



Université KASDI-MERBAH Ouargla

Faculté des sciences appliquées

Département de Génie des Procédés

Mémoire de MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et technologies.

Filière : Génie des procédés.

Spécialité : Génie chimique.

Présenté par :

Zahouani Noureddine

Thème :

Etude comparative entre deux systèmes de boue de forage utilisée dans la phase 12^{1/4} (champs Hassi-Messaoud)

Soutenu publiquement le : 26/06/2018

Devant le jury composé de :

Mr M.L.SEKIRIFA
Pr. D. Zerrouki
Mr. N.CHENNOUF

MCA
Pr
MCA

Examineur
Examineur
Encadreur

UKM Ouargla.
UKM Ouargla.
UKM Ouargla.

Année universitaire : 2017/2018

Je dédie ce travail

** À ma mère en témoignage de mon affection et mon admiration pour son courage et sa dignité et à qui je ne saurai jamais exprimer toute ma reconnaissance...*

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

** À mes ami(e)s et camarades en témoignages de mes plus profondes amitiés et ma sincère sympathie.*

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

Remerciement

En premier lieu, je tiens à remercier notre Dieu, notre créateur, pour le courage et la patience qu'il m'a donné pour accomplir ce travail.

Je remercie notre prof encadreur **Dr CHENNOUF Nasreddine** pour ses orientations et conseils.

Je m'adresse Les Meilleurs remerciements à tout le personnel de la société **MI SWACO** et **BASP** et la société **SONATRACH -DP** pour leur aide.

Je tiens aussi à exprimer Mes profonds remerciements aux membres de jury qui nous font l'honneur de juger notre travail; Nos sincères remerciements et respect vont à tous nos enseignants de l'université d'OUARGLA ;

Enfin Je remercie toute personne ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Zahouani Noureddine.

SOMMAIRE

INTRODUCTION GÉNÉRALE.....	1
-----------------------------------	----------

Chapitre I: Généralités les fluides de forage

I.1- Définition.....	3
I.2- Rôle du fluide de forage.....	4
I.2.1- Nettoyage du puits.....	4
I.2.2- Maintien des déblais en suspension.....	4
I.2.3- Sédimentation des déblais fins en surface.....	5
I.2.4- Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde.....	5
I.2.5- Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits.....	5
I.2.6- Dépôt d'un cake imperméable.....	5
I.2.7- Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile.....	5
I.2.8- Augmentation de la vitesse d'avancement.....	6
I.2.9- Entraînement d'outils (turbine, MWD, etc.).....	6
I.2.10-Diminution du poids apparent du matériel de sondage.....	6
I.2.11-Apport de renseignements sur le sondage.....	6
I.2.12-Contamination des formations productrices.....	6
I.2.13-Corrosion et usure du matériel.....	7
I.2.14-Toxicité et sécurité.....	7
I.3- Composition des différents types.....	7
I.4- Les fluides à base d'eau.....	8
I.5- Les fluides à base d'huile.....	9
I.5.1- Utilisation.....	10
I.5.2- Composition.....	10

Chapitre II :Géologie de la phase 12 ¼ Hassi-Messaoud

II.1. Historique du champ de Hassi-Messaoud	12
II.2. Situation Géographique	12

II.2.1. Situation Géologique.....	12
II.2.2. Description lithologique	13
II.3-Analyse de problèmes Géologiques attendu a Hassi Messaoud.....	15
II.3.1. Risques de déviation.....	15
II.3.2. Pertes de boue	15
II.3.3 Éboulements et cavages	15
II.3.4- Sels fluents	15
II.3.5- Venues d'eaux chlorurées calciques du LD2	15
II.3.6- Argiles fluentes	15

Chapitre III: Les argiles et les polymères dans les fluides de forage

III.1- Introduction.....	16
III.1. III.2- Propriétés générales des argiles	17
III.3- Les argiles dans les fluides de forage.....	17
III.4- Les problèmes rencontres au cours du forage.....	18
III.4.1 Le gonflement et la dispersion des argiles	18
III.4.2 Endommagement de la formation.....	18
III.5 Les polymères dans les fluides de forage.....	18
III.5.1. Historique.....	18
III.5.2. Propriétés des polymères	18
III.5.2.1 Viscosifiants	19
III.5.2.2 Déflocculants	19
III.5.2.3 Flocculant	19
III.5.2.4 Surfactants	20
III.5.2.4 Additifs de filtrat.....	20
III.6 Relation entre les fonctions des polymères et leurs structures générales...21	

Chapitre IV: Étude Expérimentale et Technico-économique

IV.1 Introduction	23
IV.2 Présentation du problème	23

IV.3 Méthode proposée	23
IV. 3.1- Recommandations opérationnelles.....	24
IV. 3.1.2 Formulation pour 1 m 3 de boue finie.....	24
IV. 3.1.3 Caractéristiques requises	24
IV. 3.2.1 - Formulation pour 1 m 3 de boue finie.....	25
IV. 3.2.2 - Caractéristiques requises	25
IV. 3.3.1. Procédure de fabrication et analyse de la boue KCl / Polymère.....	26
IV. 3.3.2 Analyse et calcul du MBT.....	26
IV. 3.3.3 Détermination du KCL.....	27
IV. 3.3.4 Discussion sur le système.....	28
IV. 3.4.1 Test de dispersion des argiles.....	29
IV. 3.4.2 Tests de dispersions des quatre formulations proposées	29
IV. 3.4. 3 Augmentation de la concentration en PHPA liquide.....	29
IV. 3.4.4 Augmentation de la concentration de Ca(OH)₂	30
IV. 3.4.5 Essais de tests de dispersion après l'augmentation de Ca(OH)₂.....	30
IV. 3.4.6 Augmentation de la Concetration du KCl.....	31
IV. 3.4.7 Augmentation de la concentration de NaOH.....	31
IV. 3.4.8 Résultats de dispersion	32
IV. 3.4.9 Interprétation des résultats des tests	33
IV. 3.5.1 Comparaison Pratique (technico-économique.....	33
IV. 3.5.2 Les Produits utilisées Sur chantier dans chaque puit SF6 et SF10....	33
Discussion de résultats et Conclusion	36
Conclusion et recommandations	36
Conclusion générale
Bibliographies
Annexes.....

LISTE DES TABLEAUX :

CHAPITRE I

Tableau I-1 : Principaux additifs utilisés dans les fluides de forage.....	7
Tableau I-2 : Les avantages et inconvénients de la boue à based'eau.....	9
Tableau I-3: Avantages et inconvénients.....	11

CHAPITRE III

Tableau III-1: Caractéristiques et fonctions existant entre les différents polymères.....	22
---	----

CHAPITRE IV

Tableau IV.1 : Formulation pour 1 m ³ de boue saturé	25
Tableau IV.2 : Caractéristiques requises	25
Tableau IV.3 : Formulation pour 1 m ³ de boue saturé KCL/PHPA.....	26
Tableau IV.4 : Caractéristiques requises	26
Tableau IV.5 : Caractéristiques Rhéologiques des Quatre Formulations proposées ...	28
Tableau IV.6 : Tests de dispersions des quatre formulations.....	29
Tableau IV.7 : Test Rhéologie Après augmentation de PHPA	29
Tableau IV.8 : Tests de dispersions des quatre formulations.....	30
Tableau IV.9 : Test Rhéologie Après augmentation de Ca(OH) ₂	30
Tableau IV.10 Essais de tests de dispersion après l'augmentation de Ca(OH) ₂	30
Tableau IV.11: Test Rhéologie Après augmentation de KCL.....	31
Tableau IV.12: Test Rhéologie Après augmentation de NaOH.....	31
Tableau IV.13 Essais de tests de dispersion après l'augmentation de NaOH.....	31
Tableau IV.14 Les produits de boue utilisées dans la phase 12 ¼ par MISWACO.....	33
Tableau IV.15 Les produits de boue utilisées dans la phase 12 ¼ par BASP.....	33
Tableau IV.16 Les différents tests de boue dans la phase 12 ¼ par MISWACO.....	34
Tableau IV.17 Les différents tests de boue dans la phase 12 ¼ par BASP.....	34
Tableau IV.18 Le cout de la phase 12 ¼ par MISWACO.....	35
Tableau IV.19 Le cout de la phase 12 ¼ par BASP.....	35
Tableau IV.20 les différents aspects de comparaison entre OBM et WBM.....	

Abréviation utilisées

API	American petroleum institue
MWD	Mesure while drilling
WBM	Water base mud
OBM	La boue a base d'huile « Oil Base Mud »
CMC	Carboxyle methylcelluloses
BHR	Avant la simulation
AHR	Après la simulation
PAC	Cellulose poly anionique
KCl	Chlorure de potassium
PHPA	Polyacrylamide partiellement hydrolyse.
PAG	Polyalkylene glycols
BaSo ₄	Barite ou sulfate de barym
CaCo ₃	Carbonate de Calcium
NaCl	Chlorure de sodium
Ca So ₄	Soufre de carbonate
Fe ₂ O ₃	L'hématite
YP	Yield point
PV	Plastique Viscosité

Introduction

Introduction générale

Un forage pétrolier représente l'ensemble des opérations permettant d'atteindre les roches Poreuses et perméables du sous-sol, susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou Gazeux. Son implantation est décidée à la suite des études géologiques et Géophysiques effectuées sur un bassin sédimentaire. Ces études permettent de se faire une idée de la constitution du sous-sol et des possibilités de gisements, mais elles ne peuvent pas préciser la présence d'hydrocarbures. Seuls les forages pourront confirmer les hypothèses faites et mettre en évidence la nature des fluides contenus dans les roches.

L'incertitude quant à la nature des fluides piégés dans le sous-sol et la complexité des dépôts Sédimentaires expliquent le nombre encore élevé de forages d'exploration négatifs (un sondage -d'exploration productif pour quatre négatifs) et la part importante du coût des forages dans le coût de la recherche.

Lors des forages pétroliers, la traversée des formations argileuses n'est pas une opération facile, étant donné les problèmes qui se posent tels que le gonflement, la/dispersion/et le délitage, et dont la résolution est étroitement liée à la compréhension des interactions argile-fluide de forage.

Malgré de nombreuses études fondamentales sur l'hydratation des argiles, il reste encore beaucoup à comprendre sur les mécanismes qui en sont à l'origine. Plusieurs approches ont été développées afin d'expliquer le fondement des problèmes observés. Les phénomènes physico-chimio-mécaniques liés à la stabilité des argiles ont été longuement débattus dans la littérature pétrolière, particulièrement sur la capacité des systèmes de type polymère/électrolyte à inhiber l'hydratation et le gonflement des argiles. En parallèle, les systèmes de fluides émulsionnés ont donné une grande satisfaction.

Cependant un problème technique majeur se pose actuellement aux opérateurs pétroliers de par la nécessité de remplacer les boues à l'huile par des boues à l'eau non polluantes ou par des fluides synthétiques. C'est dans ce contexte que va s'inscrire mon travail qui sera axé sur une étude comparative (caractéristiques rhéologiques, cout, environnement) entre deux systèmes de boue (OBM-WBM) dans une phase 12 ¼ Dans le champ de Hassi-Messaoud tout en essayant d'approcher et de comprendre l'équation performances-coût-environnement. le manuscrit va donc s'articuler sur quatre chapitres :

Dans le premier chapitre, nous introduirons quelques définitions utilisées par les pétroliers au sujet du forage et des fluides de forage

Dans le deuxième chapitre, après un bref sur La géologie de Hassi Messaoud et la zone de la formation étudiée par terme de pétrolier 12'' ¼ d'ou 12 pouces indique la zone traversée par le tubage 12 pouces 1/4

Le troisième chapitre est consacré d'une étude sur les polymères et les argiles

Le quatrième chapitre est consacré a l'étude de l'influence de KCl et les polymères sur la rhéologie et les propriétés des fluides de forage sur le system WBM, ainsi sur la réactivité (dispersion) des argiles et comparer avec le system conventionnel OBM, ainsi une comparaison de cout entre les deux Systems d'après des rapports de phase entre de puits d'exemple SF6 et SF10.

Ce travail sera clôturé par une conclusion générale avec des propositions et Recommandation sur le choix et les solutions de system de boue à apporter pour résoudre la problématique dans ces phases 12 1/4 de la zone de Hassi-Messaoud.

CHAPITRE I :
GENERALITES SUR LES
FLUIDES DE FORAGE

I.1- Définition :

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, ciment,...). Le fluide de forage était déjà présent en 1993 lors du premier congrès mondial du pétrole, où il a fait l'objet de cinq communications. La première traite sur les fluides de forage a été publiée 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 de forage, aussi bien dans le sondage qu'en surface. Le fluide est préparé dans des bacs à boue, 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 I-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.

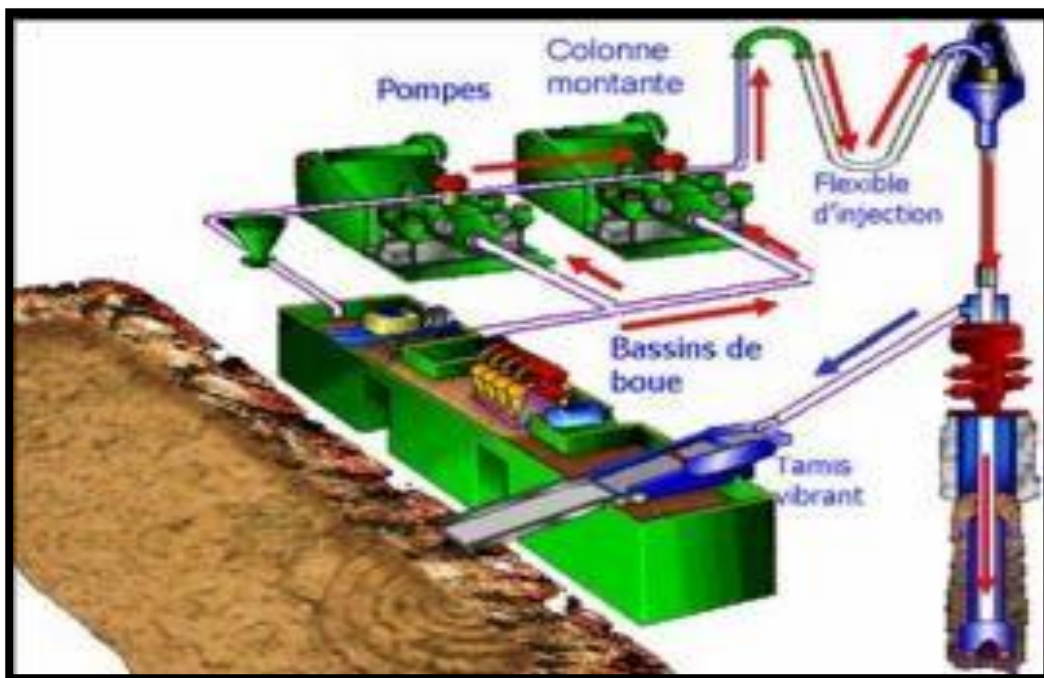


Figure (I- 3): Cycle du fluide sur le site de forage.

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

I.2- 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.

I.2.1- Nettoyage du puits :

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

I.2.2- 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.

I.2.3- 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.

I.2.4- 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.

I.2.5- 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.

I.2.6- 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.

I.2.7- 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.

I.2.8- 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.

I.2.9- 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).

I.2.10- 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.

I.2.11- 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.

I.2.12- 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.

I.2.13- 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.

I.2.14- 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.[1]

I.3- Composition des différents types de fluides de forage :

Historiquement, les fluides de forage ont évolué d'un simple mélange d'eau et d'argile appelé "boue " vers des systèmes de plus en plus complexes composés d'eau ou huile avec une multitude d'additifs répondant aux caractéristiques requises et aux problèmes rencontrés. Les fluides de forage sont des fluides complexes classés en fonction de la nature de leurs constituants de base. Traditionnellement, les fluides de forage ont été classés en trois catégories selon le fluide de base utilisé dans leur préparation: l'eau ou l'huile (Ryan et Chillingar,1996).

Les propriétés exigées des boues de forage sont multiples et peuvent parfois même être Contradictoires. Les boues doivent par exemple être très visqueuses pour assurer la remontée des déblais, mais la viscosité ne doit pas être trop élevée afin de limiter les pertes de charge dues à l'écoulement et afin d'éviter la fracturation de la formation. De nombreux composants multifonctions sont donc ajoutés à la boue pour lui conférer les propriétés désirées. Il est possible de classer grossièrement ces composants en 20 catégories.

Tableau I - 2 : Principaux additifs utilisés dans les fluides de forage [2]

• Agents moussants	• Contrôleurs d'alcalinité	• Décoincants (ou dégrippants)	• Viscosifiants
• Emulsifiants	• Bactéricides	• Inhibiteurs de gonflement des	• Alourdissants
• Réducteurs de filtrat	• Anti-calcium	• Produits facilitant la séparation	• Saumure
• Floculants	• Inhibiteurs de corrosion	• Stabilisants haute température	• Huile minérale ou organique
• Colmatants	• Anti-mousses	• Défloculants	• Lubrifiants

I.4- Les fluides à base d'eau :

Ces fluides sont souvent désignés par "**Water-Based Muds**" ou **WBM**. Ils sont dans la plupart des cas constitués par des suspensions de bentonites dans l'eau (30 à 60g/L) dont les caractéristiques rhéologiques et de filtration sont souvent ajustées par des polymères. La nature des électrolytes et leur concentration dans les formulations de boues à l'eau sont choisies en prenant en compte les caractéristiques de la formation (activité de l'eau des formations argileuses, dissolution des formations salines). Parmi les additifs on peut trouver

des viscosifiants: argiles naturelles (souvent des bentonites), polymères synthétiques ou bio polymères des réducteurs de filtrat servant à consolider le cake de filtration pour limiter l'invasion par le fluide: amidons, carboxyméthylcelluloses ou CMC, celluloses poly anioniques (PAC), ou résines; des inhibiteurs de gonflement et de dispersion des argiles: KCl, glycérol, silicates ou divers polymères comme le polyacrylamide partiellement hydrolysé (PHPA), les polyalkylèneglycols (PAG); des agents alourdissants comme la barytine ("barite" ou sulfate de baryum BaSO_4) et la calcite (carbonate de calcium CaCO_3) qui sont les plus utilisés pour assurer à la boue une densité convenable. On note aussi l'utilisation de l'hématite (Fe_2O_3) ou de la galène (PbS). La calcite est souvent recommandée pour le forage de la phase réservoir à cause de sa solubilité dans l'acide et de son utilisation selon une granulométrie variable pour réduire les problèmes de pertes et d'endommagement; et enfin) des colmatants, additifsplutôt

exotiques comme des granuleux (coquilles de noix), des fibreux (fibres de bois, canne à sucre), et des lamellaires (coquilles d'huîtres, céréales) (Herzhaft, 2001; Peysson, 2004), cette boue peut être utilisée dans tous les sondages où l'on souhaite une faible teneur en solides en boue à base d'eau. [2]

Tableau I- 2 : Les avantages et inconvénients de la boue à base d'eau.

AVANTAGES	INCONVENIENTS
<ul style="list-style-type: none"> ➤ augmentation de la vitesse d'avancement, ➤ réduction importante des pertes de charge, ➤ augmentation de la durée de vie des outils, ➤ possibilité de travailler en eau douce, de mer ou salée saturée, ➤ faible tonnage de produits mis en œuvre, ➤ possibilité de contrôler les caractéristiques avec les produits classiques (C.M.C.etc.). 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ filtrat A.P.I. difficilement contrôlé à moins de 10 cm³/ 30min, ➤ dégradation du bio polymère aux environs de 150°C, ➤ le bio polymère est fermentescible, d'où la nécessité d'ajouter un anti-ferment, ➤ prix élevé (dépend de consommation des produits).

I.5- Les fluides à base d'huile :

L'origine de l'utilisation de l'huile dans les fluides de forage remonte aux premiers forages effectués à Oklahoma City (1934-1937) au cours desquels on a constaté une amélioration des performances de forage après ajout de l'huile brute. Les fluides à base d'huile sont des fluides dont la phase continue est une huile minérale (pétrole brut, fuel, gazole,...) et la phase dispersée est de l'eau. Par définition les fluides de forage à base d'huile contenant plus de 5% d'eau sont appelés boues de forage en émulsion inverse, avec moins de 5% d'eau, on a les boues à l'huile. Ces fluides sont souvent désignés par :

"Oil-Based Muds" ou **OBM**. La phase continue la plus utilisée jusqu'à ces dernières années était le gazole, mais actuellement la législation relative à la protection de l'environnement impose l'utilisation d'huiles minérales ou "synthétiques", ne contenant plus de composés aromatiques. Des agents émulsifiants et mouillants sont alors utilisés pour favoriser la stabilité de l'émulsion. Les propriétés rhéologiques (thixotropie) de cette émulsion sont ajustées par l'addition d'agents viscosifiants, généralement des argiles organophiles. Les formulations peuvent contenir également

des agents réducteurs de filtrat (composés asphalténiques et polymères) et d'autres additifs spéciaux. Il faut signaler qu'aujourd'hui la plupart des travaux de recherche portent sur l'amélioration des boues inverses synthétiques, vu leurs avantages économiques et environnementaux, comparativement aux fluides classiques à base de gazole. [2]

I.5.1- Utilisation :

Les boues à l'huile sont principalement utilisées :

- pour le forage et le carottage des niveaux producteurs dans les sondages d'extension;
- pour les reprises et entretiens de puits productifs;
- d'une manière générale pour tous les travaux au droit des horizons productifs.

I.5.2- Composition :

- Une phase continue huile.
- Une phase aqueuse dispersée (quelques pour cent en volume).

Tableau I-3: Avantages et inconvénients de la boue à base d’Huile.

AVANTAGES	INCONVENIENTS
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Contrôle aisé des caractéristiques en l'absence de venues d'eau ou de brut. ➤ Insensibilité aux contaminants habituels des boues à base d'eau (NaCl, CaSO₄, ciment, argile). ➤ Excellentes caractéristiques de filtration statique en température et pression, cake très mince. ➤ Forage à densité inférieure ou égale à 1,00. ➤ Meilleur calibrage du trou. ➤ Réduction des frottements de la garniture sur les parois du puits ou diminution du couple de torsion et de l'usure de la garniture. ➤ Réduction des risques de bourrage d'outil et d'accumulation des déblais sur les drill-collars et diminution du "pistonage" lors des manœuvres. ➤ Diminution du collage par pression différentielle. ➤ Meilleure récupération en carottage. ➤ Carottes sur lesquelles il est possible de mieux approcher la valeur de la saturation en eau et en huile. ➤ Augmentation par rapport au forage en boue à l'eau, de la productivité. ➤ Moindres dommages à la formation. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Sensibilité à l'eau et à certains bruts. ➤ Risque de sédimentation désalourdissant. ➤ Manipulation salissante. ➤ Risque d'incendie. ➤ Détérioration des caoutchoucs ne résistant pas aux hydrocarbures. ➤ Difficultés pour détecter la présence d'huile de formation dans les déblais. ➤ Prix de revient au m³ plus élevé que les boues à l'eau. ➤ Logistique plus importante.

Chapitre II :
GEOLOGIE DE
HASSI-MESSAOUD
PHASE 12 1/4

II.1. Historique du champ de "Hassi Messaoud":

Le Gisement de "Hassi Messaoud", l'un des plus importants du monde s'étend sur une superficie voisine de 2500 Km². Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le premier forage HMD en mai 1957, plus exactement à 7 km nord /nord-est de HMD a mis en évidence de l'huile à 3338m de profondeur.[1]

Le champ de "Hassi Messaoud" est subdivisé en 25 zones dites de production, d'extension variable, ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et se comportent de la même manière du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie.

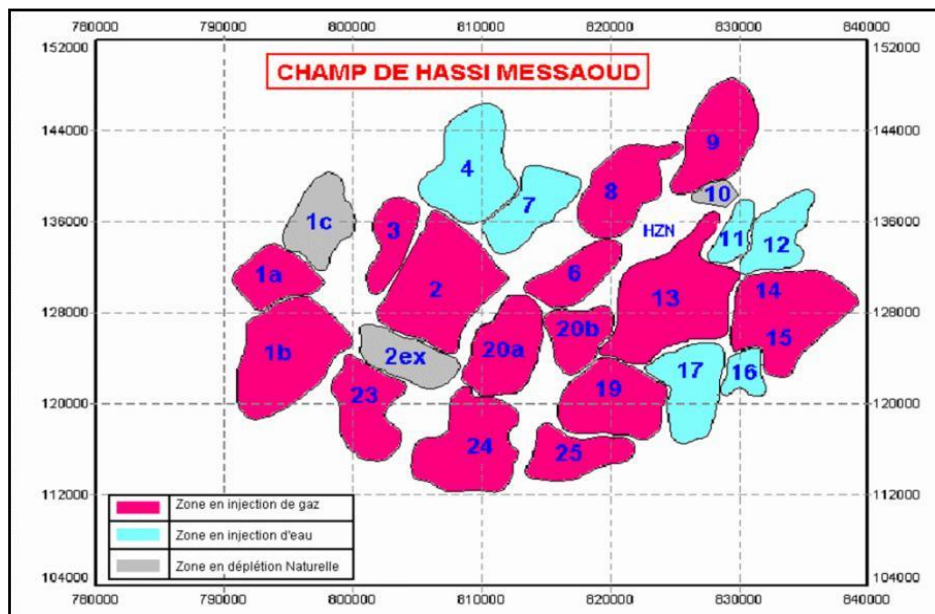


Figure N° II-01 : Carte des zones de production

Le champ de « Hassi Messaoud » est divisé en deux parties distinctes : le champ Nord et le champ Sud, chacun ayant sa propre numérotation..[2]

II.1 Situation Géographique :

Le champ de « Hassi Messaoud » se situe à 850km sud / sud-est de l'Algérie et à 350km de la frontière tunisienne, sa localisation en coordonnées Lambert sud Algérie est la suivante :

$$X= 790000 - 840000m$$

$$Y= 110000 - 150000m$$

Il est limité :

- ✓ Au Nord-Ouest par le gisement de Ouargla [Gellala, Benkahla, Hao-Berkaoui].
- ✓ Au Sud-Ouest par les gisements d' [El Gassi, Zotti et El Agreb]
- ✓ Au Sud-est par le gisement de [Rhourd El bagual, Masdar].
- ✓ Au Nord-Est par le gisement de [Rh Chegga] [4]

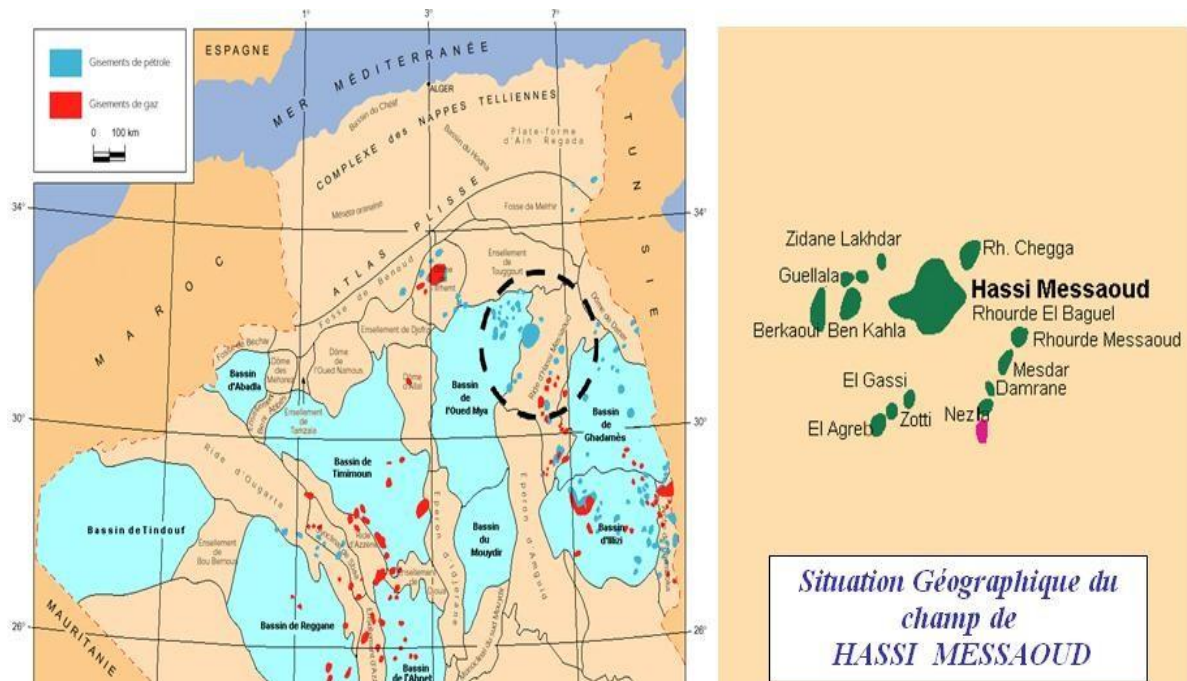


Figure N° II-02 : Situation géographique de champ de HMD

II.1.1 Situation Géologique :

Le champ de Hassi-Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique.

Par sa superficie et ses réserves, Géologiquement, il est délimité par :

- ✓ A l'Ouest par la dépression d'OudeM'ya.
- ✓ Au Sud par le mole d'Amguid ElBiad.
- ✓ Au Nord par la structure djamaa, Touggourt.
- ✓ A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourd El Bagual. Et Ghadamès[3]

II.1.2. Description lithologique :

La série stratigraphique du champ de « Hassi Messaoud » est représentée de haut en bas par les formations suivantes :[5]

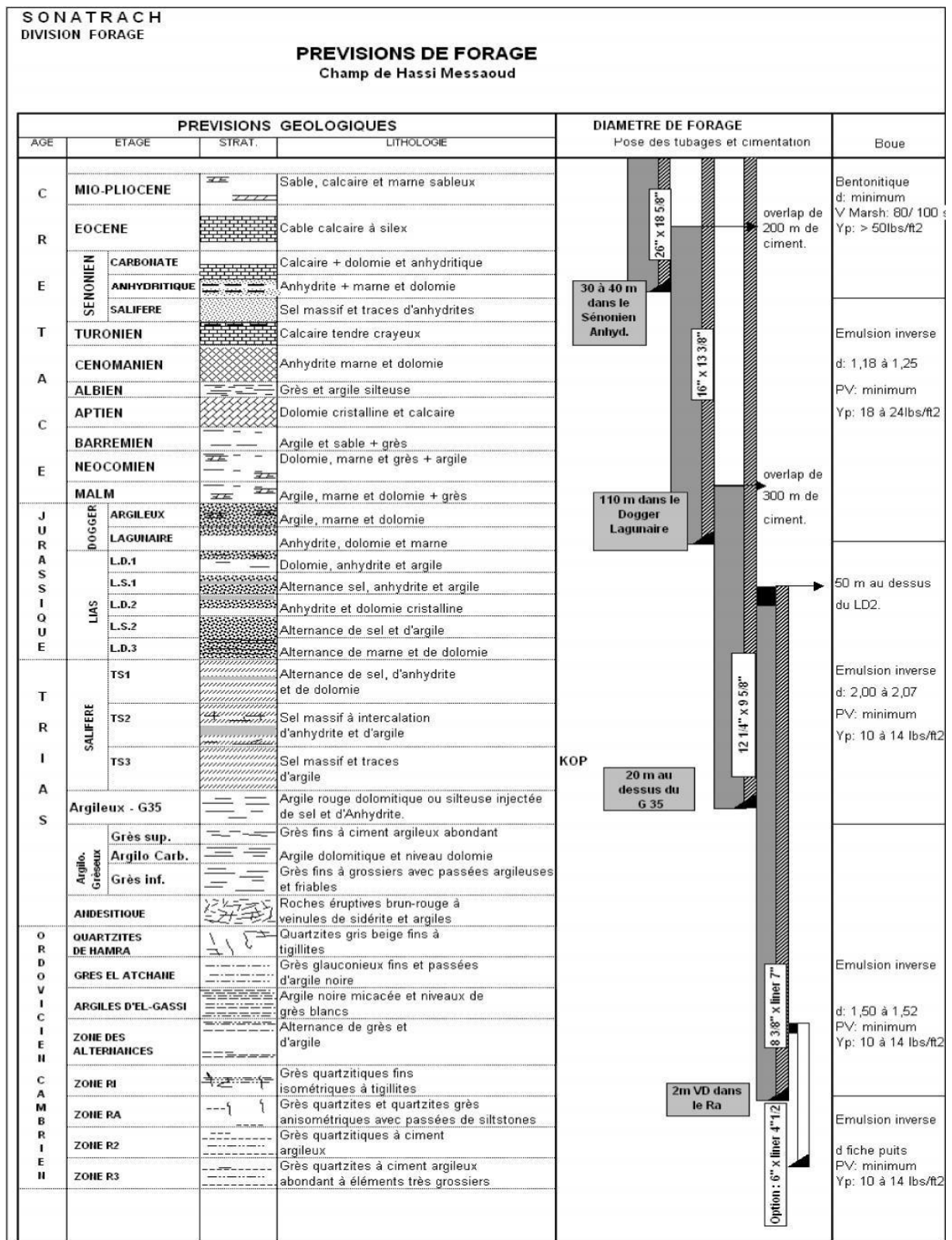


Figure II-2 Carte Lithologique de Hassi-Messaoud

II.3. Analyse de problèmes géologiques attendus a Hassi Messaoud :

Plusieurs problèmes rencontrés lors du forage à Hassi Messaoud (Djarir maâmar & Zekkour Othman, 2006) sont généralement liés à :

- la nature des terrains traversés ;
- le régime de pression ;
- les caractéristiques et types de boues utilisées. On peut résumer les problèmes en six types courants :

II.3.1. Risques de déviation:

Des risques de déviation peuvent exister dans différentes couches du champ de Hassi Hessaoude en raison de formations très friables ou sur des forage diriger ou le contrôle de la trajectoire peut être compliqué par la rencontre de l'éructif inattendue. Des problèmes de descente du tubage de surface et des coincements sont souvent rencontrés.

II.3.2. Pertes de boue:

Elles peuvent être totales ou partielles durant les différentes phases de forage. Elles sont localisées dans les sables du Maastrichtien, car ce sont des terrains non consolidés, perméables et très poreux, dans les calcaires du Turonien, au niveau du Trias Argilo Gréseux (TAG) et dans le réservoir en raison de fissures.

II.3.3. Éboulements et cavages:

Des risques d'éboulements et de formation de cavités peuvent apparaître dans les formations calcaires et argileuses, dans les sels massifs et solubles dans l'eau.

II.3.4 Sels fluents:

Des coincements de la garniture de forage sont observés dans le Sénonien Lagunaire Salifère. Des sels fluents resserrent les parois du trou et provoquent des coincements et des frottements lors de la descente des tubages.

II.3.5. Venues d'eaux chlorurées calciques du LD2:

Au niveau du LD2, il y a un risque de venue des eaux chlorurées calciques enfermées dans les dolomies du LD2, sous une pression de 560 kgf/cm² (549 bar). Cette zone doit donc être isolée du réservoir d'eau de l'Albien. Les venues d'eau sont fréquentes, ce problème ne peut être résolu qu'avec l'utilisation d'une boue lourde, mais cette boue lourde favorise le craquage du TAG.

II.3.6. Argiles fluentes:

Des argiles fluentes sont rencontrées au niveau du Trias Salifère TS2 (sels massifs avec intercalations d'anhydrites et d'argiles). Le fluage de ces argiles peut causer des problèmes de coincement et affecter le calibrage du puits. Ces argiles sont forées avec une boue lourde (densité de l'ordre de 2.02). Le Trias Argilo gréseux, qui se trouve 75 m plus bas, ne résiste pas à cette densité élevée de la boue. Des pertes sont alors observées au niveau du Trias Argilogréseux.

Chapitre III :

**Les argiles et les
polymères dans les fluides de
forage**

Chapitre III: Les argiles et les polymères dans les fluides de forage

III.1. Introduction

Un très grand nombre de produits entre dans la fabrication et le traitement des boues de forage. Certains ont un rôle spécifique, d'autres ont des actions multiples. Parmi ces produits, on trouve les argiles et les polymères, où ils sont employés dans les fluides de forage pour donner de la viscosité et pour réduire le filtrat.

Le terme « argile » désigne non seulement une formation rocheuse et la matière première qui en résulte, mais il définit aussi un domaine granulométrique comprenant des particules minérales, dont le diamètre des grains est inférieur à deux micromètres.

Les minéraux argileux font partie des phyllo-silicates ou des aluminosilicates plus ou moins hydratés. Ils se composent de couches élémentaires organisées de manière caractéristique en : Tétraèdres (SiO_4) et Octaèdre Al (O/OH) ₆.

Ainsi l'unité élémentaire est formée par plusieurs mailles regroupées en feuillets continus dans les dimensions x et y et empilés les uns sur les autres dans la direction z.

A cela, s'ajoute la notion d'espace interfoliaire, qui définit l'espace entre les feuillets ou mailles élémentaires « Figure.III.1 »

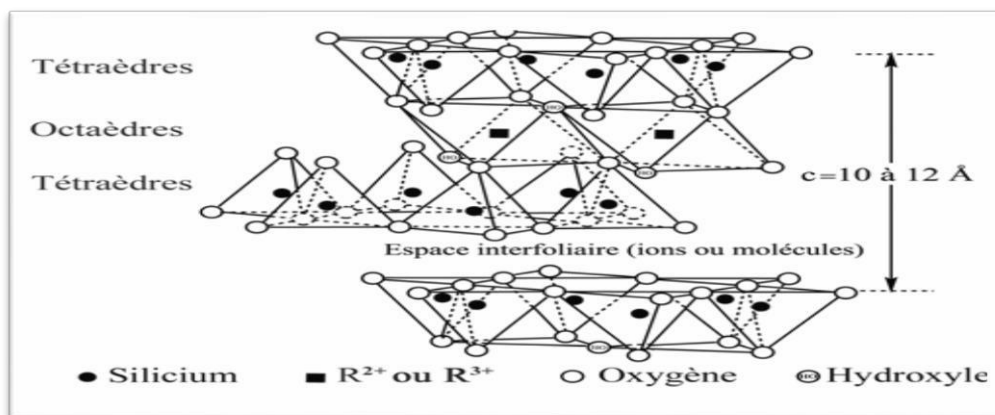


Figure III.1 : Structure élémentaire des argiles. [Manuel boue de forage]

D'après la structure du feuillet, on distingue trois types d'argiles :

- Les argiles 1/1 (T-O) : une couche tétraédrique + une couche octaédrique, ce qui constitue la famille des kaolinites.
- Les argiles 2/1 (T-O-T) : une couche octaédrique entre deux couches tétraédriques engendrant la famille des smectites et illites.
- Les argiles 2/1/1 (T-O-T-O) : famille des chlorites.

Chapitre III: Les argiles et les polymères dans les fluides de forage

III.2. Propriétés générales des argiles

Les minéraux argileux se caractérisent par trois propriétés principales :

- Leur forme et leur surface spécifique.
- Leur capacité d'absorption d'eau et de gonflement.
- Leurs multiples possibilités d'échanges ioniques.

Les argiles peuvent incorporer dans leur système des molécules d'eau. Cette eau va modifier les dimensions de la structure en provoquant son gonflement. Une fois l'argile saturée en eau, elle a la particularité de devenir peu perméable. En effet les minéraux sont si fins et compacts que l'eau arrive difficilement à se glisser entre les pores interstitiels de la roche hydratée. Elle devient très malléable, c'est à dire plastique. Mais l'incorporation d'eau est réversible, elle peut s'évaporer si les conditions de température et de pression le lui permettent.

Grâce à leurs propriétés, les argiles sont utilisées dans de très nombreux domaines. Par exemple sa plasticité, en fait, un excellent matériau de construction (ciment). Ses propriétés d'imperméabilité sont exploitées dans le domaine environnemental. En effet elle permet d'éviter l'infiltration d'une eau polluée en surface vers une nappe phréatique.[10]

III.3. Les argiles dans les fluides de forage

Plusieurs types d'argiles sont utilisés dans les fluides de forage. Mais dans notre cas on va étudier trois exemples :

✓ **La sépiolite (écume de mer):**

La sépiolite est un silicate de magnésium. Cette argile a un faciès fibreux. Son faciès se développe en baguette allongée. Elle se disperse et reste en suspension en milieu salé.

✓ **L'attapulгите:**

L'attapulгите est une argile de type sépiolite dans lequel une partie des cations Mg^{+2} est remplacée par des cations Al^{+2} . Le rendement de l'attapulгите est plus élevé que celui de la sépiolite. Cette argile est souvent vendue sous la dénomination de «Salt gel».

La sépiolite et l'attapulгите sont utilisées comme Viscosifiants dans les boues à base d'eau de mer, dans les boues salées et dans les boues salées saturées.

La sépiolite substitue à la bentonite en boue douce pour les forages géothermiques de

Chapitre III: Les argiles et les polymères dans les fluides de forage

haute enthalpie (200-300°C), et donne de très bonnes caractéristiques de viscosité.

La dispersion de la sépiolite nécessite un brassage très violent pour rompre les faisceaux fibreux. En raison de sa structure et de sa surface spécifique, la sépiolite peut être utilisée sous forme de bouchon de nettoyage à la place de l'amiante.

✓ Les bentonites:

Les bentonites sont des argiles de type montmorillonite que l'on exploite en carrières. Ces minéraux sont surtout des silicates d'alumine dont la forme cristallographique est très stable.

La cohésion entre les feuillets est faible, ainsi le clivage est spontané dans l'eau, d'où une grande dispersion du produit, il y a deux sortes de bentonites naturelles :

- ❖ Les bentonites sodiques qui sont les plus rares ont un pouvoir de dispersion en eau douce élevée.

- ❖ Les bentonites calciques que l'on trouve dans la plupart des gisements ont un pouvoir de dispersion beaucoup plus faible.

Les bentonites constituent le support colloïdal des boues à base d'eau. A cause de leurs propriétés de gonflement, elles leur confèrent des caractéristiques rhéologiques, thixotropiques et de filtration. [11]

III.4. Les problèmes rencontrés au cours du forage

III.4.1. Le gonflement et la dispersion des argiles

Le problème posé par le gonflement des argiles lors du forage dans les formations argileuses semble étroitement lié aux phénomènes d'interaction argile-fluide de forage. L'instabilité des formations argileuses varie selon la nature (eau, autre solvant) et l'état physique de ces fluides, lors du contact argile-eau. Malgré les nombreuses études fondamentales sur l'hydratation des argiles, il reste encore beaucoup à comprendre sur les mécanismes qui en sont à l'origine.

Van Oort (2003) a proposé de classer les problèmes liés aux argiles selon la teneur en eau, la pression de gonflement et la pression des pores en considérant une quantification du phénomène de transport sur le changement chimique et sur la stabilité mécanique de la roche.

Un fluide de forage idéal donnant une bonne stabilité est obtenu en évitant l'augmentation de la pression des pores due à l'altération du fluide, en réduisant l'effet osmotique causé par l'ajout de sel au fluide et en utilisant les fluides émulsionnés inverses.

Les phénomènes physico-chimico-mécaniques liés à la stabilité des argiles ont été

Chapitre III: Les argiles et les polymères dans les fluides de forage

longuement débattus dans la littérature pétrolière, particulièrement sur la capacité des systèmes de type polymère/électrolyte à inhiber l'hydratation et le gonflement des argiles.

III.4.2. Endommagement de la formation géologique

Les dommages les plus communs concernant la "peau" du puits ou le substrat géologique sont:

- L'invasion de la « matrice géologique » par la boue et des solides provenant du forage. Si ces derniers sont assez fins ils peuvent s'introduire dans les pores de la roche et les boucher, avec une réduction de la porosité. Ils peuvent créer un « effet de peau » autour du puits, Ceci peut se produire dans les fissures également;
- Gonflement des argiles de la formation géologique dans le réservoir. Il provoque également une réduction de perméabilité;
- précipitation des solides à cause de la matrice géologique poreuse en raison de réactions chimiques (précipitation de sels insolubles) lors du mélange entre le filtrat de boue et le fluide présent dans la formation. Ce risque est atténué par des additifs chimiques contrôlant notamment le PH et la réactivité chimique de certains des composants du fluide;
- formation d'une émulsion lors de la pénétration du filtrat de boue dans le fluide naturel de la formation géologique. Cette émulsion peut réduire la porosité du réservoir. [12]

III.5. Les polymères dans les fluides de forage

III.5.1. Historique

L'utilisation des polymères dans les fluides de forage a commencé pour la première fois en 1937 lorsqu'on ajouta de l'amidon de maïs à la boue bentonique pour contrôler les caractéristiques de filtration. Ce développement fut suivi assez rapidement par l'introduction des carboxyméthylcelluloses, tannins, quebrachos et lignosulfonates, qui furent tous régulièrement utilisés à partir de 1945. L'utilisation initiale était d'accroître les propriétés d'un système simple à base d'argiles et protéger la bentonite de la floculation du sel. Les substances utilisées se produisaient naturellement ou étaient extraites par des simples procédés. [13]

III.5.2. Propriétés des polymères

III.5.2.1. Viscosifiants

Les propriétés visqueuses conférées à l'eau par la solution d'un polymère sont dues aux interactions eau / polymères, plus les molécules sont longues plus il est difficile de les séparer et plus elles deviennent enchevêtrées.

La viscosité est due aux interactions entre les molécules des polymères et l'eau, entre les polymères eux-mêmes, et aussi entre les polymères et les solides quand ils sont présents. Ces forces

Chapitre III: Les argiles et les polymères dans les fluides de forage

qui engendrent la viscosité peuvent être interrompues par l'apport d'énergie ou de cisaillement. Il en résulte, plus le taux de cisaillement est élevé, plus la viscosité est faible.

Les solutions qui ont un tel comportement sont dites pseudo-plastiques. Ceci est le comportement d'écoulement idéal pour les fluides de forage du fait qu'une basse viscosité est nécessaire dans les zones à taux de cisaillement élevé près de l'outil et des viscosités plus élevées sont nécessaires dans des zones à taux de cisaillement plus faible dans l'espace annulaire, pour transporter les déblais vers la surface.

Le comportement rhéologique de fluidification par cisaillement est complètement indépendant du problème de la dégradation mécanique ou chimique de la chaîne du polymère pour former un dérivé à poids moléculaires plus faible avec des caractéristiques de viscosité plus faibles.

III.5.2.2. Déflocculants

Les Déflocculants ou fluidifiants dans les systèmes à base d'argiles alcalines obtiennent généralement des résultats par absorption du polymère chargé négativement sur la plaquette d'argile, neutralisant ainsi les charges positives et créant une charge négative globale. Ainsi les fluidifiants sont caractérisés par leur charge négative et leur poids moléculaire faible ; si le polymère est trop long il y a des particules entre elles et se manifestera une action de floculation.

III.5.2.3. Flocculants

Les Flocculants sont principalement caractérisés par un poids moléculaire élevé ce qui permettra aux polymères de former des liaisons de particule à particule. Les molécules de groupe ionique peuvent s'absorber plus fortement sur les sites ioniques et ainsi flocculer de façon plus efficace.

III.5.2.4. Surfactants

Les surfactants sont des polymères dans lesquels chaque molécule contient deux assemblages d'atomes ou groupe : un groupe est dit polaire s'il est attiré vers les surfactants polaires, telle que l'eau est appelé hydrophile ou groupe aimant l'eau, l'autre est non polaire, hydrophobe ou groupe haïssant l'eau. La nature du surfactant est liée au type de groupe hydrophobe ou hydrophile et à la combinaison des groupes.

Quand les groupes sont polymériques une famille complète de molécules peut être produite avec un équilibre entre les groupes hydrophobes et hydrophiles changeant progressivement de série en série.

La propriété particulière des surfactants utilisée dans les fluides de forage est la capacité de ces molécules à exister à l'interface des surfaces hydrophobes et hydrophiles. Les molécules servant de liaison entre ces surfaces réduisent l'énergie du système et le rendent stable. Par

Chapitre III: Les argiles et les polymères dans les fluides de forage

exemple, l'huile ne pourrait former par elle-même un système stable de gouttelettes d'huile au milieu de l'eau. Il faudrait appliquer de l'énergie mécanique ou un système afin de former des gouttelettes mais elles se sépareraient à nouveau après un certain temps en deux phases.

Les surfactants solubles dans l'eau, principalement de groupes polaires, tendent à donner des émulsions directes et les surfactants solubles dans l'huile, principalement de groupes non polaires, sont utilisés pour former des émulsions inverses.

Ces émulsions à l'huile ont une apparence caractéristique d'un blanc laiteux. Les émulsions inverses sont utilisées dans le cas où les roches doivent être continuellement mouillées à l'huile. Par exemple lorsque l'on fore des roches sensibles à l'eau ou lorsque l'eau risque de nuire à la productivité des roches pétrolifères.

III.5.2.5. Additifs de filtrat

Les additifs polymères peuvent affecter le filtrat essentiellement par des mécanismes différents. Un cake défloculé va se tasser pour former un cake plus mince et plus imperméable de façon à ce que les polymères qui agissent comme défloculants, tels que les CMC à basse viscosité ou les lignosulfonates, réduisent le filtrat. Si la phase liquide que l'on fait passer à travers le cake, est visqueuse, cela réduira aussi le filtrat. Ces mécanismes sont des fonctions secondaires de ces deux types de polymères et particulièrement les flocculants ou viscosifiants.

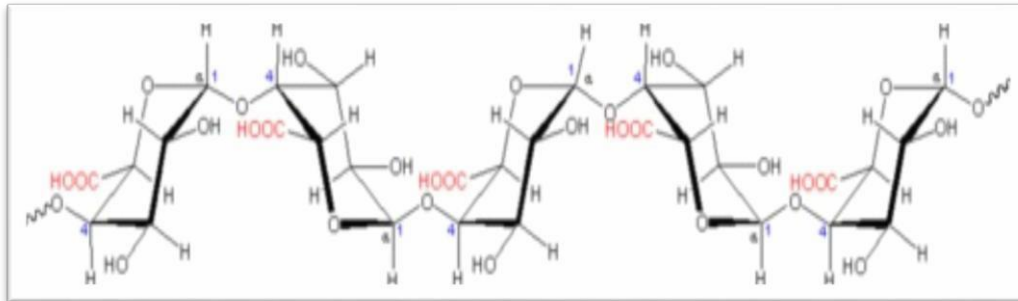


Figure III.2 : La structure d'un polymère (réducteur du filtrat) PAC LE [BASP].

III.6. Relation entre les fonctions des polymères et leurs structures générales

Le tableau suivant représente le lien existant entre les différentes fonctions des polymères et leurs principales caractéristiques : [14]

Chapitre III: Les argiles et les polymères dans les fluides de forage

Tableau III.1 : Caractéristiques et fonctions existant entre les différents polymères
[M.daddou devisions de forage 2005]

Fonction	Caractéristiques principales
Viscosité	Poids moléculaire élevé
Caractéristiques de viscosité et de gélation	Poids moléculaire élevé et structure à haute agent de ramification ou réticulation
Viscosité dans les solutions salées	Poids moléculaire élevé et types non ioniques ou anioniques à haute substitution
Déflocculation, dispersion ou fluidification	Poids moléculaire faible chargé négativement à des valeurs de PH alcalins
Flocculation	Poids moléculaire élevé avec groupe chargé pour adsorption aux argiles
Surfactant	Groupe hydrophobe et groupe hydrophile sur la molécule
Additif de filtrat	Particules à forme colloïdale

Chapitre IV :
Étude Expérimentale et
Technico-économique

IV.1.Introduction

Nous développerons dans ce qui suit :

- les performances des solutions de polymères utilisés (influencées de différents facteurs sur leur rhéologie et leurs propriétés physico-chimiques) les Effet du KCL et NAOH sur la reactivite ou bien la dispersion des argiles.
- Réduction des coûts (aspect économique).

IV.2.- Présentation du problème :

Les inconvénients de la boue à huile laisse toujours à chercher des substituions d un autre system Qui a pour but répondre aux exigences de l'environnement.

et le cout toute en préservant la stabilité de la formation au cours de forage.

Pour cela on a optez pour un system à base à eau salée saturée avec KCL polymère.

Tout en comparant avec un system à base de huile dans les mêmes conditions et une phase 12 ¼ .

Nous avons fait des test LAB tout en simulant les puits Etudiée SF 10 et SF 6 Du champs de Hassi-Messaoud.

La comparaison pratique entre les deux system et basée sur Résultats obtenu par Les rapport de forage De SF6 (service MISWACO) et SF10 (service BASP) Bien sur dans la même zone Et même phase 12 ¼.

IV.3.Méthode proposée :

Cette proposition pour la réalisation de l'intervalle de 500m à 2400m en boue à base d'eau améliorée aux polymères pour répondre favorablement à la réduction des charges et surtout à la protection del'environnement.

une boue salée saturée légère améliorée aux polymères avec un grand pouvoir d'inhibition. On entame la section avec une boue salée saturéesimple de densité 1.25 sg. Jusqu'au top de l'albien.

Elle sera améliorée avec un PHPA liquide et du KCL formant ainsi un système performant résistant aux argiles actives. La concentration en KCL sera ajustée en fonction de la fermeté des argiles forées . Vu la sensitivité de cette section, des dilutions seront additionnées en cours du forage pour permettre le maintien de la densité à 1.25 sg et avoir un pourcentage minimum de LGS.

Les équipements de traitement des solides devront être utilisés au mieux. Les toiles de vibrateurs seront choisies les plus fines possibles en fonction des débits, un mud - cleaner sera prévu pour éliminer les particules fines contenues dans laboue. et également l'utilisation d'une centrifugeuse.

Cette proposition à été suivie par des tests d'inhibition sur des échantillons prélevés des formations suivantes **BARREMIEN, NEOCOMIEN, MALM, DOGGER ARGILEUX.**

Ces échantillons ont servi au confectionnement des pastilles pour la détermination du taux de dispersion des argiles.

Les argiles testées sont celles des champs de Hassi Messaoud.

BARREMIEN (top et base). **NEOCOMIEN** (top et base). **MALM**(top et base).
DOGGER ARGILEUX (top et base).

Les pastilles d'argiles ont été confectionnées au laboratoire **CRD**.

IV. 3.1- Recommandations opérationnelles (Intervalle de 500 m @ 2400 m):

Les paramètres de ce fluide durant le forage de cet intervalle doivent répondre aux conditions suivantes.

- 1- Yield value comprise entre 18 et 24 lbs /100 ft²
- 2- Rapport Y_v/P_v supérieur à 1
- 2- Densité en circulation égale à 1.25 à 1.27 sg
- 3- La concentration en Kcl doit être de 8 à 10% en poids
- 4- La valeur du MBT doit être comprise entre 7kgs/m³ – 15 kgs/m³

Les problèmes qui peuvent surgir pendant le forage de cet intervalle sont les suivants:

- Bourrage de l'outil et du BHA.
 - Reforage lors des connexions.
 - Tirages fréquents pendant la remontée
-
- Pour assurer un bon nettoyage de l'annulaire, injecter des bouchons de balayage à haute rhéologie ($Y_v > 30\text{lbs} / 100\text{ft}^2$).
 - Contrôle régulier de la valeur de la densité à la sortie.
 - Surveiller les niveaux des bacs de circulation
 - Prétraiter la boue avec un détergent (5 litres à 10 litres/ m³) afin d'éviter le bourrage du BHA et de l'outil et éventuellement pour parer aux surpressions dans l'annulaire.
-
- Une attention particulière doit être observée pendant les fabrications des dilutions pour obtenir des valeurs de la Y_v similaires et une concentration en **Kcl** légèrement supérieure à celles du fluide en circulation (à raison de **100 Kg/m³**) pour éviter la déstabilisation des formations à base d'argiles pouvant engendrer des problèmes de type : reformation pendant les ajouts de tiges , bourrage de l'outil et coincement.
-
- La concentration en Kcl sera ajustée en fonction de la fermeté des argiles forées . En général, la diminution des déblais, de leur taille et leur tendance à s'agglomérer sont autant d'indications d'une baisse d'inhibition et donc un signe précurseur de la correction de la concentration en Kcl.
-
- Afin de renforcer la lubricité et la stabilité du système, émulsionner la boue au gas oil à raison de 3 %.
-
- Avant la cimentation ,les caractéristiques de la boue seront ajustées suivant le programme de cimentation arrêté.

IV. 3.1.2 Formulation pour 1 m³ de boue finie

Boue salée saturée simple (de 500m au top albien).

Tableau IV.1 : Formulation pour 1 m³ de bouesale saturé

PRODUITS	Kgs ou litres / m3
Antimousse	1
Carbonate de soude	0.5 @ 1.0 (selon dureté d'H ₂ O)
Soude caustique	1.00 @ 1.5 (Ph 9 à 9.5)
NaCL	365
Almidon	20
Lubrifiant	2 @ 4
Détergent	10
Drillam x 84	2 @ 4
FOD	30
Chaux	Si nécessaire (Ca ⁺⁺ < 400 mg/l)
Baryte	100

□ Le KCL ne sera ajouté et ceci jusqu'au TOP de l'albien en faible pourcentage (5 à 10%)qu'en cas de présence d'argile dans le fluide deforage

IV. 3.1.3 Caractéristiques requises :

Tableau IV.2 : Caractéristiques requises

Type de boue	Kcl / Polymère
Densité (sg)	1.25 à 1.28
Viscosité Marsh (sec)	50 @ 70
Viscosité plastique (cp)	ALAP
Yield value (lbs/100 ft ²)	18 @ 24
Gels 0 (lbs/100 ft ²)	3 @ 9
Gels10 (lbs/100 ft ²)	10 @ 20
Filtrat API (cc)	< 6
Ca ⁺⁺ (mg/litre)	□ 400
Ph	9.0 @ 10
Pb (cc . H2SO4 N/50)	positif
Pf (cc . H2SO4 N/50)	positif
Mf (cc . H2SO4 N/50)	2pf > mf
Solides (% en volume)	< 15
MBT (kgs/m ³)	<15

IV. 3.2.1 - Formulation pour 1 m³ de boue finie

Boue salée saturée améliorée au PHPA / Kcl (de 1000m à 2400m) .

Tableau IV.3 : Formulation pour 1 m³ de boue salée saturée KCL/PHPA

Produits	Kg ou litre / m ³
Antimousse	1
Carbonate de soude	0.5 @ 1.0 (selon dureté d'H ₂ O)
Soude caustique	1.00 @ 1.5 (Ph 9 à 9.5)
Nacl	280
Kcl	80 @ 100
Almidon	20
BAROLUBE	1
CONDET	10
BARAZAN D	2 @ 4
PHPA liquide	2 @ 4
FOD	30
Chaux	Si nécessaire (Ca ⁺⁺ < 400 mg/l)

IV. 3.2.2 - CARACTERISTIQUES REQUISES

Tableau IV.4 : Caractéristiques requises

Type de boue	Kcl / Polymère
Densité (sg)	1.25 à 1.28
Viscosité Marsh (sec)	50 @ 65
Viscosité plastique (cp)	ALAP
Yield value (lbs/100 ft ²)	18 @ 24
Gels 0 (lbs/100 ft ²)	4 @ 9
Gels 10 (lbs/100 ft ²)	10 @ 20
Filtrat API (cc)	< @ 4
Ca ⁺⁺ (mg/litre)	□ 400
Kcl (%)	8 @ 10
Ph	9.0 @ 10
Pb (cc . H ₂ SO ₄ N/50)	positif
Pf (cc . H ₂ SO ₄ N/50)	positif
Mf (cc . H ₂ SO ₄ N/50)	2Pf > Mf
Solides (% en volume)	< 15
MBT (kgs/m ³)	< 15

IV. 3.3.1. Procédure de fabrication et analyse de la boue KCl / Polymère

Nettoyer parfaitement les bacs , rincer les conduites de boue ,déboucher toutes les mitrailleuses de fond et de surface , remplir d'eau au repère calculé et ajouter dans l'ordre les quantités de produits nécessaires et relatives à chaque fabrication.

Antimousse , Carbonate de soude , Soude caustique , Nacl , Kcl ,Almidon , BARAZAN

Chapitre IV: Étude expérimentale et technico-économique

D, CONDET , BAROLUBE BARAZAN D sera ajouté à raison de 10 minutes le sac , l'Amidon sera ajouté à raison de 5 minutes le sac.

L'antimousse, le lubrifiant , le détergent et le PHPA pourront être introduits directement dans le circuit .

Pour déterminer la quantité exacte de détergent et de lubrifiant utilisés , établir une fiche de suivi des volumes (volumes perdus + volumes fabriqués).

IV. 3.3.2 Analyse et calcul du MBT

Mesurer 2 cc de boue dans un flacon ,ajouter 15 cc d'eau oxygénée à 3% et ajouter 1cc d'acide sulfurique 5N ,bouillir lentement (10 minutes) , ajouter 50 cc d'eau distillée ajouter 1cc de bleu de méthylène (1cc+1cc+1cc ... etc.) prélever une goutte d'échantillon sur l'extrémité de l'agitateur, déposer cette goutte sur un papier filtre, lorsque la teinture bleue s'étale pour former un anneau bleu autour de la tache initiale. Agiter le flacon 2 minutes et on dépose une nouvelle goutte sur le papier filtre si l'anneau bleu apparaît de nouveau ,le point du virage est atteint .si l'anneau bleu n'apparaît pas continuer comme précédemment jusqu'à ce qu'une nouvelle goutte le fasse apparaître après avoir agiter le flacon pendant 2minutes.

BENTONITE(lbs/bbl)=nombre de cm³ de bleu de méthylène * 5/2 (kgs/m³)=nombre de cm³ de bleu de méthylène *14.25/2

IV. 3.3.3 Détermination du KCL :

Mettre 7cc de filtrat et 3 cc de perchlorate de sodium(3% en volume) dans le premier tube gradué de la centrifugeuse , centrifuger une minute à vitesse constante (1800 tours /minute) , mesurer le dépôt du précipité ,déterminer la concentration du floc en comparant son volume à la courbe standard (voir courbe standard du Kcl).

IV. 3.3.4 Discussion sur le système

Les roches argileuses contiennent un pourcentage élevé d'illite . Ces argiles sont mieux stabilisées par les " IONS K ⁺ ". La dispersion d'une argile ou d'une ou d'une marne dans un fluide de forage se traduit par le passage dans la boue d'argile dispersée est celle qu'on arrive pas à éliminer avec les équipements d'épurations mécaniques .

La dispersibilité des argiles est réduite par certains électrolytes" KCL " et certains polymères (Bio polymères, polymères de type flocculant) et encore mieux par leur association.

Il faut noter que le "KCL" donne des résultats supérieurs à ceux obtenus précédemment avec le "Nacl ".

De par le principe même de type de boue "KCL" la phase aqueuse sera une saumure contenant du "KCL" la phase aqueuse sera une saumure autre que le KCL, dans ce cas il conviendra de s'assurer que la teneur en chlorures autres que le "KCL" permet de stabiliser la

concentration souhaitée de "KCL".

Dans certains cas il sera nécessaire de diluer la saumure avant l'adjonction du KCL .

La concentration en "KCL" est très variable , elle peut aller de 20g/l à 200g/l, elle est en fonction de la réactivité des argiles des argiles et des marnes forées (selon le test surface spécifique) . L'aspect physique des déblais permettent d'optimiser la concentration en "KCL" .

La diminution de la quantité des déblais , de leur taille et la tendance à s'agglomérer sont autant d'indication d'une baisse d'inhibition et donc signalée de traitement par

IV. 3.4.1 Test de dispersion des argiles

Quatre Formulations sont proposées pour des tests d'inhibition , le choix portera sur la formulation qui donnera un taux d'inhibition le plus élevé.

Tableau IV.5 : Caractéristiques Rhéologiques des Quatre Formulations proposées

	N°.1	N°.2	N°.3	N°.4
Eau (cc)	1000	1000	1000	1000
Na ₂ CO ₃ (grs)	1	1	1	1
NaCl (grs)	360	280	360	280
KCl (grs)	-	50	-	50
Almidon (grs)	30	30	30	30
BAROLUBE (cc)	0.5	-	-	-
CONDET (grs)	6	6	6	6
PHPA (new-drill) (cc)	-	1	-	-
Ca(OH) ₂ (grs)	1	1	1	1
Glycol % vol	-	-	-	4
Caractéristiques Rhéologiques obtenues avant Rolling				
L 600 / L 300	86 / 59	85 / 58	84 / 57	90 / 65
L 200 / L 100	46 / 30	45 / 29	44 / 28	52 / 36
L 6 / L 3	6 / 4	6 / 4	5 / 3	8 / 6
G0 / G10	5 / 6	5 / 9	4 / 8	6 / 14
Va	43	42.5	42	45
Vp	27	27	27	25
YV	32	31	30	40
Filtrat	3.5	3.7	4.4	3.1
PH	9.85	10.16	9.96	10.15
pb	0.2	0.4	0.3	0.4
Caractéristiques Rhéologiques obtenues après Rolling				
L 600 / L 300	74 / 49	95 / 62	94 / 61	82 / 54
L 200 / L 100	38 / 24	48 / 30	47 / 30	42 / 28
L 6 / L 3	4 / 3	6 / 4	5 / 3	5 / 4
G0 / G10	3 / 14	4 / 8	3 / 6	4 / 8
Va	37	47.5	47	41
Vp	25	33	33	28
YV	24	29	28	26
Filtrat	3.3	3.6	4.2	3.0
PH	7.80	8.14	7.95	8.43
pb	0.2	0.4	0.3	0.4

IV. 3.4.2 Tests de dispersions des quatre formulations proposées :

Tableau IV.6 : Tests de dispersions des quatre formulations

Formulations	Formation	Dimensions avant Rolling			Après Rolling	% de perte en Poids
		Poids (grs)	Diamètre (mm)	Hauteur (mm)	Poids (grs)	
N°. 1	Malm Top	20.9	29.76	13.89	17.5	16.26
	N. Base	20.1	30.10	14.09	17.9	10.95
N°. 2	Malm Top	20.6	30.00	13.98	20.4	0.98
	N. Base	20.0	30.03	14.15	16.1	19.5
N°. 3	Malm Top	20.6	29.70	14.47	16.9	17.96
	N. Base	20.40	30.12	14.10	17.9	12.25
N°. 4	Malm Base	18.9	29.93	12.30	15.8	16.40
	N. Base	19.8	30.00	14.05	19.7	0.5

Remarque :

- Toutes les pastilles d'argile se sont effritées en plusieurs morceaux Quelques pastilles sont restées presque intactes après Rolling.
- Les pertes en poids sont entre 0.5 % et 20 %, ce qui représente un très bon résultat.
- la formulation N°.2 est retenue suite au meilleur résultat obtenu.

IV. 3.4. 3 Augmentation de la concentration en PHPA liquide

Tableau IV.7 : Test Rhéologie Apres augmentation de PHPA

Formulation		Caractéristiques		
		BHR	AHR	
Eau (cc)	1000	L 600 / L 300	81 / 54	84 / 54
Na ₂ CO ₃ (grs)	1	L 200 / L 100	42 / 27	41 / 26
NaCl (grs)	280	L 6 / L 3	5 / 3	4 / 3
KCl (grs)	50	G0 / G10	5 / 9	4 / 8
Almidon (grs)	30	Va / Vp	40.5 / 27	42 / 30
BARAZAN D (grs)	5	YV	27	24
PHPA (liquide) (cc)	4	Filtrat	5.2	4.5
Ca(OH) ₂ (grs)	1	PH	9.65	8.61
		Pb	0.5	0.0

Remarque :

- Les sept pastilles ont été testées à 200 °F pendant 24Heures.
- Les résultats sont comme suit:

Tableau IV.8 : Tests de dispersions des quatre formulations

Type d'argile	Poids (grs)	Diamètre (mm)	Hauteur (mm)	Poids (grs)	% pertes en poids
	Etat avant Rolling			Etat après Rolling	
Malm Top	20.2	29.76	13.89	17.6	12.78
Malm Base	18.5	29.92	12.33	18.2	1.62
Dogger Top	18.2	30.03	12.75	17.9	1.64
Dogger Base	19.2	29.95	13.04	19.0	1.04
Néocomien Top	20.2	30.25	13.85	19.8	1.98
Néocomien Base	18.3	29.95	12.37	18.1	1.09
Barremien Base	19.8	29.93	13.25	19.6	1.01

Remarque :

Les résultats ci-dessus, révèlent un taux d'inhibition des argiles élevé.

IV. 3.4.4

Tableau IV.9 : Test Rhéologie Apres augmentation de Ca(OH)₂

Formulation		Caractéristiques		
		BHR	AHR	
Eau (cc)	1000	L 600 / L 300	86 / 60	83 / 54
Na ₂ CO ₃ (gr)	1	L 200 / L 100	47 / 32	42 / 27
NaCl (gr)	280	L 6 / L 3	7 / 6	7 / 5
KCl (gr)	50	<u>G0 / G10</u>	6 / 8	5 / 8
Almidon (gr)	30	Va / Vp	43 / 26	41.5 / 29
BARAZAN D (gr)	5	YV	34	25
PHPA Liquide (cc)	4	Filtrat	2.8	-
Ca(OH) ₂ (gr)	2	Pb	0.6	0.3
		YV / Vp	1.30	0.86

IV. 3.4.5 Essais de tests de dispersion après l'augmentation de Ca(OH)₂

Tableau IV.10 Essais de tests de dispersion après l'augmentation de Ca(OH)₂

Type d'argile	Poids (grs)	Poids (grs)	% pertes en poids
	BHR	AHR	
Malm Top	20.31	14.555	28.33
Malm Base	18.58	0	100
Néocomien Top	18.63	17.464	6.25
Néocomien Base	20.69	20.115	2.78
Barremien Base	19.00	0	100

Remarque :

- Le calcium libéré par la chaux détériore les polymères qui ne peuvent pas résister au delà de 400mg/l.
- L'augmentation de la dispersion des pastilles d'argiles est directement proportionnelle à la teneur en chaux.
- Cependant des quantités de soude caustique peuvent être ajoutées pour contrôler l'alcalinité.

IV. 3.4.6 Augmentation de la Concentration du KCl $KCl = 80 \text{ Kg} / \text{m}^3$

Tableau IV.11: Test Rhéologie Après augmentation de KCL

Formulation		Caractéristiques		
		BHR	AHR	
Eau (cc)	1000	L 600 / L 300	84 / 57	64 / 40
Na ₂ CO ₃ (gr)	1	L 200 / L 100	45 / 30	30 / 18
NaCl (gr)	280	L 6 / L 3	6 / 4	4 / 2
KCl (gr)	80	G0 / G10	6 / 9	3 / 8
Almidon (gr)	30	Va / Vp	42 / 27	32 / 24
BARAZAN D(gr)	6	YV	30	16
PHPA Liquide (cc)	4	Filtrat	3.6	7.4 (2.8 spurt)
NaOH (gr)	0.5	Pb	0.4	0.0
Deafomer (cc)	2	YV / Vp	1.11	0.67
Détergent (cc)	2	pH	9.48	7.66

Remarque :

- Amélioration de l'inhibition en augmentant la concentration en KCL

IV. 3.4.7 Augmentation de la concentration de NaOH :

Tableau IV.12: Test Rhéologie Après augmentation de NAOH

Formulation		Caractéristiques		
		BHR	AHR	
Eau (cc)	1000	L 600 / L 300	116 / 84	99 / 68
Na ₂ CO ₃ (gr)	1	L 200 / L 100	68 / 48	54 / 36
NaCl (grs)	280	L 6 / L 3	12 / 9	8 / 6
KCl (grs)	60	G0 / G10	10 / 17	7 / 15
Almidon (grs)	30	Va / Vp	58 / 32	49.5 / 31
BARAZAN D (gr s)	6	YV	52	37
PHPA liquide (cc)	4	Filtrat	3.5	3.7
NaOH (gr)	1	Pb	0.5	0.2
Deafomer (cc)	2	YV / Vp	1.62	1.19
CONDET (cc)	3	pH	9.72	8.76

- Les sept pastilles ont été testées à 200 °F pendant 29Heures.
- Les résultats sont comme suit:

Tableau IV.13 Essais de tests de dispersion après l'augmentation de NaOH

Type d'argile	Poids (grs)	Poids (grs)	% pertes en poids
	BHR	AHR	% Dispersion
Malm Top	20.7	17.2	16.90
Malm Base	18.4	17.7	3.80
Dogger Top	19.0	18.6	2.10
Dogger Base	19.3	18.8	2.59
Néocomien Top	19.5	18.3	6.15
Néocomien Base	19.9	18.9	5.02
Barremien Base	18.9	18.2	3.70

Remarque :

- L'inhibition est meilleur et la rhéologie est stable après Rolling.

Remarque :

Avec l'augmentation de la concentration de soude à 1 gr / L, la boue devient très stable et de même l'inhibition augmente.

IV. 3.4.8 Résultats de dispersion :

Formulation avec 70 g / L de KCl			
Echantillon	BHR (grs)	AHR (grs)	% de dispersion
Malm Top	20.2	17.3	14.35
Néocomien Base	20.3	19.7	2.95

Formulation avec 80 g / L de KCl			
Echantillon	BHR (grs)	AHR (grs)	% de dispersion
Malm Top	20.6	18.8	8.73
Néocomien Base	20.7	19.6	5.31

IV. 3.4.9 Interprétation des résultats des tests :

La proposition de la boue à base d'eau pour le forage de l'intervalle 12''1/4 oua été choisie et élaborée par des tests pilotes au laboratoire technique BASP et le laboratoire de CRD pour répondre aux exigences de l'environnement .

Les différents tests effectués aux laboratoires ont donné des résultats prometteurs. Cependant, un suivi rigoureux sur terrain doit avoir lieu afin d'obtenir les résultats escomptés.

Pour un impact économique, le fluide proposé peut être réutilisé pour la réalisation de la phase lourde suivante en éliminant simplement les polymères.

IV. 3.5.1 Comparaison Pratique (technico-économique)

Base sur le rapport Dite fin de phase pour la phase 12 ¼ entre deux puits SF6 et SF10 on a les Résultats Suivants :

IV. 3.5.1 Les Produits utilisées Sur chantier dans chaque puit SF6 et SF10:

Tableau IV.14 Les produits de boue utilisées dans la phase 12 ¼ par MISWACO.

Tableau IV.15 Les produits de boue utilisées dans la phase 12 ¼ par BASP.

Product Use and Inventory		
Products	Used	Unit
BariteBM	64.500	MT
Lime Local	5.500	MT
V.G69	0.950	MT
V.Coat	1.212	MT
V.Wet	0.816	MT
V.Thin	0.748	MT
Pipe Lax W EH	0.561	MT
Diesel	59.000	MT
OBM d=1.00sg 90/10	33.000	m3
OBM d=1.28sg 90/10	32.000	m3
OBM d=1.30sg 90/10	48.000	m3
OBM d=1.28sg 70/30	159	m3
OBM d=1.20sg 90/10	94.000	m3

Mud Products	Used
Caustic Soda	3.975
Soda Ash	4.800
DEXTRID LTE	13.300
BARAZAN D	1.725
KCI	68.000
BARITE importee	132.000
BARABLOK	0.805
BARA-DEFOAM W300	0.180
CLAY GRABBER	1.400
CLAY SEAL	13.184
PAC L	6.200
SODIUM BICARBONATE	0.450
NaCl	135.000
CONDET E	1.000
BARO LUB GOLD SEAL	0.570
GEM GP	3.520
NUTPLUG M	1.370
NUTPLUG F	1.600
MICA M	1.650
ALCAL 150/600	4.000
NUTPLUG C	0.250
MICA C	0.250
MICA F	0.750
ALCAL F20/50	2.000
ALDACIDE G	0.220

1- Les tests mesurée Sur chantier dans chaque puits SF6 et SF10:

Tableau IV.16 Les déferents tests de boue dans la phase 12 ¼ par MISWACO.

Mud Type	Sample From	OBM CONVENTIONAL				
		FL	FL	FL	FL	FL
Time	h	5:00	22:00	18:00	22:00	22:00
Depth	m	487	936	1325	2055	2237
Flowline Temp.	°F	123	135	140	135	135
Analysis Temp.	°F	150	150	150	150	150
Density In	sg	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28
Density Out	sg	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28
Funnel Viscosity	sec/qut	42	55	55	52	52
Fann 600	rpm	40	54	54	49	49
Fann 300	rpm	25	36	36	33	33
Fann 200	rpm	20	30	31	27	25
Fann 100	rpm	16	22	22	21	20
Fann 6	rpm	9	13	13	12	12
Fann 3	rpm	8	11	11	10	10
Gel10 sec.	lbs/100ft ²	8	12	12	11	11
Gel10 min.	lbs/100ft ²	10	16	16	14	14
Gel 30 min.	lbs/100ft ²					
Apparent Viscosity	cP	20	27	27	25	25
Plastic Viscosity	cP	15	18	18	16	16
Yield Point	lbs/100ft ²	10	18	18	17	17
LSYP	lbs/100ft ²	7	9	9	8	8
n		0.680	0.58	0.58	0.57	0.57
K	lbs sec(n)/100ft ²	0.366	0.941	0.941	0.95	0.95
HPHT Filtrate	cm ³ /30mn	11.00	11.00	11.00	11.00	11.00
HPHT Temp	°F	250	250	250	250	250
HPHT cake	32nd in					
Oil %		60	63	66	66	70
Water %		26	21	16	16	13
Solids %		14	16	18	18	17
Oil / Water Ratio		70/30	75/25	80/20	80/20	84/16
Sand %		0.2	0.2	0.2		
LGS (CaCo3) %						
LGS %		3.00	3.00	3.00	3.50	3.50
HGS %		9.20	9.20	9.20	6.90	8.00
Corrected Solids %		12.20	12.20	12.20	10.40	11.50
Elec.Stability	Volt	590	700	680	700	710
Pom	cc	1.80	3.00	3.00	4.00	4.00
Excess Lime	cc	6.66	11.10	11.10	14.80	14.80
Total Ca++	cc	4.00	6.40	6.4	8.40	8.40
Lime Ca++	g/l	3.60	6.00	6.00	8.00	8.00
Cl- mud	g/l	42	42	42	42	42
NaCl whole mud	g/l	69.0	69.00	69.00	69.00	69.00
NaCl Water Phase	g/l	320	320	320	320	320
Brine Density	SG	1.20	1.20	1.2	1.20	1.20
NaCl by weight %		26	26	26	26	26

Tableau IV.17 Les déférents tests de boue dans la phase 12 ¼ par BASP.

Mud Properties						
Sample Date		27/3/16	27/3/16	2/4/20 16	2/4/20 16	3/4/20 16
Time	h	7:00	23:00	13:00	15:00	23:30
Depth	m	857	990	2029	2086	2141
Flowline Temp.	°F	118	120	120	120	120
Analysis Temp.	°F	135	142	147	148	150
Density In	sg	1.33	1.33	1.35	1.35	1.35
Density Out	sg	1.34	1.34	1.36	1.36	1.35
Funnel Viscosity / Fann Readings						
Funnel Viscosity	sec/qu t	80	85	78	79	80
Fann 600	rpm	71	83	86	85	88
Fann 300	rpm	46	53	56	55	57
Fann 200	rpm	34	39	44	43	45
Fann 100	rpm	21	23	31	29	32
Fann 6	rpm	12	11	11	12	12
Fann 3	rpm	8	8	9	9	9
Gel 0 min.	lbs/10 0ft²	9	10	11	11	10
Gel 10 min.	lbs/10 0ft²	14	14	15	16	13
Gel 30 min.	lbs/10 0ft²					
Mud Rheology						
Apparent Viscosity	cP	36	42	43	43	44
Plastic Viscosity	cP	25	30	30	30	31
Yield Point	lbs/10 0ft²	21	23	26	25	26
LSYP	lbs/10 0ft²	4	5	7	6	6
n		0.63	0.65	0.62	0.63	0.63
K		0.93	0.94	1.18	1.10	1.15
Fluid Loss						
HPHT	cm³ / 30 min					
HPHT Temp	°F					
API / HPHT cake	32nd in	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
API Fitrates	cm³ / 30 min	2.60	2.60	2.80	3.00	2.40
Solids Analysis						
Oil	%					
Water	%	83	83	82	82	82
Solids	%	17	17	18	18	18
Oil / Water Ratio						
Sand	%		0.10	0.20	0.20	0.20
ASG	SG	3.37	3.36	3.29	3.30	3.30
LGS	%	3.10	3.30	4.10	4.10	4.10
HGS	%	2.90	2.87	3.13	3.14	3.14
Corrected Solids	%	6.01	5.99	7.23	7.21	7.21
Mud Chemistry						
Elec. Stability	volt					
Pom	cc	1.10	1.50	1.40	1.20	1.30
Excess Lime	g/l	4.07	5.55	5.18	4.44	4.81
Ca++ whole mud	g/l	0.08	0.04	0.20	0.16	0.16
Lime Ca++	g/l	0.62	0.84	0.78	0.67	0.73
Cl- whole mud	g/l	181.05	181.05	177.5 0	177.5 0	177.5 0
NaCl whole mud	g/l	298.73	298.73	292.8 8	292.8 8	292.8 8
Cl- water phase	g/l	191.60	192.20	190.8 0	190.9 0	190.9 0
Brine	g/l	316.20	317.1	314.8 0	315.0 0	315.0 0
Brine Density	sg	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
NaCl by weight	%	26.4	26.4	26.3	26.3	26.3
% KCl	%	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
MBT	g/l	14.00	21.00	21.00	21.00	21.00
Ph		9.5	10.0	10.0	9.5	10.0
Pf	cc	0.40	0.60	0.60	0.50	0.50
Mf	cc	0.90	1.00	1.10	0.90	0.90
0.1 N EDTA	cc	0.02	0.04	0.05	0.04	0.04
0.1 N Agno3	cc	51.00	51.00	50.00	50.00	50.00

2- Le prix du service (Boue) Sur chantier dans chaque puit SF6 et SF10:

Tableau IV.18 Le cout de la phase 12 ¼ par MISWACO.

Product Use and Inventory MISWACO				
Products	Used	Unit	Unit price	Total cost
BariteBM	64.500	MT	226.00 0	14,57 7.000
Lime Local	5.500	MT	220.00 0	1,2 10.000
V.G69	0.950	MT	3,715.3 00	3,5 29.535
V.Coat	1.212	MT	5,684.0 40	6,8 89.056
V.Wet	0.816	MT	4,149.3 70	3,3 85.886
V.Thin	0.748	MT	7,482.4 80	5,5 96.895
Pipe Lax W EH	0.561	MT	4640.5 1	2,6 03.326
Diesel	59.000	MT	149.19 4	8,8 02.446
OBM d=1.00sg 90/10	33.000	m3	389.25 0	12,84 5.250
OBM d=1.28sg 90/10	32.000	m3	429.20 0	13,73 4.400
OBM d=1.30sg 90/10	48.000	m3	429.20 0	20,60 1.600
OBM d=1.28sg 70/30	159	m3	398.41 0	63,34 7.190
OBM d=1.20sg 90/10	94.000	m3	410.19 0	38,55 7.860
Total Product Cost				\$ 195,680.45

Tableau IV.19 Le cout de la phase 12 ¼ par BASP.

Total Liquid Mud	Vol		Cost	
Mud Products	Unit Price	Used	Unit	Cost
Caustic Soda	122.253	3.975		485.957
Soda Ash	57.402	4.800		275.529
DEXTRID LTE	159.629	13.300		2,123.066
BARAZAN D	634.904	1.725		1,095.210
KCI	72.301	68.000		4,916.499
BARITE importee	19.339	132.000		2,552.716
BARABLOK	276.939	0.805		222.936
BARA- DEFOAM W300	344.940	0.180		62.089
CLAY GRABBER	494.896	1.400		692.854
CLAY SEAL	1,020.658	13.184		13,456.356
PAC L	409.650	6.200		2,539.830
SODIUM BICARBONATE	45.134	0.450		20.310
NaCl	3.208	135.000		433.067
CONDET E	105.947	1.000		105.947
BARO LUB GOLD SEAL	581.468	0.570		331.437
GEM GP	269.188	3.520		947.540
NUTPLUG M	48.243	1.370		66.093
NUTPLUG F	48.468	1.600		77.549
MICA M	48.243	1.650		79.601
ALCAL 150/600	6.992	4.000		27.968
NUTPLUG C	48.243	0.250		12.061
MICA C	48.243	0.250		12.061
MICA F	48.468	0.750		36.351
ALCAL F20/50	8.775	2.000		17.550
ALDACIDE G	503.213	0.220		110.707
Total Products Cost	Weight	398.199	Cost	30,701.282

Discussion de résultats et Conclusion :

D'après Cette comparaison (Lab Tests & Pratique a partir de Rapport de chantier) en voit bien Que le system de **boue a base eau salée saturée KCL**.

Nous a donné des résultats et caractéristique rhéologique satisfaisante qui respecte les donnés requise par la formation ainsi un taux de dispersion satisfaisant a des valeurs entre **(5.31-8.73)** par a port au valeurs du system a base a huile.

Pour le cote économique en voit bien une valeur de: **(30.701)**Dollarsqui estmoins para port

A la valeur du cout de system A base de huile.**(195.680)**Dollars. Sans oublier le cout de traitement de borbier exiger par **SONATRACH**. Nous Laisse a être pessimiste pour le choix de ce system de boue au les conditions du forage et la formation le permet avec suivit rigoureux au niveau de chantier.

Ce system a base a eau proposé peut être réutilisé pour la réalisation de la phase 8 ½ suivante en éliminant simplement les polymères.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Conclusion et recommandations

Conclusion générale

D'après cette comparaison (Lab Tests & Pratique a partir de rapport de chantier) en voit bien que le system de boue a base eau salée saturée KCl.

Nous a donné des résultats et caractéristique rhéologique satisfaisante qui respecte les donnés requise par la formation ainsi un taux de dispersion satisfaisant a des valeurs entre **(5.31-8.73)** par rapport au valeurs du system a base a huile.

Pour le cote économique en voit bien une valeur de : **(30.701)**Dollars qui est moins para port A la valeur du cout de system A base de huile. **(195.680)**Dollars

Cette étude Comparative Nous a montré que Le choix d'un system de boue pour répondre aux exigences (STABILITE-ENVIRENENMENT-COUT) est toujours possible et elle en développement continu dans le monde Reste beaucoup a faire au niveau du Domain pétrolier en Algérie ainsi le transfert de technologie et savoir faire.

Si en voit au niveau économique on obtiendra des sommes colossales qui peut être économises due au prix de service de system conventionnelle et le traitement des bourbiers

En cote environnemental en sais bien que ce system a base d'eau respect a grand pourcentage des exigences cote formations ou bien cote aquifère.

La présente recherche et bien limite et crypte à niveau de formulation des additifs utilisent mais nous souhaitons dans des prochaines recherches se base sur des produits de chimique connue et développée.

Bibliographies

Bibliographies

[1] ENSPM; formation industrie Forage; Production Gisement ; Algérie ; 2006 ; P 5-8.

[2] Khodja Mohamed; Etude des performances et considérations environnementales; Toulouse - France -2008; P 4, 5, 11,12.

[3] M.DADDOU ; Les caractéristiques physiques de la boue de forage ; SONATRACH Algérie; 2009 ; P 6, 22, 28-34, 44,45.

[4]. KRARROUBI Ratiba «Problème de coincement au niveau du turonien sur le champ de HMD» Mémoire d'ingénieur. Univ Boumerdes.2006

[5]. A. SID, Y.MAKHLOUF «Critères de choix des paramètres et la minimisation des problèmes au cours de forage, Champs Hassi Messaoud» Mémoire de Master , Univ Ouargla.2012.

[6]. D. SAADA «Choix des paramètres de forage et la minimisation du temps non productif au cours de forage Cas : Hassi Messaoud» Mémoire de Magister .Univ. Ouargla2013

[7] A.HENTZ ; Forage rotary traduits de l'anglais sous la responsabilité de P.Motard Institute française du pétrole ; 1972.

[8] . Bellatach « traitement des rejets généré sur les puits2012.

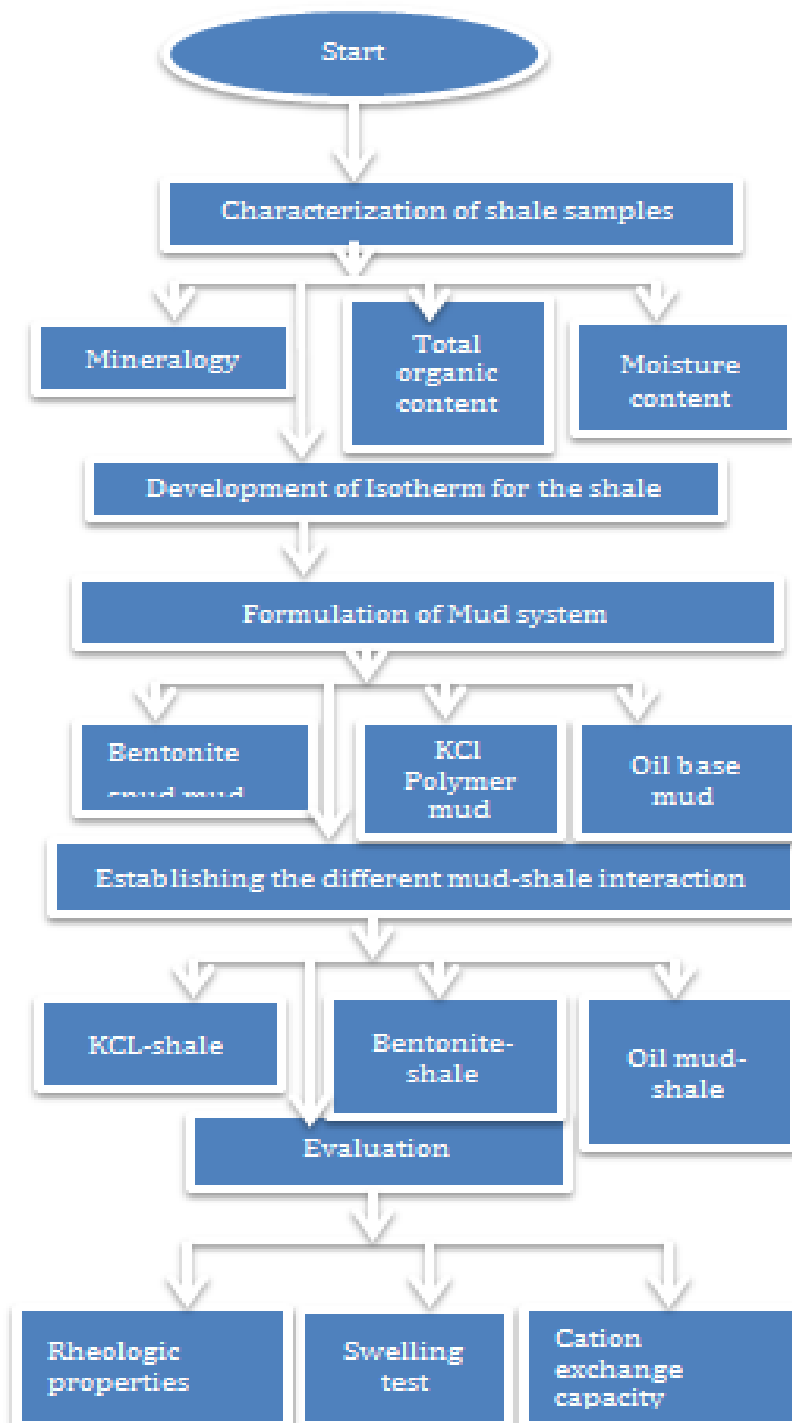
[9] . J.F.Mercier, E.Marechal « chimie des polymères » presse polytechnique et universitaire romande

[10] . BASP drilling fluides engineering

[11] . diaporama de boue de forage(2012)

[12] . fluide de perforation et filtrespresse(2012)

Annexes



La méthodologie Suivi pour évaluer le comportement argile-Boue

Programme de forage puits type de la phase 12 1/4 Hassi-Messaoud:

Elle s'étant du sabot du 13^{3/8} dans le dogger lagunaire jusqu'à environ 20m avant le repère G35. Le principal but de cette phase est d'isoler les terrains du Jurassique (du Dogger lagunaire au Trias argileux) où une boue de densité 2,00 à 2,07 est nécessaire pour tenir les bancs d'argile fluentes du TS2.

Dans le cas des puits horizontaux, elle se compose de deux sections une section verticale allant jusqu'au KOP situer généralement dans le TS3 suivis d'une section buld up jusqu'à la fin de laphase.

Le tubage est fait avec du 9^{5/8} cimenté avec un seul laitier jusqu'à 300m au- dessus du sabot de 13^{3/8}.

Fluide de forage:

C'est une boue à émulsion inverse (85/15). Densité initiale 1,90-2,00, augmentée à 2,02-2,07 avant le LD2. Elle doit avoir les propriétés suivantes:

Densité	Fun viscosité	Yield point	Gels	HPHT FL	ES	LGS	NaCl	OWR
Sg	Sec/qt	Ib/100ft ²	10sec/10mn	cc/30mn	Volts	%	%	
1.90 - 2.06	50 - 55	10 - 14	12 / 16	< 10	>1000	< 5	26	85/15

Tableau. 1.3 : Propriété de la boue de la phase 12^{1/4},

Parametre de forage:

Pour la partie verticale, les paramètres sont généralement les suivant: Debit: 2600l/min
Poid : 15-20 tonnes Rotation 110-180tr/min

Dans la partie dévier le choix des paramètres dépend des équipements de déviation et reviens au déviateur de les choisir.

Problèmes particulier prévue:

Trois problèmes doivent être principalement prévus lors de cette phase à savoir: les risques de venue d'eaux dans les niveaux du Lias Dolomitique (LD2), les coincements à cause des argiles fluentes dans le Lias salifère (LS2) et le Trias Salifère (TS2) qui nécessitent parfois une augmentation de la densité à plus de 2.05 , et des pertes dans le TAG lors des cimentations des casings 9^{5/8} ,bien que ces couches soient normalement plus bas que la cote de pose du sabot, il arrive que des fractures soient provoquées par la densité élevée des boues utilisées sur cette phase comme peu le maître en évidence les teste FIT effectué avant chaque cimentation de casing9^{5/8}.

Aspect Environnemental de la boue à huile :

On sait que le fluide de forage à base d'eau ne peut pas être réutilisé, aussi il n'est pas une source de pollution, par contre le fluide de forage à base d'huile peut influencer sur l'environnement vu sa décantation et son stockage dans des bassins spéciaux dits "bourbiers". [11].

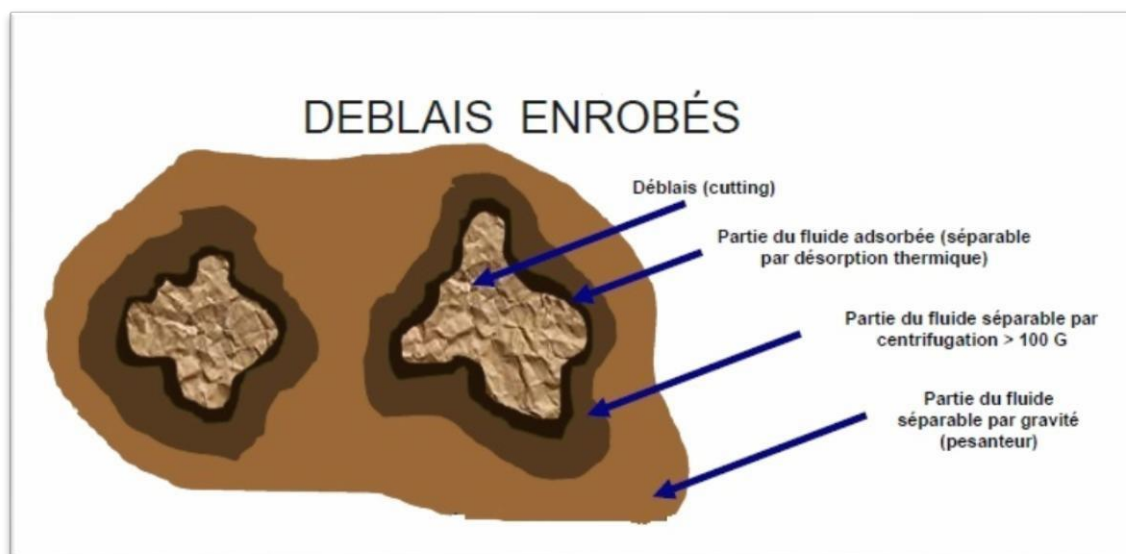


Figure IV.1 : La forme de déblais enrobés par le fluide de forage

[traitement des rejets ; Samira bellatache 2013].

Définition des bourbiers

Dans le domaine de l'exploitation pétrolière, une panoplie des produits chimiques est employée dans la formulation des boues de forage. Ces composés de natures différentes et dont la toxicité et la biodégradabilité sont des paramètres mal définis, sont cependant déversés dans la nature.

En plus des hydrocarbures (HC, tels que le gazoil) 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 ».



Figure IV.2: Photo de Bourbiers étanche avant le forage.



Figure IV.3 : Photo de Bourbiers après une opération de forage.

[Les fluides de forage à base d'huile, Bellahbib ; 2012]

Influences des bourbiers sur l'environnement

Les bourbiers (cuttings) sont principalement contaminés par des hydrocarbures (gazoil 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 :

A. 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, cette contamination peut se faire:

- 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.
- en cours de forage, la contamination se traduit par le contact de deux fluides de caractéristiques rhéologiques différentes (mélange d'un fluide de formation traversée et la boue de forage en question).
- une mauvaise cimentation peut provoquer des pertes de laitier de ciment dans les formations et une venue de fluide de formation.
- par infiltration des hydrocarbures en développement.
- le stockage non conforme des produits chimiques utilisés pour les différents fluides peut provoquer une contamination des sols donc des aquifères de surface.

B. Opération de production surpuits

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

- lors des déversements d'hydrocarbures volontaires en surface (dégorgement des puits ou lors d'opérations de snubbing de work over, etc.....).
- des fuites d'hydrocarbures dues aux détériorations et à la corrosion des tubages et casing;
- des résidus de pertes de fracturation, d'acidification, etc. Pendant les opérations spéciales;
- des rejets de produits de pertes issues de l'opération d'évaluation du réservoir;
- des rejets de produits utilisés pour l'entretien des puits et des installations de production.[12]

En résumé, on peut regrouper ces paramètres dans le tableau suivant :

Tableau IV.20 : les différents aspects de comparaison entre les deux systèmes de boue. [Melaz et Gussoum, 2015]

Aspects	SystèmeWBM	SystèmeOBM
Terrain	Mort	Réservoir
Coût	moins cher	Plus cher
Environnement	n'est pas polluant	Polluant
Risque	moins de risques	Beaucoup de risque
Saleté	N'est pas salé	Salé
Contamination	N'est pas contaminant	contaminant
Stockage	N'est pas stocké	Stocké
Transport	N'est pas transporté	transporté

Annexe 04 : informations de forage de puits SF10

HMD		Well : SF10 Section: 12"1/4		END OF SECTION FILE WBM Salt Saturated Mud				Mud Cie: Contractor: Rig N°:		BASP ENTP TP222		BASP Boroid Algeria de Services aux Puits		
Hole Info							RECEIVED MUD	Unit Price	Used	Unit	Cost			
Start date	3-25-2016	Dlg days	15.00	MD section Top m	36	D.Vol m³	141	Previous Section Mud	4.458		m³			
TD date	4-8-2016	Av.ROP m/h	10.13	MD section Dpth m	22	Csg/Line	9"5/8-47#	From Rig/Well :			m³			
End date	4-13-2016	Tot days	20	Section length m	18	Top Liner		Brine			m³			
Solid Control Equipment				TIMING										
Shakers	Screens	Hrs		Opt	Hrs	Opt	Hrs							
DERRICK	4 x API 100	360		Drilling	184	Csg./Liner	42							
DERRICK	4 x API 100	345		Reaming	3	Cement	6							
				Coring		Waiting								
				Circulate	17	BOP'S	14							
Hydrocyclone	Screens	Cones	Hrs											
Mud Cleaner	4 x API 100	2 x 20	261	Tripping	138	DST								
Desander		12 x 3		Test	3	Fishing								
Centrifuges	Speed	Feed	Hrs	Rig Rep/Scce		Abandon.		Total Liquid Mud	Vol		Cost			
Derrick	2500	3 m³/h	118	Slip D.Line		Completion								
Derrick	2000	3 m³/h	118		20	Well Contr		Return & Trans Mud	Unit Price	Used	Unit	Cost		
								Transferred to Rig:			m³			
								To next section			m³			
Volume Inventory														
Mud Additions m³						Mud Losses m³								
Previous Section Mud						Surface	4	Left in hole						
Rod from LMP						Shaker	27	Dumping	221					
Rod from finished wells						Dess/M.Cleaner	29	Settling						
Dry Volume						Centrifuge	41	Cut back sg						
Water Volume						Coating	130	Burned						
Diesel Volume						Down hole	45	Recoverd f/dryer		Total Liquid Mud	Vol	Cost		
						Tripping	23	Gain		Mud Products	Unit Price	Used	Unit	Cost
Total Handled Volume m³						Total Lost Volume m³			520					
Backloaded Volume m³						Re-usable Volume m³				Caustic Soda	122.253	3.975	485.957	
										Soda Ash	57.402	4.800	275.529	
Mud Properties														
Sample Date		27-3-16	27-3-16	2-4-2016	2-4-2016	3-4-2016	DEXTRID LTE	159.629	13.300	2,123.066				
Time	h	7:00	23:00	13:00	15:00	23:30	BARAZAN D	634.904	1.725	1,095.210				
Depth	m	857	990	2029	2086	2141	KCI	72.301	68.000	4,916.499				
Flowline Temp.	°F	118	120	120	120	120	BARITE importee	19.339	132.000	2,552.716				
Analysis Temp.	°F	135	142	147	148	150	BARABLOK	276.939	0.805	222.936				
Density In	sg	1.33	1.33	1.35	1.35	1.35	BARA-DEFOAM W300	344.940	0.180	62.089				
Density Out	sg	1.34	1.34	1.36	1.36	1.35	CLAY GRABBER	494.896	1.400	692.854				
							CLAY SEAL	1,020.658	13.184	13,456.356				
Funnel Viscosity / Fann Readings														
Funnel Viscosity	sec/qt	80	85	78	79	80	PAC L	409.650	6.200	2,539.830				
Fann 600	rpm	71	83	86	85	88	SODIUM BICARBONATE NaCl	45.134	0.450	20.310				
Fann 300	rpm	46	53	56	55	57	CONDET E	3.208	135.000	433.067				
Fann 200	rpm	34	39	44	43	45	BARO LUB GOLD SEAL	105.947	1.000	105.947				
Fann 100	rpm	21	23	31	29	32	GEM GP	581.468	0.570	331.437				
Fann 6	rpm	12	11	11	12	12	NUTPLUG M	269.188	3.520	947.540				
Fann 3	rpm	8	8	9	9	9	NUTPLUG F	48.243	1.370	66.093				
Gel 0 min.	lbs/100ft²	9	10	11	11	10	MICA M	48.468	1.600	77.549				
Gel 10 min.	lbs/100ft²	14	14	15	16	13	ALCAL 150/600	48.243	1.650	79.601				
Gel 30 min.	lbs/100ft²						NUTPLUG C	6.992	4.000	27.968				
								48.243	0.250	12.061				
Mud Rheology														
Apparent Viscosity	cP	36	42	43	43	44	MICA C	48.243	0.250	12.061				
Plastic Viscosity	cP	25	30	30	30	31	MICA F	48.468	0.750	36.351				
Yield Point	lbs/100ft²	21	23	26	25	26	ALCAL F20/50	8.775	2.000	17.550				
LSYP	lbs/100ft²	4	5	7	6	6	ALDACIDE G	503.213	0.220	110.707				

n		0.63	0.65	0.62	0.63	0.63						
K		0.93	0.94	1.18	1.10	1.15						
Fluid Loss												
HPHT	cm³ / 30 min											
HPHT Temp	°F									DIESEL		
API / HPHT cake	32nd in	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	Total Products Cost	Weight	398.199	Cost	30,701.282	
API Filtrate	cm³ / 30 min	2.60	2.60	2.80	3.00	2.40	Sec & Equipments	Unit Price	Used	Unit	Cost	
Solids Analysis												
Oil	%						Day Mud Engineer	19.349	20		386.979	
Water	%	83	83	82	82	82	Night Mud Engineer	16.124	20		322.483	
Solids	%	17	17	18	18	18	Day SCE Operator	19.349	20		386.979	
Oil / Water Ratio							Night SCE Operator	14.512				
Sand	%		0.10	0.20	0.20	0.20	Cabine laboratoire Drilling Fluids	3.628	20		72.559	
ASG	SG	3.37	3.36	3.29	3.30	3.30	Centrifugeuse "High Speed" stb	10.481	9		94.326	
LGS	%	3.10	3.30	4.10	4.10	4.10	Centrifugeuse "Low Speed" stb	10.481	20		209.614	
HGS	%	2.90	2.87	3.13	3.14	3.14	Centrifugeuse "High Speed" opt	20.961	11		230.575	
Corrected Solids	%	6.01	5.99	7.23	7.21	7.21	Helper	4.031	50		201.552	
Mud Chemistry												
Elec. Stability	volt						Diesel Storage Tank & Pump	0.081	1710		137.860	
Pom	cc	1.10	1.50	1.40	1.20	1.30	Mud storage Tank	0.087	2080		181.667	
Excess Lime	g/l	4.07	5.55	5.18	4.44	4.81						
Ca++ whole mud	g/l	0.08	0.04	0.20	0.16	0.16						
Lime Ca++	g/l	0.62	0.84	0.78	0.67	0.73						
Cl- whole mud	g/l	181.05	181.05	177.50	177.50	177.50						
NaCl whole mud	g/l	298.73	298.73	292.88	292.88	292.88						
Cl- water phase	g/l	191.60	192.20	190.80	190.90	190.90						
Brine	g/l	316.20	3.17.1	314.80	315.00	315.00						
Brine Density	sg	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20						
NaCl by weight	%	26.4	26.4	26.3	26.3	26.3						
% KCl	%	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0						
MBT	g/l	14.00	21.00	21.00	21.00	21.00						
Ph		9.5	10.0	10.0	9.5	10.0						
Pf	cc	0.40	0.60	0.60	0.50	0.50						
Mf	cc	0.90	1.00	1.10	0.90	0.90						
0.1 N EDTA	cc	0.02	0.04	0.05	0.04	0.04						
0.1 N Agno3	cc	51.00	51.00	50.00	50.00	50.00						
COST ANALYSIS												
Description											Cost	
Total Brut Phase Cost											33,458.332	
Brut Cost by m³ of Mud											64.343	
Total Real Phase Cost											33,458.332	
Real Cost by m³ of Mud											64.343	
Real Cost by meter drilled											17.998	
Real Cost by m³ drilled												
MUD ENGINEERS	B.KEHA / E.HEUMISSI / M.TAFER / A.E.LAIFA						Coordinators:			Dj. BAKINI		

OPERATIONS SUMMARY:

Started drilling 12 1/4" hole section with Salt saturated Hydroguard mud $d=1.33$ sg from 333 m to TD 2222 m. Performed first Logging operation, set at 958 m and failed to pass through . Made a wiper trip and work the tight spot several times. Increased the mud weight to 1.35 sg. Run again wire line logs successfully. Run & Cement 9 5/8" casing as per program.

CEMENT JOB:

- * Pump 10m³ spacer $d=1.36$ sg + 43.95 m³ Lead slurry 1.37 sg + 38.32 m³ Tail slurry $d= 1.90$ sg.
- * Displace with 83.9 m³ of WBM at 1.35 sg.
- * No losses occurred while running casing, cementing and displacing cement.

DRILLING PROBLEMS ENCOUNTERED:

- * Stuck pipe at 1004 m and noticed a down hole losses of 18 m³ mud.
- * Recorded a partial down hole losses of 1 m³/h at 2029 m.
- * Soft backreaming & work interval f/1609 m up to 1004m.

* SOLUTIONS ADOPTED:

- * Work string down till get free and spotted 6 m³ LCM pill at the Aptien formation at 1190 m .
- * pumped 10 m³ LCM pill at 600 kg/m³ to occur losses.
- * Swept hole with low Vis pill followed by high dense pill.

MUD:

- * Diluted active system with fresh mud to maintain mud parameters as per program
- * Treated out calcium and enhance alkalinity with soda ash and caustic soda while drilling the Anhydrate.
- * Maintained the KCl / Clay seal / Clay Grabber concentrations while drill out the clays formation to ensure the good inhibition and shale stabilization.

RECOMMENDATION :

- * A concentration of 5% KCL and 11.5 kg/m³ Clayseal is programmed and should be maintained in the system to ensure good inhibition of the shale unless hole conditions require higher concentration.
- * The inhibitor concentrations (the K⁺ ion) are to be maintained stable all the way down and may be increased to

Annexe 05 : informations de forage de puits SF06

		OBM END OF INTERVAL REPORT 12 1/4" Section												
Rig: TP-212							We II: SF-6					Interval :12"1/4		
LastCsg: End Interval status:		Csg 13" 3/8 @ Csg 09" 5/8 @		331 m 2227 m		Date:		Report Number: 15 to 33			Interval days Open hole vol :		19 Days 144 m3	
Mud Type		OBM CONVENTIONAL					Solids Treatments					Drill Data		
Sample From		FL	FL	FL	FL	FL	DERRICK - 1					Drilling / Coring		109.00 hr
Time		h	5:00	22:00	18:00	22:00	DERRICK - 2					Run csg		39.25 hr
Depth		m	487	936	1325	2055	Mud Cleaner					Cementing/Drill out cement		5.50 hr
Flowline Temp.		°F	123	135	140	135	Centrifuges (414+518)					N/U BOP & Test/Rig repair		31.00 hr
Analysis Temp.		°F	150	150	150	150						Circulate/Displacement		36.00 hr
Density In		sg	1.28	1.28	1.28	1.28						Logging		21.00 hr
Density Out		sg	1.28	1.28	1.28	1.28	Mud received from LMP					Tripping		85.50 hr
							Mud received from 16"					Rig-up/down /Bit Service		26.00 hr
Funnel Viscosity		sec/gut	42	55	55	52						Others		102.75 hr
Fann 600		rpm	40	54	54	49						ROP		17.39 m/h
Fann 300		rpm	25	36	36	33	Dry Volume					Shaker		6 m3
Fann 200		rpm	20	30	31	27	Water					Mud Cleaner		11 m3
Fann 100		rpm	16	22	22	21	Diesel					Centrifuges		13 m3
Fann 6		rpm	9	13	13	12	Total Volume Handled					Encapsulation/clean pits		114 m3
Fann 3		rpm	8	11	11	10	OBM Backloaded to LMP					Run csg /Tripping+Dumped		33 m3
Gel10 sec. lbs/100ft²			8	12	12	11	Reusable Volume :					Total Loss:		177 m3
Gel10 min. lbs/100ft²			10	16	16	14	Product Use and Inventory							
Gel 30 min. lbs/100ft²							Products		Used	Unit	Unit price	Total cost		
							BariteBM		64.500	MT	226.000	14,577.000		
Apparent Viscosity		cP	20	27	27	25	Lime Local		5.500	MT	220.000	1,210.000		
Plastic Viscosity		cP	15	18	18	16	V.G69		0.950	MT	3,715.300	3,529.535		
Yield Point		Ibs/100ft²	10	18	18	17	V.Coat		1.212	MT	5,684.040	6,889.056		
LSYP		Ibs/100ft²	7	9	9	8	V.Wet		0.816	MT	4,149.370	3,385.886		
n			0.680	0.58	0.58	0.57	V.Thin		0.748	MT	7,482.480	5,596.895		
K		lbs sec(n)/100ft²	0.366	0.941	0.941	0.95	Pipe Lax WEH		0.561	MT	4640.51	2,603.326		
							Diesel		59.000	MT	149.194	8,802.446		
							OBM d=1.00sg 90/10		33.000	m3	389.250	12,845.250		
HPHT Filtrate		cm³/30mn	11.00	11.00	11.00	11.00	OBM d=1.28sg 90/10		32.000	m3	429.200	13,734.400		
HPHT Temp		°F	250	250	250	250	OBM d=1.30sg 90/10		48.000	m3	429.200	20,601.600		
HPHT cake		32nd in					OBM d=1.28sg 70/30		159	m3	398.410	63,347.190		
							OBM d=1.20sg 90/10		94.000	m3	410.190	38,557.860		
Oil		%	60	63	66	66	Total Product Cost					\$ 195,680.45		
Water		%	26	21	16	16	SERVICES							
Solids		%	14	16	18	18								
Oil / Water Ratio			70/30	75/25	80/20	80/20	Mud Engineer Lead		19	Day	410.000	7,790.000		
Sand		%	0.2	0.2	0.2		Mud Engineer Night		19	Day	200.000	3,800.000		
LGS (CaCo3)		%					Solid Control Engineer Day		19	Day	285.000	5,415.000		
LGS		%	3.00	3.00	3.00	3.50	Solid Control Engineer Night		19	Day	175.000	3,325.000		
HGS		%	9.20	9.20	9.20	6.90	Mud Lab		19	Day	80.000	1,520.000		
Corrected Solids		%	12.20	12.20	12.20	10.40	Centrifuges Oper		07	Day	500.000	3,500.000		
							Centrifuges(414+518) StBy		12	Day	300.000	3,600.000		
							Graco gun		17	Day	40.000	680.000		
Elec.Stability		Volt	590	700	680	700	MISWACO diesel Tank (65 m3)		19	Day	73.450	1,395.550		
Pom		cc	1.80	3.00	3.00	4.00	OBM Trucking Cost		366.00	each	72.200	26,425.200		
Excess Lime		cc	6.66	11.10	11.10	14.80	Trucking Cost (Truck 6x4) x380Km		74.2870	each	40.964	3,043.093		
Total Ca++		cc	4.00	6.40	6.4	8.40	Diesel trucking cost LMP to Rig		59.0000	each	51.3000	3,026.700		
Lime Ca++		g/l	3.60	6.00	6.00	8.00	Skikda Diesel Trucking cost		304.78	each	51.611	15,730.001		
Cl- mud		g/l	42	42	42	42	Total Services Cost					\$ 79,250.54		
NaCl whole mud		g/l	69.0	69.0	69.00	69.0	Total Product & Services					\$ 274,930.99		
NaCl Water Phase		g/l	320	320	320	320						-		
Brine Density		SG	1.20	1.20	1.2	1.20	OBM Transferred to 8"1/2		-238	m3	662.484	-157,671.265		
NaCl by weight		%	26	26	26	26	Exact Phase Price					432,602.253		
							Price		by m' mud		by m drilled		by m' drilled	
							\$		1042.415		228.166		3000.602	

Operation History Summary:

Rig up 5" DP & m/up & run 12" 1/4 BHA in cased hole+Displace Bentonitic Mud d=1.05sg by OBM Mud d=1.28sg+Drill out cement and float shoe. Drilling 12" 1/4 section from 1445m to 1614m. Pull up with back-reaming, set 2 water slugs & work string after several times String free POOH w/ circulation f/ 722 to 597m. POOH freely f/ 597m to 331m. RIH to 597m. RIH w/ reaming f/ 597m to 815m. RIH f/ 815m to 1614m freely. Continue drilling 12 1/4" section from 1698m to 2238m * stuck pipe at 2238m. Try to unstuck string, Pump 04 m3 of heavy slug followed by 8 m3 of low-vis and 04 m3 of heavy slug $\gamma_p > 30$ and works string (Without success. Pump 2 Acid plugs for unstuck string, works string (without success). Circulate in order to increase mud weight f/1.28 sg to/1.36 sg (No losses). Pumped water slug at 2238m, works string (without success). Pumped 10 m3 of spotting fluid (Diesel + Pipe lax) for freeing string, works string and try to rotate string, After several times rotate arrived & pull @ 2224 m, string get free, total waiting for unstuck string (03,7days) circulation clean hole, Observed the lot cutting of caving in shaker (shale. POOH 12" 1/4 drill string, Backreaming from 2238 m to 2038 m.

POOH freely from 2038 m to CSG shoe. logging operation: Set logging tools at 2093 m three attempt to confirm passage, no success, Decide run wiper trip with washing down & reaming*Hard reaming f/2210 to 2234m. PULL 12 "1/4 wiper trip BHA -Freely-. Logging operation. RUN 9"5/8 47# P110 BTC CSG IN HOLE. Perform 9"5/8 cement job,pump 5m3 diesel folowed by 10m3 of spacer d=1.37 and mix & pump 39,6m3 of lead slurry 1,38 sg followed by 37,5m3 of tail slurry 1.90sg, displace with rig pumps by 85m3 of OBM d=1,36, got final bump after 84,1m3 pumped. test 9"5/8 casing @3000 psi -ok-. Mud Maintenance (Preparation & Treatment):

- * Displace Bentonitic Mud d=1.05sg by OBM Mud d=1.28sg.
- *Dilution with fresh OBM to control LGS and keep MW as per program
- * Treated active system W/Versa-wet, V-coat & Lime to improve ES and alkalinity.
- * Treated active system W/ Versatrol to reduce filtrate.
- * Reduced mud rheology with Versathin @ 9" 5/8 CSG shoe prior to run CSG.

Major Mud Properties Review:

The yield point monitored between 12-16 lb/100ft² to ensure good hole cleaning. The OWR increased f/70/30 to 80/20 by dilution with fresh mud 90/10.

LGS didn't exceed 5% by running all solid control eqpts.

Solids control Equipment (status & Recommendation):

- *Used screen for Shale shakers Derrick : 1*HP 100.
- *Run mud cleaner & both centrifuges in barite recovery mode to keep LGS ALAP.

Formation losses/Down Hole Losses):

- *No losses.

Other Major problems, Challenges Encountered & Areas of Concern:

- *Stuck pipe at 2238m.
- *Set logging tools at 2093 m three attempt to confirm passage, no success.
- *Run wiper trip Hard reaming f/2210 to 2234m

Recommendation & Areas for Improvement on Future Well:

- *None.

Abstract

In petroleum drilling operations, crossing shale formations in 12 1/4 phase poses problems whose solution is strongly related to the understanding of shale -drilling fluid interactions. Due to the lack of performances of water-based fluids (WBM) faced with shale problems, emulsified oil based fluids (OBM) afforded significant improvements. However, the main technical difficulty lies in the treatment of the pollution generated by these emulsions. The present work intends to compare a maximum of laboratory data, hopefully, will bring a contribution to resolve practical problems. This comparative study of two drilling fluid systems aims to select the adequate system for inhibition of clay at the Hassi Messaoud field

Keywords : Oil drilling fluids, comparative, clay formation

Résumé

La nature des terrains traversés, la température et l'humidité sont des paramètres influents sur les fluides de forage lors de forage d'un puits. Lors des forages pétroliers, la traversée des formations argileuses qui est la phase 12 pose^{1/4} des problèmes dont la résolution est étroitement liée à la compréhension des interactions argile-fluide de forage. Vu les imperfections des fluides à base d'eau (WBM) face aux problèmes des argiles, les systèmes de fluides émulsionnés à base d'huile (OBM) ont apporté des améliorations significatives. Cependant, la pollution qu'ils engendrent rend indispensable un traitement des boues usagées. Au cours de ce travail, nous avons voulu confronter le maximum de données de laboratoire à des données effectives dans l'espoir d'apporter une contribution à la résolution des problèmes réels. Cette étude comparative des différents systèmes de fluide de forage a prouvé que en peut avoir une alternative de système adéquat pour l'inhibition de l'argile au niveau du champ de Hassi Messaoud.

Les mots clé : boue de forage pétrolier, comparaison, formation d'argile.

الملخص:

ان طبيعة الطبقات والحرارة والرطوبة خصائص مؤثرة على سوائل الحفر عند عملية الحفر الابار البترولية، اجتياز الطبقات الطينية في المجال 12 يعد مشكلة يعتبر حلها هو فهم التماس الطين سائل الحفر اعطى نظام سائل الحفر () الزيتي نتائج جيدة في استقرار البئر ولكن طبيعته الملوثة وسعر التكلفة العالي اخذنا الى دراسة مقارنة مع نظام سائل الحفر المائي استخلاص النتائج لمعالجة المشاكل التي تعيق عملية الحفر في هذه المنطقة من الطبقات.

الكلمات المفتاحية: وسائل الحفر البترولي، مقارنة، طبقة طينية.