
- [5]- Khodja.M « Etude des performances et Considérations environnementales». Université Louis Pasteur Strasbourg – France, 2008
- [6]- Homer.A,« Précision sur la lithologie et la sédimentologie des grés du cambrien (Ri+Ra) », Edition technip, «1964»
- [7]- Ghazi et Khodja (analyse de cycle de vie) SPE 2008.
- [8]- (life cycle assessment) édition 01-03-2000
- [9] H. Askri, “Géologie de l’Algérie“, Contribution de SONATRACH Division Exploration, Centre de Recherche et de Développement et Division Petroleum Engineering and Développement, 2003.
- [10] M.Chkired (cours de la technologie des forages pétroliers, première année magister génie pétrolier) 2010.
- [11] A. SLIMANI, “Forage pour non foreurs“, Division forage, Département formation, Sonatrach, Septembre 2003.
- [12] ENSPM (Ecole Nationale Supérieure du Pétrole et des Moteurs), Formation industrie, Gisement forage, initiation au forage pétrolier, 1994.

- [13] (les boues de forage) formation de ENSP 2008.
- [14] Mohammed CHERIFI, “Drilling Waste Management for Environmental Protection in Hassi Messaoud Field“, Faculty of Design and Technology, School of Engineering, the Robert Gordon University, Aberdeen, June 2006.
- [15] Yacine YAICHE, “Environmental Impact Assesment of the Drilling Activities in the Hassi Messaoud Field“, Faculty of Design and Technology, School of Engineering, The Robert Gordon University, Aberdeen, June 2006.
- [16] Rahmani.T et Bougutta .A (etude sur l’efficacité de traitement des bourbiers de forage pour la protection de l’environnement, cas de Hassi R’mel) 2004.
- [17](journal officiel de la republique algerienne) 15/02/2001.
- [18] (journal officiel de la republique algerienne) 11/09/2005.
- [19] (Journal officiel de la republique algerienne) 22/05/2007.
- [20]Sonatrach (programe de forage de puits ONMZ-313) 2011.
- [21]MI-SWACO (Verti-G cuttings Dryer) july 2009
- [22]Nov Brandlt (vortex dryer) 2011
- [23] F. DAMOU, “The Adaptability Study for the Use of Thermal Desorption and Solidification/Stabilization Processes for the Treatment of Drill Cuttings in HASSI MESSAOUD Field, Faculty of Design and Technology, School of Engineering, The Robert Gordon University, Aberdeen, September 2007.
- [24] J.F. MAILLARD, “Forages et sondages“, Techniques de l’ingénieur, Traité construction.
- [25] (Atomic Absorption spectrophotometry) IFP France 2008
- [26] (cataloge d’utilisation d’eauipement d’analyse des metaux lourds) CRD Hassi messaoud
- [27] (journal elchorouk) 28/04/2011.
- [28] (Brandt Catalog) 2011

A graphic of a rolled-up scroll with the word "annexes" written on it. The scroll is white with a black outline and has two grey circular elements on the left side, one at the top and one at the bottom, representing the ends of the scroll. The word "annexes" is written in a bold, black, sans-serif font.

annexes

Expérience de la verti-G dans l'Algérie

Expérience de la verti-G dans l'Algérie

Customer	Rigs	Wells	Total Mud Recovered (M ³)	OOC %
AGIP	SAIPEM#94	ROM7	123	3.65
		ROM9	90	3.45
		ROM11	77	4.12
		BRSW12	87	2.96
		ROMN3	72	3
		ZEA5	161	3.58
		ROM13	145	3.25
		BRSW16	155	3.56
		BRSW13	98	3.5
		REC3H	135	3.8
		ROM15	56	3.78
		ROM19	60.5	3.46
	ROM20	60	3.44	
	NABORS#284	BRSW11	137	3.48
		BRSW10	142	3.45
		ROM8	88	4.12
		ZEA4	75	3.56
		ROM N1	88	3.46
		ROM N2	68	3.78
		ZEA 6	92	3.1
ROM E2		96	4.12	
ZEA8	93	3.91		

Customer	Rigs	Wells	Total Mud Recovered (M ³)	OOB %
	SAIPEM#32	RDB2	62	3.35
		ROD18	107	3.65
		SFNE8	127	3.41
		BSF6	78	4.12
		BSF 8	34	2.55
		BSF 9	34	3.53
		ROM17	66	3.17
	TP#162	ROD20	49	3.25
		ROD19	62	3.6
		SFNE10	61	3.64
		ROM14	66	3.62
		IAN2	66.5	3.62
		IAN7	74	3.67
FCP	NABORS #284	LES 1	105	4.02
		LEW 1	84	3.27
		MLE 6	85	4.12
	SAIPEM#93	ZCH-W1	72	4.21
		RTN1	60	2.9
		ZCH2	56	3.15
		LES3	77	3
		LEW2	96	3.14
		GSM1	96	3.12
		LES4	81	4.05
		MZLN3	113	3.86
		LEC2	99	3.85

Customer	Rigs	Wells	Total Mud Recovered (M ³)	OOB %
		LES7	165.6	3.96
		LES8	100.4	3.48
		LES9	105.5	3.67
		MZLN6	172	3.99
	GWDC#120	MLZS2	98	3.61
		ZER1	108.6	3.94
		ZER2	134	2.6
		LEW3	122	3.36
		MZLN4	121	3.85
		MZLN5	94.5	3.72
	DMM#2	GSME1	85	3.67
		MZLN2	79	3.21
		LES6	79	4.32
G.BERKINE	NABORS# 283	HBNS44	17	3.92
		HBNS112	59	3.17
		HBNS113	57	3.6
		HBNS47	57	2.47
		BBKSE01	62	3.17
		HBNE01	54	3.06
		HBNS49	66	4.3
		HBNS50	66	3
		HBNS51	74	3
		HBN26	91	4.94
		HBN25	95	3.79
	NABORS# 810	HBN30	72	3.85

Customer	Rigs	Wells	Total Mud Recovered (M³)	OOB %
		HBNS53	59	4.16
		HBNS54	94	3.9
		HBNS57	70	3.32
		HBNS55	60	3.81
		HBN29	77	3.71
		RFR1	100	3
		HBNS56	56	3.12
		HBNS58	50	3.12
		HBN31	48	3.25
		EKT9	76	2.5
		EKT10	69	3.11
		EME11	79	2.73
		EME10	72	3.14
		EMN7	80	2.78
		EMK9	50	2.5
		EMK10	75	2.48
		EMK101	94	3.28
		EME12	86	4.11
		EME13	70	3.86
		EMK11	62	2.89
		EMK14	67	3.54
		EMK15	70	2.67
		EMN8	76	3.09
		EMK13	87	3.37
		EME14	66	3.95

Customer	Rigs	Wells	Total Mud Recovered (M ³)	OOO %
		BBKS2	86	4.16
		BBKS3	87	3.3
		HBNS-60	43	3.04
		HBNE-2	51.35	3.02
		ZENN-1	52.6	3.07
G.BERKINE	TP#162	BKNE20	58	4.71
		BKNE23	72	3.83
		BKNE B3	72	3.08
		BKNE19	62	4.67
		BKNE21	55	4.12
		BKNE B1	73	3.52
		BKNE22	56	3.86
		SFSW3	62	4.1
		HBN32	52	3.1
		HBNS59	53	2.95
		BKNE11B	60	3
		HBN33	40	3.2
		ZENNW1	51	2.97
		HBN34	38	2
		BBKS1	50	4
		SDLN1	78	4.11
		EMK12	84	3.45
		EK11	78	4.53
		EMT11	54	3.54
		EMT12	59	4.15

Customer	Rigs	Wells	Total Mud Recovered (M³)	OOC %
		EMK16	66	3.6
		BBKS4	66	4.00
		BBKS5	65	3.43
OURHOUD	NABORS #288	QB28	64	4.26
		QB43	31	4.64
		QB30	77	4.03
		QB41	85	3.76
		QB49	100	3.84
		QB50	114	2.4
		QB51	126	4.22
		QB52	103	3.52
		QB53	116	3.57
		QB55	131	3.76
		QB56	124	4.13
		QB57	103	3.23
		QB58	131	3.33
		QB59	116	3.91
		QBH110	171	3.11
		QB60	139	3.15
		QB61	130	3.63
		QB62	131	3.7
		QB64	124	4.6
		QB63	137	4.14
QB65	121	3.7		
QB67	129	3.35		

Customer	Rigs	Wells	Total Mud Recovered (M ³)	OOB %
		QB68	130	4.02
		QB66	122	3.33
		QB70	126	3.37
		QB72	148	3.7
		QB73	132	3.5
		QB69	153	3.5
		QB75	143	3.49
		QB74	167	3.71
		QB76	86	4.06
		QB77	156	3.38
CEPSA	SAIPEM#93	RKF16	55	3.48
		RKF 19	94	3.74
	NABORS#283	RKF20	105	2.98
		RKF21	103	3.56
		RKF22	126	3.26
		RKF23	111	4.2
		RKF24	115	3.6
		RKF25	95	4.12
REPSOL GTP	TP#200	BRD12	104.3	3
		BRD13	83.1	3.61
	TP#198	TOUAL10	55.3	3.53
	ENF#37	TOUQZH1	121.5	4.28
		NEZLA20	84.3	4.1
PIDC	NABORS#283	BRS5	53	3.6
		BRS6	100	4

Customer	Rigs	Wells	Total Mud Recovered (M ³)	OOB %
		BRS6BIS	186	3.14
		MOM 2	86	3.47
	ENAFOR#39	BRS7Bis	164.5	3.48
		HBHJ1	197.2	3.33
		MOM4	192	4.64
	TP#202	BRS8	120	3.8
		HBRO1	182	3.8
MEDEX	ENF#08	IAJS1	71	3.21
		INHE1	48	3.57
		MAON1	75	4
		IAJ-W1	75	3.45
		IRLS4	61.5	2.89
		WHS1	57	3.58
		WIH 4	30	3.4
		ISRS1	13.5	2.54
		IRLW4	36	3.05
		WHD1	40	3
SONATRACH	ENF#16	ONMZ143	86	4.68
		ONMZ232	97	3.22
	ENF#6	HRZ11	173	4.6
		HRZ12	59	2.7
		HRZ13	93	4.11
		HRD21	49	3.51
	TP#160	ZMH 2	181	3.76
TP#127	GBS1	170	3.51	

Customer	Rigs	Wells	Total Mud Recovered (M ³)	OOO %
	TP#139	ONMZ252	73	2.54
		ONMZ273	32	3.45
	TP#128	HGA21	212	3.64
PETROCANADA	NABORS#779	THLS1	95.5	4
	SAIPEM#32	HER1	89.5	4.15
GULF KEYSTONE	TP#180	RDL 1	209	4.02
BHP OHANET	SDS#48	IA 123	53	5.39
		IA119Z	143	3.92
		IA124	36	3.63
		IA118	57	3.28
		IA125	60	3.78
		IA120Z	109	2.9
BHP ROD	SAIPEM#93	MLSE08	32	2.93
		SFNE6	65	3.1
		ROD15	77	2.96
		ROD16	81	3.66
BURLINGTON	ENF#13	KMD02	56	2.7
		MLN11	17	2.75
		MLSE06	73	3.08
TOTAL MUD RECOVERED M ³				19,244.75
TOTAL WELLS				216
AVERAGE OIL ON CUTTINGS%				3.54%



situation-blocs

