

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures, énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers

Département de Forage et Mécanique des Chantiers Pétroliers

**MEMOIRE DE FIN D'ETUDE
Pour obtenir le Diplôme de Master**

Option : Forage

Présenté Par :

KHEZZAREN Hamid

-THEME-

Contribution à l'étude de La boue à base d'Aphron

Soutenue le : 16 / 06 / 2019

Jury :

Dr. REZAIGUIA Issam	M.C.A UKMO	Président
Dr. ABIDI SAAD Aissa	M.C.A UKMO	Rapporteur
Dr. BOUHADA Mebarka	M.C.B UKMO	Examineur

2018/2019

SOMMAIRE

Sommaire	
Résumé	
Dédicaces	
Remerciements	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Abréviations	
Introduction Générale.....	i
Chapitre I : Généralités sur la boue de forage	
I.1. Introduction	01
I.2. Généralités sur les boues de forages.....	01
I.2.1. Définition.....	01
I.2.2. Composition.....	01
I.2.3. Rôles.....	01
I.3. Types de boues.....	02
I.3.1. Boue à base d'eau.....	03
I.3.2. Boue à base d'huile.....	03
I.3.3. Autres types de boues.....	03
I.4. Les produits à boue.....	03
I.5. Les propriétés physico-chimiques de la boue.....	07
I.6. Conclusion.....	09
1. Chapitre II : Les problèmes de forage	
II.1. Introduction.....	10
II.2. Comment choisir le système de boue ?	10
II.3. Problèmes de forage dues aux fluides de forage.....	10
II.3.1. Pertes de circulation.....	11
II.3.2. Instabilité des parois.....	26
II.4. Conclusion.....	16
2. Chapitre III : Généralités sur l'Aphron	
III.1. Introduction.....	21
III.2. Historique.....	21
III.3. Généralité sur l'Aphron.....	21
III.3.1. C'est quoi l'Aphron?	21
III.3.2. Structure et stabilité.....	22
III.3.3. Diamètre des Aphrons.....	24
III.3.4. L'Aphron Based Mud.....	25
III.3.5. Comment l'Aphron Based Mud agit-il ?	29

SOMMAIRE

III.4. Expériences sur quelques chantiers dans le monde.....	31
III.5. Conclusion.....	32
3. Chapitre IV : Etude de cas	
IV.1. Introduction.....	33
IV.2. Etudes de cas.....	33
IV.2.1. Moyen orient	33
IV.2.2. Yémen.....	44
IV.3. Analyse et discussion.....	50
IV.4. Les puits OKN66 et OKN530.....	51
IV.5. Conclusion.....	52
4. Conclusion Générale et Recommandation	53
5. Bibliographies	

RESUME

ملخص

تجعل مشاكل الحفر (ضياع سائل الحفر، انسداد وعدم استقرار جدار البئر) من الحفر باهظة الثمن وعرضه للغاية للمخاطر ، التي يسببها طين الحفر المستخدم بشكل مباشر أو غير مباشر .
يعتبر أفرونأي سياسحلاً قوياً لبعض المشاكل خلال عملية الحفر، مثل ضياع سائل الحفر داخل مسام أو كسور جدار البئر، من خلال خلق بيئة دقيقة ريولوجية ولزوجة للميكروفقاعات النشطة أثناء الغزو في مسام أو كسور جدار البئر، وخاصة في الخزانات المكسورة ذات الضغط المنخفض أو الظروف الجيولوجية والتقنية حساسة للغاية. تم استخدام هذا النظام بنجاح في أكثر من 300 بئر حول العالم (كندا والولايات المتحدة الأمريكية وفنزويلا واليمن ... إلخ)
من خلال هذا العمل ، نحاول بدء دراسة تحليلية لبعض الحالات في العالم (الشرق الأوسط واليمن) واستخلاص استنتاج حول إمكانية تطبيقه في الجزائر
المفتاحيةالكلمات: طين الحفر ، ضياع سائل الحفر، أفرون

Résumé

Les problèmes de forage (pertes de circulation, coincements et instabilité des parois) rendent le forage coûteux et très vulnérable au risque de sécurité, provoqués d'une manière directe ou indirecte par les systèmes de boue utilisés.

L'AphronICS est une solution performante pour remédier certains problèmes tel que les pertes de circulation, en créant un microenvironnement rhéologique et visqueux de microbulle énergétique (Aphrons) lors de l'invasion dans les pores ou fractures des formations, surtout dans les réservoirs fracturés à faible pression ou les conditions géologiques et techniques sont très sensibles. Ce système a été utilisé avec succès dans plus de 300 puits dans le monde (Canada, USA, Venezuela, Yémen...etc.).

Dans le cadre de ce travail, nous essayons d'entamer une étude d'analyse de certains cas dans le monde (Moyen Orient et Yémen) et d'en tirer une conclusion sur la possibilité de son application en Algérie.

Mots Clés: Boue de forage, Pertes de circulations, Aphron

Abstract

Drilling problems (loss of circulation, wall stuck and instability) make drilling expensive and highly vulnerable to safety risks, caused directly or indirectly by the mud systems used.

AphronICS is a powerful solution to remedy certain problems such as circulation losses, by creating a rheological and viscous microenvironment of energetic micro-bubbles (Aphrons) during invasion into the pores or fractures of formations, especially in fractured reservoirs at low pressure where geological and technical conditions are very sensitive. This system has been successfully used in more than 300 wells worldwide (Canada, USA, Venezuela, Yemen,...etc.).

As part of this work, we are trying to initiate an analysis study of some cases around the world (Middle East and Yemen) and draw a conclusion on the possibility of its application in Algeria.

Keywords: Drilling mud, Loss of traffic, Aphron

Dédicaces

Au nom de Dieu le Miséricordieux e le tout puissant, j'ai pu réaliser ce modeste travail que je dédie

A mes chers parents que je trouverai jamais les expressions fortes pour leurs exprimer mon amour, ma reconnaissance et ma profonde gratitude pour tous les sacrifices consentis et pour la chance que j'ai eu d'être né entre d'aussi merveilleuses personnes.

O! Seigneur, combles-les de ta Miséricorde et prête leur longue vie dans le bonheur et la santé.

A ceux qui m'ont encouragé et soutenue dans mes moments les plus difficiles et à ceux qui m'ont aidé.

*A mon cher frère **Kamel**. A mes chers sœurs.
A mes chers amis du lycée **Yanis** et **Samí**.
A nos chers amis de l'université **UKMO**.
Aux enseignants de notre département de forage.*

*A la mémoire de mon très chère ami **SEKLI Boussad**, qui nous a quitté si jeune, qui me disait toujours:*

" Si il est impossible de changer la direction du vent, change la position de ta voile"

Remerciements

Avant toute chose, je remercie Dieu le tout puissant, pour m'avoir donné la force et la patience.

Un très grand merci pour mon cher frère Kamel, qui est mon exemple, qui m'a aidé dans mes études et dans la vie.

Ce travail a été menée sous la direction de Dr. ABIDI SAAD Aïssa je tiens à lui exprimer toute mes reconnaissances pour m'avoir fait bénéficier de son savoir ainsi que pour sa patience, son aide et ses conseils précieux. Je remercie Dr. BOUHADA Mebarka ainsi que Dr. REZAIGUIA Issam

Un grand merci pour Mr. OUHROUHE Tahar pour son aide et ses conseils

Je tiens à remercier Dr. LEBTAHI Hamid, Dr. HACHANA Oussama et Dr. MECIBAH Ilyes pour leurs conseils, instructions et leurs encouragements moraux.

LISTE DES FIGURES

Liste des Figures

Figure II.1 : Instabilité par contraintes mécaniques.....	18
Figure III.1 : Image typique de l'Aphron Based Mud (microscopique *40).....	22
Figure III.2 : Structure de Aphron based Mud.....	23
Figure III.3 : Structure de oil-Based Aphron.....	23
Figure III.4 : Durée de vie des Aphrons à pression élevées.....	24
Figure III.5 : Diamètre des bulles en μm	25
Figure III.6 : Courbe d'écoulement des fluides à seuil.....	28
Figure III.7 : Mécanisme de colmatage des Aphrons.....	29
Figure III.8 : Expansion des aphrons dans les formations.....	30
Figure IV.1 : Répartition de couts de Workover entre une boue ordinaire et la boue Aphron.....	51

LISTE DES TABLEAUX

Liste des Tableaux

Tableau III.1. Composition typique d'un système d'Aphron à base d'eau.....	26
Tableau III.1 : Composition typique d'un système d'Aphron à base d'huile.....	26
Tableau III. 2 : Propriétés physiques.....	27
Tableau III.4 : Application de la boue aphron dans quelques champs.....	32
Tableau IV.1: Propriétés du système AphronICS.....	34
Tableau IV.2 : Produits de formulation du système AphronICS.....	34
Tableau IV.3 : Arbre de décision en cas de pertes.....	42
Tableau IV.4: Comparaison entre les puits du champ Kharir.....	45
Tableau IV.5: Formulation du fluide aphron dans le puits KHA403.....	48
Tableau IV.6: Coûts et prix de l'AphronICS.....	52

ABREVIATIONS

Abréviations

API : American Petroleum Institute

BHA : Bottom Hole Assembly

BOPD : Baril Oil Per Day

CMC : Carboxy Methyl Cellulose

DST : Drill Stem Test

ECD : Equivalent Circulating Density

HYSST : Hight Yield Stress Shear Thining

ICS : Invasion Control System

LSRV : Low Shear Rate Viscosity

MD : Measured Depth

MMO : Mixed Metal Oxide

OBM : Oil Based Mud

pH : Potentiel hydrogéné

ROP : Rate Of penetration

TD : True Depth

TVD : True Vertical Depth

UBD : Under Balanced Drilling

WBM :Water Based Mud

INTRODUCTION

Introduction Générale

L'industrie des hydrocarbures est l'une des industries les plus complexes que l'homme a su développer; depuis leurs découvertes (en 1859 par le Colonel Drake, en Pennsylvanie), ses différentes branches soient en amont ou en aval (forage, production, transport, raffinage...etc.) et les multiplicités des services qui la compose (Boue de forage, Mudlogging, Stimulation, test de puits, déviation et reprise de puits...etc.).

L'une des principales opérations est le forage (rotary), permettant d'atteindre et d'extraire les hydrocarbures, qui consiste à faire tourner un train de tige pour transmettre le mouvement à un outil au fond afin de briser la roche et de circuler un fluide (boue) pour assurer l'évacuation de déblais.

La boue de forage, qui est un mélange très complexe de produits chimiques, est un élément primordial dans l'opération de forage, et la réussite de ce dernier est directement reliée à elle; car elle est la cause directe ou indirecte des problèmes survenues au cours de cette opération comme les pertes de circulation, les coincements, l'instabilité des parois et l'endommagement des réservoirs.

Certains problèmes de forage peuvent être fatale pour le puits (augmentations des couts, retards, abandons...etc.), surtout dans les couches productrices avec des caractéristiques vulnérables (fractures, faibles pression, fissures...etc.), ou il est impossible d'éviter certains problèmes tel que les pertes et l'endommagement.

Pour réussir le forage dans les bonnes conditions de sécurité et d'environnement et d'éviter ce genre de problème plusieurs solutions ont été proposer, parmi elles on peut citer l'utilisation du système APHRON ICS.

Mais, c'est quoi le système APHRON ICS ? Quel est son domaine d'application ? est-il vraiment bénéfique et performant ?

Dans cette étude on va essayer de répondre à ces questions, illustrer et d'apporter les connaissances visées adéquates pour faire connaitre ce type de boue, et d'en tirer une analyse technique et d'expertise pour promouvoir son utilisation en Algérie. Donc le travail sera partagé en quatre chapitre comme suit:

Dans le premier chapitre, des généralités sur la boue de forage dans lesquelles nous allons donner les différents types des boues couramment utilisés dans le forage pétrolier, leurs caractéristiques et ces constituants.

Le deuxième chapitre présente les différents problèmes survenus lors de l'opération de forage comme les pertes de circulation, l'instabilité des parois, ...

INTRODUCTION

Le chapitre 3 contient une étude détaillée sur la boue de forage à base d'Aphron dans lequel il est montré la structure détaillée de ce type de boue, ces composantes chimiques et son principe de fonctionnement.

Ensuite, dans le Chapitre 4, une étude de cas a été présentée.

Finalement, ce mémoire est clôturé par les conclusions générales tirées des cas étudiés et les perspectives pour la suite du travail.

I.1. Introduction

Le forage est le seul moyen permettant d'atteindre les roches réservoirs et d'extraire les hydrocarbures qui s'y trouvent; par un trou, vertical ou dévier, de plusieurs phases. La boue de forage, qui est aussi un paramètre de forage, joue un rôle indispensable dans le forage; donc il est primordiale d'apporter aux boues les soins nécessaires à leurs fabrications, leurs contrôle et à leurs entretiens en cours d'utilisation.[1].

I.2. Généralités sur les boues de forages

I.2.1. Définition

La boue de forage aussi appelé fluide de forage est un mélange colloïdal et hétérogène. C'est un fluide non newtonien, visqueux ou viscoplastiques, le plus souvent thixotropique. C'est aussi un système composé de différentes combinaisons liquides (eau, huile,...), gazeuse (air, ou gaz naturel) contenant en suspension une phase solide (argile, additifs,...). [2]

I.2.2. Composition

La boue de forage peut être divisée en deux grande familles les boues à base d'eau (WBM) et les boues à d'huile (OBM). Elle se compose essentiellement de trois phases:

- La phase liquide: qui peut être de l'eau, eau salée ou huile selon la nature de la boue.
- La partie colloïdale: qui est la partie active, et peut être des viscosifiants, agents de contrôle de filtrat...etc.
- La partie inerte: qui peut être du sable, les alourdisant ou d'autres solides. [2]

I.2.3. Rôles .[1]

Les caractéristiques du fluide de forage doivent être optimales et adéquates afin de réussir le sondage avec moins de risques et de problèmes, pour cela le fluide de forage comprend certaines fonctions primaires et d'autres secondaires:

I.2.3.1. Fonctions Primaires

a. **Nettoyage du puits:**

La boue doit débarrasser le trou des particules de formation forées qui se présentent sous forme de débris de roche "cuttings" ou "déblais".

b. **Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile:**

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

c. **Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits:**

CHAPITRE I : Généralités sur la boue de forage

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 : l'éboulement, la dissolution du sel, la dispersion des argiles, et une érosion due à la circulation de la boue au droit des formations fragiles.

I.2.3.2. Fonctions Secondaires

- **Maintien des déblais en suspension** : La boue doit non seulement débarrasser le puits des déblais de forage durant les périodes de circulation, mais elle doit également les maintenir en suspension pendant les arrêts de circulation.
- **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.
- **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.
- **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.
- **Entraînement de l'outil** : Dans le cas du turboforage, la boue entraîne la turbine en rotation. Cette fonction, l'amenant à passer à travers une série d'évents et à mettre en mouvement les aubages, implique certaines caractéristiques et rend impossible ou très délicate l'utilisation de certains produits (colmatant).
- **Apport de renseignements sur le sondage** : La boue permet d'obtenir des renseignements permanents sur l'évolution des formations et fluides rencontrés.

I.3. Types de boues:

Les fluides de forages peuvent être classés selon la nature de la phase liquide en boue à base d'eau et boue à base d'huile.

I.3.1. Boue à base d'eau

CHAPITRE I : Généralités sur la boue de forage

C'est le type le plus utilisé dans le forage, ou la phase continue est l'eau, elle est classée selon la teneur en NaCl en:

- **Boues douces:** salinité de l'ordre de quelques *g/l*; elle comprend aussi les boues naturelles, bentonétiques, boues au gypse...etc.
- **Boues salées:** présentant une teneur d'environ une dizaine de *g/l*;
- **Boues salées saturées:** la saturation est atteinte pour une concentration de 320 *g/l* environ, en *NaCl*.
- **Boues à base d'eau émulsionnées :** L'émulsion est de ce type huile dans l'eau, elle présente beaucoup plus d'avantages par rapport aux autres types de boues à base d'eau. [2] [3]

I.3.2. Boue à base d'huile

C'est un fluide où la phase continue est l'huile, on distingue deux catégories:

- **Boues à l'huile:** Nous classons dans cette catégorie les fluides de forage ou de complétion constitués d'une phase continue d'huile et d'une phase dispersée aqueuse, représentant quelques pourcentage en volume seulement.
- **les boues émulsionnées inverses (eau dans huile):** Ce type de boues, du fait que le filtrat est composé exclusivement d'huile, présente tous les avantages des boues à l'huile et permet de pallier certains inconvénients de ces dernières (sensibilité à l'eau, contrôle de la rhéologie plus aisé, risque d'incendie, prix revient au m³ élevé). Nous classons dans les boues à émulsion inverse eau/huile, les fluides de forage ou de complétion constitués d'une phase continue huile et d'une phase dispersée aqueuse pouvant atteindre 50 % en volume de la phase liquide

I.3.3. Autres types de boues

Il existe d'autres types de boues utilisées dans des cas spécifiques et extrêmes, soit pour améliorer les conditions de forage ou de résoudre des problèmes; exemples:

- **L'aire:** à la place de la boue de forage on injecte de l'air comprimé dans le puits pour assurer les fonctions principales de cette dernière.
- **La mousse:** c'est un mélange air + eau + agent moussant qui est injecté dans le puits, caractérisée par des propriétés communes entre l'air et les boues ordinaires.
- **Les boues aérées.** [4]

I.4. Les produits à boue [5].

CHAPITRE I : Généralités sur la boue de forage

Les produits utilisés dans la conceptions des fluides de forage sont multiples et variables selon les besoins et le conditions, certains jouent un seul rôle et d'autres sont à rôles multiples, les principaux produits peuvent être cités ci-dessous:

1. Colloïdes argileux:

C'est les composants principaux de la fractions colloïdales de la boues, on cite la bentonite pour les boues à base d'eau douce elle joue aussi le rôle de viscosifiant et de réducteur de filtrat; il y'a aussi l'attapulgites pour les boues à base d'eau salée et peut jouer encore le rôle de viscosifiant et de gels.

2. Colloïdes organiques

a. L'amidon: Il est extrait des pommes de terre, riz et maïs. Il est ajouté dans les boues à base d'eau pour réduire le filtrat

b. La C.M.C: C'est l'abréviation de carboxyle méthyle cellulose, ils sont employés pour réduire le filtrat et peuvent être ajoutés comme viscosifiants.

3. Fluidifiants et défloculants

a. Les tanins: Les plus utilisés sont les tanins de Québracho et les tanins de châtaigniers. L'effet fluidifiant est en fonction du pH de la boue, ce qui nécessite l'emploi de ce produit couplé avec de la soude.

b. Les lignosulfonates: Les lignosulfonates sont extraits de la pâte à papier de conifères par traitement de la pulpe à l'aide d'un acide sulfurique de métal lourd. Les premières utilisations furent des lignosulfonates de calcium qui permirent de résoudre des problèmes pratiquement insolubles avec l'emploi des tanins.

c. Les lignines: Les lignines sont extraites du bois. C'est à partir des lignines que l'on obtient un lignosulfonate par traitement à l'acide sulfurique.

4. Les additifs minéraux

a. La soude caustique (NaOH): la soude est employée pour accroître le rendement des argiles et des produits organiques.

b. Le carbonate de soude (Na₂ CO₃): employé pour accroître le rendement des argiles et précipiter le calcium

c. La bicarbonate de soude (Na HCO₃): employée pour précipiter la chaux libérée par le ciment lors du reforage.

d. Le gypse (Ca SO₄): Le gypse ou plâtre de Paris est employé pour confectionner les "boues au gypse". Les ions calcium apportés par le gypse empêchent le gonflement des argiles forées, ce qui permet de travailler avec des viscosités plus faibles.

- e. **La chaux éteinte $\text{Ca}(\text{OH})_2$** : La chaux éteinte est employée pour augmenter la viscosité d'une suspension d'argile préalablement hydratée dans de l'eau (ceci entraîne une augmentation de filtrat), fluidifier certains types de boues salées saturées en Na Cl , confectionner les "boues à la chaux", débicarbonater les boues contaminées par le gaz carbonique (CO_2).
- f. **Le sel (Na Cl)**: Le chlorure de sodium est employé pour confectionner des boues salées saturées, lorsque l'on doit forer dans des zones salifères.
- g. **Le chlorure de calcium (Ca Cl_2)**: Le chlorure de calcium est employé lorsque l'on désire confectionner des boues contenant une concentration en calcium dans le filtrat plus élevée que celle que peut fournir le gypse. Il est utilisé pour certaines boues à émulsion inverse.

5. Les produits organiques spéciaux:

- a. **les anti-ferments**: Ces produits sont utilisés pour empêcher ou stopper la fermentation des colloïdes organiques (amidon, gomme, etc..) en milieu non stérile. Les dérivés phénoliques sont généralement les plus utilisés.
- b. **Les anti-mousses**: Ces produits favorisent le dégazage de la boue. Il en existe une infinité. Citons: le stéarate d'alumine, les alcools supérieurs (octylique), les tensioactifs (éthers polyoxyéthylénés).
- c. **Les agents de décoincement**: Les statistiques montrent que 70 à 80 % des coincements sont des coincements par pression différentielle. En général, ces additifs sont des tensio-actifs cationiques qui se fixent sur les parties métalliques et les roches formant un film lubrifiant et hydrophobe.
- d. **Les anti-friction et extrême-pression**: Ces produits ont été mis au point pour réduire l'usure des outils, de la garniture, des pièces en mouvement, des pompes...etc. Les produits A.F. (anti-friction) sont des lubrifiants permanents comme le graphite en poudre. Les produits E.P. (extrême pression) sont en fait des "anti-grippants", c'est-à-dire qu'ils déposent un film lubrifiant à l'amorce du grippage des roulements de l'outil empêchant le phénomène de se produire. Le film ne peut donc se déposer qu'à très haute température (300 à 400 °C).
- e. **Les anti-corrosions**: Les boues aérées, les boues salées saturées et en général les boues à pH inférieur à 10 corrodent à la longue les parties métalliques avec lesquelles elles sont en contact. Pour réduire la corrosion, on ajoute parfois dans la boue des produits anti-corrosion. Citons : le chromate de soude, le bichromate de potassium et les dérivés d'amines grasses.

f. Les anti-bourrant et accélérateurs de vitesse d'avancement: Ces additifs empêchent les argiles forées de "coller" sur le métal des outils, ce qui évite le "bourrage" et permet d'appliquer des poids plus élevés sur un outil forant dans les argiles et les marnes. On a aussi signalé des augmentations de vitesse d'avancement sans qu'il soit facile d'expliquer pourquoi. Il semble cependant que le phénomène soit lié aux propriétés tensio-actives de ces additifs.

6. Les alourdissant

a. La barytine ou sulfate de baryum ($Ba SO_4$ - densité : 4,2): C'est l'alourdissant le plus couramment utilisé. Une bonne barytine, le plus communément appelée baryte, ne doit pas contenir d'argile ni de sel soluble et sa densité doit être d'au moins 4,20 de densité. Elle ne doit pas contenir d'éléments abrasifs et sa granulométrie doit être telle qu'elle ne sédimente pas ni n'augmente pas trop la viscosité de la boue. A l'aide de la baryte on peut alourdir une boue jusqu'à une densité de 2,50.

b. Le carbonate de calcium ($Ca CO_3$ - densité : 2,7): C'est un alourdissant utilisé dans les boues de complétion. Il présente l'avantage de pouvoir être détruit par acidification du cake. Il est aussi employé parfois comme "alourdissant primaire" dans les boues à l'huile de faible viscosité parce qu'il ne sédimente pas facilement.

c. La galène ou sulfure de plomb (PbS - densité : 7,00): Cet alourdissant est employé pour obtenir des densités de boue de 2,50 à 3,00. On alourdit d'abord la boue à l'aide de baryte qui sert "d'alourdissant primaire", puis on poursuit l'alourdissement à l'aide de galène jusqu'à la densité désirée. Le produit est très abrasif et ne doit être employé qu'en cas de nécessité absolue.

d. Les oxydes de fer (par ex : Ferrobar): Ils sont peu utilisés à cause de leur forte abrasivité.

7. Les colmatant

Il existe un nombre considérable soit naturels ou synthétiques, ils sont classés comme suit:

a. Colmatant granulaires: De par leur forme anguleuse et leur répartition granulométrique, ils agissent en bloquant en profondeur les fissures. Ils ont une grande résistance mécanique aux pressions différentielles. On emploie des produits durs et calibrés. Citons les coquilles de noix, les noyaux d'abricots, cerise, olive...etc.

- b. Colmatant fibreux:** Leur but est de "tisser une trame" autour des colmatant granulaires. Ils ont une faible résistance mécanique à l'extension (rupture des fibres sous l'influence des pressions différentielles). Citons : les fibres de bois, de cannes à sucres, cellulosiques.
- c. Colmatant lamellaires:** Ils forment un colmatage surtout superficiel. Ils sont en général utilisés pour renforcer le colmatage réalisé par les colmatant granulaires et fibreux. Citons : les déchets de cellophane, de mica.
- d. Colmatant gonflants:** Ils permettent d'obtenir très vite un fluide à très haute viscosité. Citons : les gommés, qui à l'aide d'un catalyseur, fournissent une gelée extrêmement visqueuse.
- e. Colmatant à "prise":** Injectés liquides, ils deviennent au bout d'un certain temps rigides. Citons : le ciment, le plâtre...etc.

I.5. Les propriétés physico-chimiques de la boue. [6]

Dans l'opération de forage, la pression au fond du puits doit être soigneusement contrôlée, pour garantir le maintien de la pression des formations et sans dépasser leurs pressions de rupture matricielle. Alors il est essentiel de bien calibrer, ajuster et surtout maintenir les propriétés physico-chimiques dans un seuil adéquat.

1. La densité

C'est l'un des paramètres les plus importants de la boue de forage, elle doit être suffisamment élevée pour contrebalancer les pressions de formations sans dépasser leurs limites de résistance. Elle est définie comme étant le rapport de la masse d'un corps à la masse volumique d'un corps de référence dans des conditions spécifiées (l'eau à 4°C pour les liquides et solides, l'air pour les gaz).

2. Paramètres rhéologiques

Elle représente la résistance d'un fluide à l'écoulement causée essentiellement par les particules en suspension, il existe plusieurs types de viscosité, citons

- a. La viscosité plastique (VP):** Elle dépend de la teneur en solides contenus dans la boue. Elle est liée à la taille et la forme des particules.

$$VA = L_{600} / 2 \text{ (cP)}$$

$$VP = L_{600} - L_{300} \text{ (cP)}$$

VA : Viscosité apparente

L₆₀₀ : Lecture FANN à Vitesse 600 tr/min

CHAPITRE I : Généralités sur la boue de forage

L₃₀₀ : Lecture FANN à Vitesse 300 tr/min

b. La contrainte seuil ou "Yield Value" (YP)

C'est la mesure de la résistance initiale à franchir pour que le fluide s'écoule. Cette résistance est due aux forces électrostatiques attractives localisées sur ou près de la surface des particules. Elle dépend des types de solides présents, leurs charges de surfaces, leurs concentrations et la concentration des autres ions présents.

$$YP = L_{300} - VP \text{ (lb/100ft}^3\text{)}$$

c. Gels

La structure formée progressivement lors du repos de la boue de forage, et qui augmente de rigidité et peut être réduite par agitation, est ce qu'on appelle gel, du fait que ce phénomène soit réversible et non instantané on l'appelle thixotropie. La thixotropie d'une boue est évaluée avec la mesure des gels en deux temps; le premier est le gels 0, et après 10 min de repos le gel 10.

3. La filtration

Les fluides de forage sont des suspensions composées d'une phase liquide et des particules solides. La filtration se réfère à la phase liquide du fluide de forage qui traverse la formation perméable à cause la pression différentielle, et laissant former en même temps un film de particules sur les parois appeler "cake".

Il existe deux sortes de filtrations, une filtration statique qui eu lieu lors de l'arrêt de circulation, et une filtration dynamique lorsque le fluide est circulé. Le volume du filtrat dépend de: temps, pression différentielle, viscosité du fluide, température et la distribution en taille des particules.

4. Le pH

Une solution aqueuse contient divers ions; parmi ces ions on trouve toujours des ions H⁺ et OH⁻. Pratiquement le pH des boues utilisées varie entre 6 et 13,5.

5. L'alcalinité

C'est une mesure complémentaire et nécessaire d'ions, elle donne la concentration en bases solubles et insolubles qui sont: les carbonates, bicarbonates et hydroxydes et à un degré faible, les silicates, les phosphates, les aluminates et les bases organiques.

I.6. Conclusion

Parfois, l'entretien ou le suivi rigoureux de la boue de forage ne sont pas suffisant pour assurer la réussite d'un forage, et éviter les situations imprévues. La clé de réussite demeure dans les critères de choix d'un système de boue et l'étude approfondie des problèmes engendrés par la boue elle-même.

CHAPITRE II: Les problèmes de forage

II.1. Introduction

La boue de forage représente presque 20% du budget de forage, et c'est l'élément essentiel et primordial dans le forage rotary. Un puits foré et achevé avec un minimum de pertes environnementales, techniques et économiques se traduit par un bon système de fluides de forages, mais dans le cas contraire; un puits ou différents problèmes surgissent tel que les coincements, éboulements, instabilités des parois, pertes de circulations et endommagements sont des indices et des preuves que le système de boue de forage est incompatible avec le sondage et les formations traversées.

II.2. Comment choisir le système de boue ? [7][Chapitre 1]

L'une des clés de réussite d'un sondage est le bon choix du système de boue à utiliser, plusieurs facteurs clés affectent la sélection du (des) système (s) de fluide de forage pour un puits spécifique. Le fluide de forage le plus rentable pour un puits ou un intervalle doit être basé sur les critères suivants :

1. Application

- Colonne de surface
- Colonne technique/intermédiaire
- Colonne de production
- Méthode de complétion
- Type de production

2. Géologie

- Type d'argile
- Type de sable
- Perméabilité
- Types d'autres formations

3. Eau de Préparation

- Type d'eau
- Concentration en chlorure
- Concentration de dureté

4. Problèmes potentiels

- Problèmes d'argiles
- Bourrage de l'outil et de la BHA
- Coincements
- Pertes de circulations
- Sables épuisés

5. Equipements de forage

- Distance et emplacements
- Capacités de stockage, de mixage
- Pompes à boue
- Equipements de traitements mécaniques

6. Contaminations

- Solides
- Ciments
- Sels
- Anhydrite/gypse
- gaz acides (CO₂ et H₂S)

7. Données de forage

- Profondeur des nappes d'eau (pay zone)
- Diamètres du trou
- Angles du puits
- Valeur du torque/ drag
- Le taux de pénétration
- La densité
- Température maximale

II.3. Problèmes de forage dues aux fluides de forage

La majeure partie des problèmes rencontrés au cours de forage sont directement ou/et indirectement liés aux fluides de forage utilisés; et puisque l'une des fonctions principales de

CHAPITRE II: Les problèmes de forage

la boue est de maintenir les formations perméables et de contrôler la filtration, alors les problèmes potentiels sont liés à un cake épais et une filtration excessive

➤ **Problèmes dues aux cake épais [7][Chapitre 7]**

1. Réduction du diamètre du trou qui cause des tirages importants
2. Coincement par pression différentielle
3. Cimentation primaire difficile due au déplacement inadéquat du cake
4. Opération de tubage difficile

➤ **Problèmes dues aux filtration excessifs [7][Chapitre 7]**

1. Endommagement des couches productrices
2. Erreurs d'échantillonnage et prélèvements des fluides de formations
3. Difficultés d'évaluations des couches trop envahie par le filtrat
4. Les zones de pétrole et de gaz peuvent être négligées car le filtrat chasse les hydrocarbures du puits de forage, ce qui rend la détection plus difficile.

II.3.1. Pertes de circulation [7][Chapitre 14]

Les pertes de boues dans les formations perméables sont appelées pertes de circulations. Elles sont l'un des problèmes qui rendent les boues de forage coûteuses, et d'autres problèmes de trou, tels que l'instabilité du puits de forage, collage de la garniture et même des éruptions, résultent des pertes de circulation. La perte de circulation se produit de deux manières fondamentales:

1. **Invasion** ou perte de boue dans les formations cavernueuses, fracturées ou non consolidées.
2. **La fracturation** est la perte de boue due à la fracturation hydraulique due à des pressions induites excessives

II.3.1.1. Causes

1. **Invasion** : Dans de nombreux cas, une perte de circulation ne peut pas être empêchée dans des formations cavernueuses, fracturées ou non consolidées. Les formations à basse pression épuisées (généralement des sables) sont similaires au potentiel de perte de circulation. L'invasion se produit beaucoup plus dans les formations suivantes:

- Les formations grossières non consolidées avec des perméabilités élevées, la boue entière envahit la matrice de formation, entraînant une perte de circulation.
- Les formations épuisées (généralement des sables), et cela en raison de l'extraction des fluides de formations.

CHAPITRE II: Les problèmes de forage

- Les zones cavernueuses sont généralement associées à des formations carbonatées à basse pression (calcaire et dolomite) ou volcaniques. Dans le calcaire, les fractures sont créées par le précédent flux continu d'eau qui a dissous une partie de la matrice rocheuse (lessivage), créant ainsi un espace vide souvent rempli de pétrole.
- Formations naturellement fissurées qui sont initiées ou étendues par les pressions hydrauliques excessives. Les pertes sont vulnérables aux limites des failles non-scélées.

2. Fracturation : Elle est déclenchée lorsque la pression hydrostatique ou dynamique du fluide dépasse la pression de fracturation (résistance de la matrice) de la formation, ce qui engendre des pertes de circulation. Les pertes causées par les pressions excessives résultent par l'une des deux situations suivantes:

- a.** Mise en place du tubage intermédiaire au mauvais endroit; Si le tubage est placé au-dessus de la zone de transition, passant de pressions normales à anormales, les pressions exercées par la boue plus lourde (nécessaire pour équilibrer les pressions croissantes) induiront souvent une fracture au niveau du sabot du tubage.
- b.** Les pressions excessives en fond de trou résultent de nombreuses conditions, notamment:
 - 1. Forces mécaniques :** Paramètres hydrauliques et mécaniques du forage non adéquat, remontée et descente de garniture trop rapide, débit et vitesse des pompes élevées.
 - 2. Conditions du trou :** Fluage et gonflement des argiles, augmentations de la densité à cause du % des cuttings dans la boue, formation des lits de déblais "cuttings bed", venues et les procédures de well control.
 - 3. Propriétés de la boue :** viscosité et gels excessifs, accumulations des déblais, cake épais, colonne hydrostatique de la boue non équilibrée, sédimentation de la barytine.

II.3.1.2. Mesures préventives

Les clés principales pour éviter les pertes de circulations c'est une bonne planification, optimisation des paramètres de forages et surtout les suivis rigoureux des propriétés de la boue. Il existe plusieurs mesures et actions à faire pour éviter ou bien minimiser les pertes citant :

CHAPITRE II: Les problèmes de forage

1. **Placer le tubage dans des zones/formations appropriées** : pour que la pression de fracturation au niveau du sabot soit suffisamment importante pour résister à la pression hydrostatique de boue des phases suivantes.
2. **Minimiser les pressions de fond**
 - a. Respecter les vitesses de remontée ou de descente lors des manœuvres pour éviter les phénomènes de pitonnage (vers le haut ou le bas) favorisé par l'outil et la BHA.
 - b. Eviter les mouvements rapides de la garniture pendant la circulation, l'alésage (reaming et back reaming).
 - c. Contrôler les taux de pénétration (ROP) à des valeurs optimales et circuler avant d'entamer les connections et surtout maintenir la concentration des déblais à 4%.
 - d. Contrôle et maintien des débits et pressions des pompes; le maintien d'une faible structure de gel et l'augmentation progressive du débit de la pompe réduiront les surpression(lors de reprise de circulation) . Casser la circulation à plusieurs intervalles lors du déclenchement dans un trou est un autre moyen de minimiser ces pressions.
 - e. Utilisez suffisamment de masse-tiges pour conserver le point neutre sur la longueur de la BHA afin de minimiser le fouettage du train de tiges.
 - f. Au cours de la phase de planification du puits, la conception et le choix des tubages et des tiges de forage doit être conçue pour un fonctionnement correct et sûr, ainsi que pour optimiser le circuit hydraulique, permettant ainsi un nettoyage correct des trous et un ECD minimal, en particulier dans les zones sensibles.
 - g. Évitez les venues si possible. La pression de fermeture à la surface est transmise dans le puits de forage, détruisant souvent la formation au point le plus faible. Cela entraîne non seulement une perte de circulation, mais également une perte de contrôle du puits. Une recherche, une planification et une exécution appropriées réduiront au minimum la possibilité et la gravité d'un venue. Les personnes responsables des opérations sur le site du puits doivent toujours être conscientes de la pression, du volume maximum et de la résistance à l'éclatement des tubages . Le volume de fluide intrusif est directement lié aux pressions de fermeture et devrait être minimisé. Si un puits doit être fermé, des procédures de neutralisation appropriées doivent être utilisées pour maintenir la pression constante de fond appropriée pour la destruction du puits.

II.3.1.3. En cas de perte de circulation

A. Analyse du problème

Lorsque la perte de circulation est constatée pour la première fois, les conditions au moment de la perte doivent être consignées et étudiées avec précision. Le moment de l'événement (pendant le forage, la circulation ou la manœuvre), le type de perte (filtration, partiel ou totale) et la gravité de la perte en ce qui concerne les formations exposées doivent être pris en compte. Cette information aidera à déterminer pourquoi la perte est survenue, à quel endroit du puits et quel est le meilleur remède à la situation. L'emplacement probable de la zone du découvert peut être déterminé à partir des connaissances disponibles sur le site de forage. Par exemple:

- 1. Informations sur les formations :** Connaissance des stratigraphie, minéralogie et structures des formations traversées comme les formations carbonatées qui contiennent des zones cavernueuses et fracturées, les formations argileuse et schisteuse qui tendent a se fracturer.
- 2. Informations opérationnelles :** Un certain type de perte de circulation induite par pression élevée serait indiqué si la densité de la boue augmentait au moment de la perte. Ce type de perte peut se sceller lui-même (filtration) ou nécessiter un traitement (fracture induite) en fonction de la gravité de la perte. Un mouvement rapide de la garniture provoquera des coups de bélier pouvant provoquer des fractures ou rouvrir des zones de pertes précédemment scellées. Sauf si une zone de perte précédemment scellée a été testée sous pression, il convient de toujours supposer que cette zone reste une source potentielle de pertes. Le taux de mouvement de la garniture pendant les manœuvres et pendant l'alésage doit être ajusté pour compenser cette faiblesse.

Une décision plus éclairée peut être prise concernant les étapes appropriées pour éliminer les pertes avec les informations rassemblées ci-dessus.

B. Localisation de la zone à pertes

Il est très important de rétablir la circulation le plus rapidement possible, car une perte de circulation augmente le coût de la boue et peut entraîner d'autres problèmes de puits de forage, ce qui augmente les coûts supplémentaires opérationnels.

- 1. Localisez le point exact de la perte :** Contrairement aux majorités des croyance, les pertes ne se produit pas qu'au fond du trou. Il a été établi que plus de la moitié des pertes se produisent juste en dessous du dernier sabot de cuvelage. Plusieurs méthodes sont disponibles pour localiser le point de la perte. Ceux-ci inclus :

CHAPITRE II: Les problèmes de forage

- a. **Investigation par Spinner** : équipement centrifuge de travaux au câble descendu dans le trou, les rotors tournent et détectent les zones à pertes.
 - b. **Relevé de la température** : L'étude de la température dépend d'un thermomètre de fond qui mesure la différence de température de la boue et de la formation
 - c. **Traçage/test radioactif** : Les tests radioactifs permettant de localiser le point de perte consistent à effectuer deux enquêtes sur les rayons gamma. Un log de base est exécuté avant l'introduction de matières radioactives. Une boue contenant des matières radioactives est ensuite pompée dans le trou et un nouveau log est exécuté. Des concentrations élevées de matières radioactives seront localisées au point de perte. Cette méthode fournit des données précises pour localiser le point de perte, mais nécessite un équipement coûteux et une perte de boue supplémentaire pour obtenir les informations souhaitées.
 - d. **Investigation par un fil chaud** : L'outil à fil chaud est essentiellement un fil à résistance calibré sensible aux changements de température. Il est exécuté jusqu'à un point souhaité dans le trou et la résistance est notée.
2. **Déterminer la gravité de la perte** : Le mieux est de déterminer la quantité de la perte et la hauteur statique de la colonne de boue. Les zones de perte peuvent être classées comme suit:
- Pertes par filtration (1 à 10 bbl / h).
 - Pertes partielles (10 à 500 bbl / h).
 - Perte totale (trou plein jusqu'au niveau de la boue entre 200 et 500 ft).
 - Perte partielle ou complète des fractures induites profondes.
 - Perte complète sévère (trou plein à boue de 500 à 1 000 pieds ou plus).
3. **Déterminer le type de perte** : Ceci est mieux déterminé par la lithologie. La perte de circulation en ce qui concerne la lithologie est discutée ci-dessus dans «Causes de la perte de circulation». Ces classifications peuvent être liées aux quatre types de formations dans lesquelles des pertes de boue se produisent.

II.3.1.4. Mesures correctives

La meilleure façon pour contrôler la perte de circulation consiste à évaluer la gravité d'une zone de perte, l'adapter au produits de colmatage à utiliser et à la technique de réparation, en termes de taille et de fonction. Lorsqu'une perte est survenue il faut entamer

CHAPITRE II: Les problèmes de forage

une opération de surveillance du puits " PULL UP AND WAIT " d'une durée de 4 à 8 heures, après le processus continue par une injection de bouchons de colmatant.

- **Fibreux**
 - M-I-XE II.
 - fibre de bois (FIBERE M-I CEDRE)
 - Papier de perçage
 - fibre minérale (Magma Fiber).
- **Granulaire**
 - NUT PLUGT (coquilles de noix - fines, moyennes et grossières).
 - G-SEALE (graphite grossier).
- Carbonate de calcium (fin, moyen et grossier)
- **Les mélanges**
 - Kwikseal (mélange de fibres, de granulés et de flocons).
 - M-I SEALE (mélange de flocons, de granulés et de fibres).
- **Flocons**
 - Flocons (cellophane)
 - Mica (fin et grossier)
 - Pheno Sea

II.3.2. Instabilité des parois [7][Chapitre 16]

Le maintien d'un puits de forage stable est l'un des principaux défis à relever lors d'un forage. Des études indiquent que les événements imprévus liés à l'instabilité des puits de forage représentent plus de 10% du coût des puits, avec des coûts estimés à plus d'un milliard de dollars par an pour l'industrie. La prévention de l'instabilité des argiles est une priorité absolue pour chaque phase de l'industrie des fluides de forage, depuis les efforts de recherche et développement jusqu'à la mise en œuvre sur le terrain par l'ingénieur des boues. De nouvelles technologies sont constamment développées et appliquées et les technologies antérieures raffinées. L'instabilité du puits de forage est causée par un changement radical des contraintes mécaniques et des environnements chimiques et physiques lorsqu'un trou est foré, exposant ainsi la formation à la boue de forage. L'instabilité des trous se manifeste le plus souvent sous forme de fluage et de cavage, entraînant un élargissement des trous ou des rétrécissements. Les conséquences les plus courantes sont les suivantes: garniture collées, déviations, difficultés d'exploitation et diagraphies, difficultés d'utilisation du tubage, cimentation médiocres et perte de circulation. Tous contribuent à l'augmentation des coûts, à la possibilité de perdre une partie du trou ou de tout le puits, ou à une production réduite.

L'instabilité des parois est due aux :

1. Contrainte mécanique

- Rupture de tension, fracture et perte de circulation.
- Défaut de compression, effondrement ou écoulement.
- Abrasion et impact.

2. Interactions chimiques avec le fluide de forage

- Hydratation, gonflement et dispersion des argiles
- Dissolution de formations solubles (sels)

3. Interactions physiques avec le fluide de forage

- Erosion
- Mouillage le long des fractures préexistantes (argile friable)
- Invasion de fluide et transmission de pression

Comprendre l'instabilité des argiles et les parois du puits de forage est d'une importance primordiale si l'ingénieur des fluides de forage doit évaluer avec précision une situation et mettre en œuvre un plan de remédiassions. Une approche systématique intégrant plusieurs disciplines est nécessaire pour évaluer et trouver le remède adéquat. En d'autres termes, l'expertise d'un ingénieur de boue ne se limite pas aux seuls fluides de forage. Une bonne connaissance pratique de tous les domaines de l'opération, ainsi qu'une formation de base en mécanique de roches et géophysique, ainsi qu'en chimie de l'eau et des argiles, sont nécessaires. Un certain nombre de causes possibles doivent être évaluées pour la résolution. En évaluant ces conditions interdépendantes, le mode de défaillance le plus probable peut être déterminé et une réponse appropriée peut être appliquée pour résoudre ou tolérer l'instabilité.

Ceux-ci incluent des conditions mécaniques telles que:

- Problèmes de nettoyage d
- Erosion des puits de forage.
- endommagement par impact physique.
- Densité de la boue et pressions des pores.
- Les effets de pistonage.
- Contraintes mécaniques des parois.

Les conditions chimiques doivent également être évaluées telles que:

- Réactivité de la formation instables.

CHAPITRE II : Les problèmes de forage

- Compatibilité chimique du système de boue.
- Dissolution possible des formations traversées.

II.3.3.1. Contrainte mécanique

Les défaillances de puits dues à des contraintes mécaniques sont le plus souvent causées par l'une des deux situations suivantes. Premièrement, le poids de la boue est trop élevé, induisant une fracture (roche en tension) qui provoque une perte de circulation. Deuxièmement, le poids de la boue est trop faible, ce qui provoque le cavage ou l'effondrement de la roche (compression), comme le montre la figure II.1. L'abrasion mécanique et les impact de la garniture de forage peut également provoquer l'élargissement du puits et l'instabilité des roches fragiles.

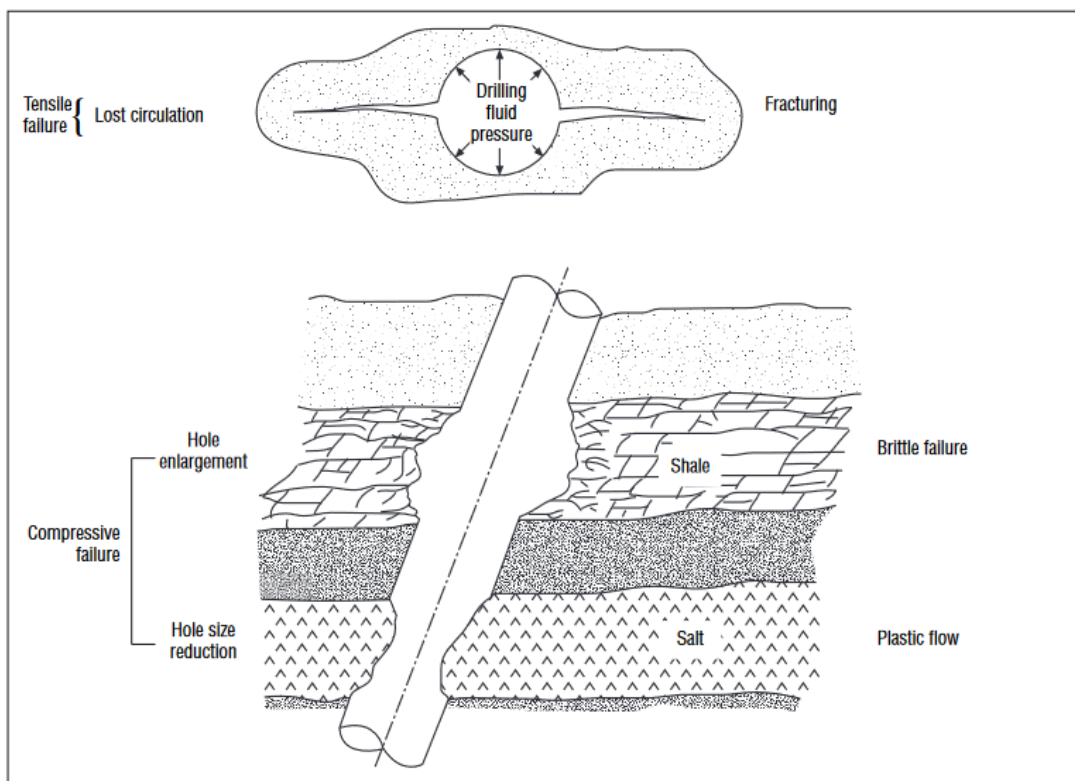


Figure II.1 : Instabilité par contraintes mécaniques

I.3.3.2. Interaction chimique

L'instabilité des parois du puits de forage sont également affectés par la chimie du fluide de forage à base d'eau et ses effets sur le schiste. De nombreux systèmes de classification ont été mis au point pour tenter de classer les argiles en fonction de leur réactivité. Le plus souvent, les argiles hydro-sensibles ou hydrophiles contiennent de fortes concentrations d'argile montmorillonite. Par conséquent, les systèmes de classement utilisent généralement la teneur en montmorillonite comme mesure principale de réactivité avec les boues à base d'eau.

CHAPITRE II : Les problèmes de forage

Les autres mesures utiles sont la teneur totale en argile, la teneur en eau, la surface et la dureté. Même les argiles contenant des argiles moins hydrophiles comme les argiles de type illite, chlorite ou kaolinite sont affectés dans une certaine mesure par l'interaction avec la chimie de la boue à base d'eau.

L'hydratation par l'eau est l'une des causes les plus importantes d'instabilité des parois de forage. L'hydratation prend deux formes dans les argiles hydrophiles: l'adsorption superficielle et l'adsorption osmotique. L'hydratation superficielle se produit lorsqu'un faible volume d'eau est fortement adsorbé sur les surfaces planes des argiles, ce qui provoque un léger gonflement, mais peut entraîner des contraintes excessives si le gonflement est confiné.

Le gonflement osmotique se produit lorsqu'un grand volume d'eau faiblement retenue est attiré sur les surfaces d'argile par des forces électrostatiques. Le gonflement osmotique provoque un gonflement important lorsque les couches d'argile adjacentes hydratent l'eau et se dilatent. Le gonflement osmotique ne génère pas de contraintes excessives, même confinées, et peut être considérablement réduit si une boue salée est utilisée.

Pour éviter le gonflement des argiles il faut étudier et simuler les interaction entre les argiles/boue à base d'eau, et cela en effectuant une série de tests:

- Classification des argiles (composition)
- Test d'immersion visuel
- Test d'hydratation
- Dureté des déblais
- Test de capillarité
- Test de fluage linéaire
- Test de dispersion
- Test de pression de confinement
- Test triaxial
- Test de dureté des argiles

Afin de minimiser ces interaction il est primordiale d'utiliser un système de boue adéquat et non réactif aux formations traversées; parmi les initiatives à prendre :

- Utiliser les inhibiteurs ioniques choisis selon les tests d'interaction
- Minimiser les pertes de circulation
- Utiliser les polymères pour réduire les pertes et contrôler la filtration
- Utiliser des additifs liquides insolubles dans l'eau pour obturer les micro pores d'argiles
- Utiliser des agents de déformation tel que asphaltène et gilsonite

II.3.3.3. Interaction physique

A. Erosion : L'érosion est causée par la turbulence des fluides dans les formations tendres, celles qui s'érodent facilement sont des grès non consolidés, des craies tendres et des argiles et schistes. Cependant, des preuves récentes montrent qu'un taux de cisaillement élevé au niveau des orifices de l'outil est la principale cause de l'érosion des fluides. Des taux de cisaillement élevés au niveau du trépan sont utilisés pour maximiser le taux de pénétration, et cette caractéristique peut être plus importante que l'érosion du puits de forage qui en résulte. L'importance de l'érosion dépend de la résistance de la roche. certaines formations ne seront pas affectées. Il a été démontré que l'érosion dans les schistes et les grès était plus importante. Lors du forage de sables non consolidés, il peut être nécessaire d'utiliser des techniques supplémentaires pour limiter l'érosion. Dans ces sables, les boues visqueuses présentant des caractéristiques d'amincissement par cisaillement et de fortes teneurs en bentonite (pour former un bon gâteau de filtration) se sont avérées être les plus efficaces.

B. Mouillage, Invasion et transmission de pression : Comme discuté précédemment, une des principales causes de l'instabilité des argiles est le mouillage de l'eau le long des micro-fractures de l'argile. Bien qu'ils ne sont pas trop réactives au contact de l'eau, le filtrat de la boue créera des faiblesses le long des zones lavées et provoquera des fissures et un cavage.

L'invasion de fluide égalise la pression en amont et en aval du puits de forage et tend à déstabiliser l'intégrité mécanique du puits de forage. Cela est vrai, qu'il s'agisse d'une formation perméable comme le grès ou d'une argile relativement imperméable. Un gâteau de filtration idéal contribue à la stabilité du puits. Pour les boues à base d'eau, il est avantageux d'utiliser un additif insoluble pour limiter la filtration.

II.4. Conclusion

L'influence du système de boue sur le forage est grande, surtout dans les puits où les conditions sont extrêmes (interactions et réactions entre boue/formation, présence d'une multitude de problèmes coincements, perte, instabilité des parois...etc.).

Alors l'objectif des ingénieurs est le développement, expertise et optimisation des systèmes de boue et voir même créer et innover de nouvelles techniques dans le but d'éliminer les problèmes rencontrés durant le forage et minimiser les coûts.

III.1. Introduction

Les fluides de forage conventionnels utilisés lors du forage de réservoirs épuisés ou à basse pression génèrent très souvent des problèmes de pertes circulations et de coincement par pression différentiel. L'utilisation de fluides de forage gazeux ou de forage underbalanced nécessite un équipement supplémentaire et des mesures de protection spécifiques. En outre, en utilisant ces techniques pour fournir la pression hydrostatique nécessaire pour stabiliser en toute sécurité les formations avec des haute pression au-dessus du réservoir basse pression, peut être impossible ou infructueux. Pour résoudre les problèmes de circulation, de stabilité des trous de forage et d'adhérence différentielle dans les réservoirs à basse pression, un fluide de forage spécialisé a été mis au point. Ce fluide, connu sous le nom de fluide de forage à base d'Aphron, est fortement cisailant et présente une viscosité extrêmement élevée à faible taux de cisaillement (LSRV) avec une faible thixotropie (gels plats), et il ne contient pas de colmatant conventionnel.[8]

III.2.Historique

- (1987) : Mr. F. Sebba a découvert une sorte de mousses bi-liquides spéciales, appelées Aphron, comme microsphères uniques avec des propriétés inhabituelles. Une grande partie de son travail a été réalisée avec des microbulles constituées d'air encapsulé dans une coquille de multicouche créée et maintenue via l'équilibre chimique avec divers composants dans le fluide de base.
- (1998) : Mr. T. Brookey décrit la première utilisation d'Aphron et l'introduit dans l'industrie du forage et renommé les aphrons en «microbulles". Dans ce cas, les microbulles ont été créés comme une phase mineure dans un fluide à base d'eau. Ce système était utilisé comme un moyen de contrôle de la perte de circulation et de minimisation d'endommagement de formation dans un zone à faible pression de récif de dolomite. Les microbulles ont permis de percer la zone TD requis, et de réaliser les opérations de logging et de DST; cela n'avait pas été possible auparavant. La prochaine application était en une dolomie fracturée bien horizontale. Dans cette application, les retours complets ont été repris dès que les microbulles ont atteint le bit. De toute évidence, la réduction de la densité n'était pas la raison. Cette expérience a conduit à la poursuite des recherches dans le domaine des mousses et des fluides aérés et à la découverte du travail de Sebba avec les aphrons. [9]

III.3. Généralité sur l'Aphron

III.3.1. C'est quoi l'Aphron?

Fondamentalement, un aphron n'est rien de plus qu'une bulle contenant un cœur gazeux et de multiples coques de type micelle comprenant divers composants. Le but de ces coquilles

CHAPITRE III : Généralité sur l'Aphron

est de fournir une meilleure stabilité à la bulle en assurant une plus grande force d'entretien pour le noyau de gaz. Cette fonctionnalité offre des avantages de performances différents de ceux des bulles à une seule coque dans les fluides aérés ou les mousses. [9]

Les aphrons contiennent un noyau de gaz/air encapsulé et se compressent lorsqu'ils sont circulés dans le trou. La pression interne de ces microbulles augmente à un taux proportionnel

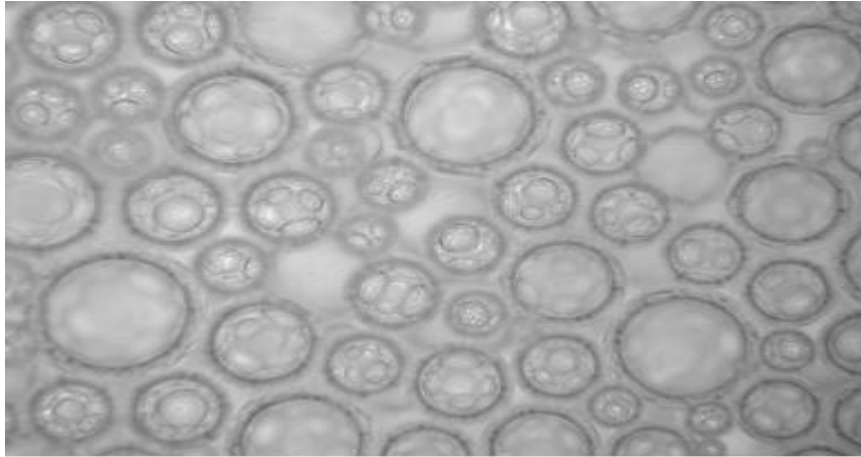


Figure III. 1 : Image typique de l'Aphron Based Mud (microscopique * 40).[10]

à la pression externe appliquée. Une fois que l'outil pénètre une formation épuisée, les aphrons s'agrègent immédiatement dans les pores des zones à basse pression. Là, une partie de l'énergie stockée dans chaque aphron est libérée, ce qui provoque son expansion. L'expansion continue jusqu'à ce que les pressions internes et externes sur la paroi de l'aphron soient en équilibre. [8]

La technologie des aphrons s'appuie non seulement sur les avantages traditionnels des fluides à haute LSRV, mais elle optimise également leurs performances. Cette amélioration est obtenue en abaissant les propriétés du taux de cisaillement haut de gamme, ce qui se traduit par une réduction significative de perte de pression de friction à des taux de circulation élevés. [9]

III.3.2. Structure et stabilité

L'aphron est composé d'un noyau d'air stabilisé par une enveloppe polymère / surfactant. montre une bulle conventionnelle stabilisée par un tensioactif. il s'agit simplement d'une sphère d'air séparée de son environnement aqueux par un film mince de surfactant. La queue hydrophobe du tensioactif est orientée vers le cœur gazeux, tandis que la tête hydrophile est orientée vers la masse d'eau. Ainsi, une bulle classique a une limite extérieure humide ou hydrophile. [8]

CHAPITRE III : Généralité sur l'Aphron

Selon Sebba (1987), les aphrons sont des bulles environ 10–150 microns de diamètre. Contrairement aux bulles de mousse conventionnels, les aphrons ont la structure suivante: «Un noyau, deux couches et trois membranes ». Le noyau de gaz de l'aphron est encapsulé dans une coque protectrice aqueuse. Cette dure coquille imperméable aide à prévenir les fuites d'air du noyau, et permet aux aphrons de survivre dans les conditions de fond. En fait, la coque est un surfactant à trois couches. Le surfactant extérieur est de type hydrophile, ce qui rend le aphrons compatibles avec le fluide aqueux environnant, et produit une barrière efficace contre la coalescence avec aphrons adjacents. [10].

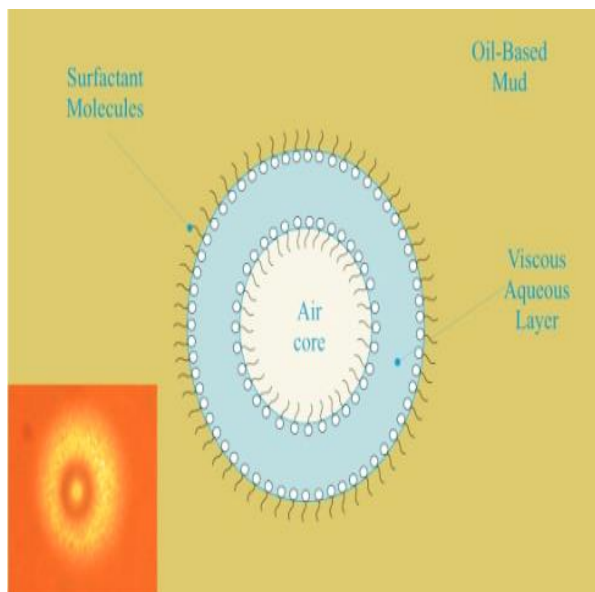


Figure III.3 : Structure de oil-Based Aphron.[8]

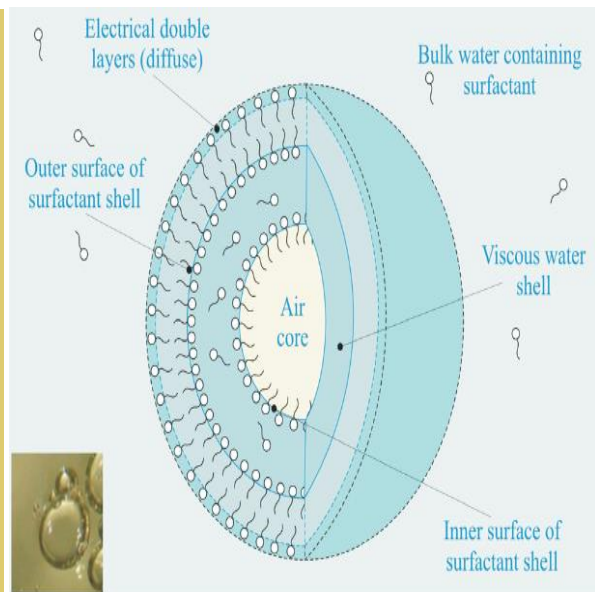


Figure III.2 : Structure de Aphron based Mud.[8]

Le surfactant tri-couche (Figure III.2) qui enveloppe le noyau de l'aphron est beaucoup plus stable, cette tri-couche comprend:

- un film de tensioactif interne enveloppé par une coquille d'eau visqueuse
- une double couche externe de tensioactifs.

On pense que la structure des aphrons à base d'huile est similaire à celle des aphrons à base d'eau (Figure III.3). une couche aqueuse ou polaire viscosifiée entoure le film de tensioactif interne, qui est maintenu en place par une monocouche externe de tensioactifs.

Les aphrons sont très stables dans différentes conditions de travail. Leur stabilité dépend de l'épaisseur et de la viscosité de la coque d'encapsulation. L'enveloppe (film de viscosité des aphrons) doit avoir une certaine épaisseur minimale. Ceci est important car les aphrons en circulation changent de volume avec le changement de pression selon la loi de Boyle. si la coquille devient excessivement mince, lorsqu'elle est exposée à une chute de pression très

CHAPITRE III : Généralité sur l'Aphron

importante, elle se décomposera probablement. L'enveloppe eau / film n'est pas stable si elle est plus mince que quatre microns ou plus épaisse que 10 microns. Outre l'épaisseur, la viscosité de la coquille est un critère très important pour la stabilité des aphrons. La coquille doit avoir une viscosité minimale pour éviter le phénomène appelé «effet Marangoni» qui provoque la diffusion de l'eau hors de la coquille dans le liquide en vrac. Cela affine et déstabilise la coquille. La vitesse de transfert de l'eau est inversement proportionnelle à la viscosité de la coque. Par conséquent, l'ajout d'un viscosifiant tel qu'un bio-polymère est nécessaire. Le viscosifiant sert également à ralentir l'écoulement du fluide en vrac dans les zones de perte.

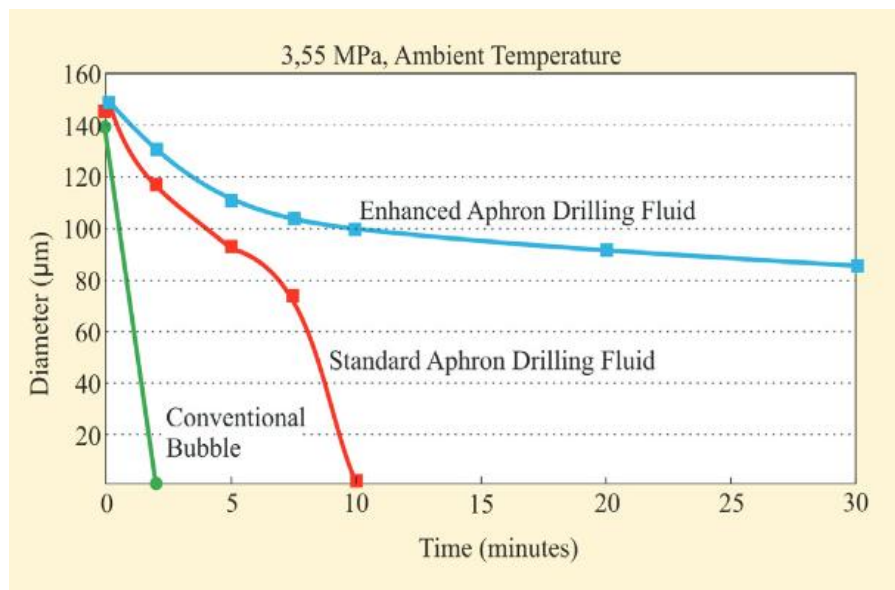


Figure III.4 : Durée de vie des Aphrons à pression élevées.[8]

Les aphrons peuvent survivre beaucoup mieux à l'exposition aux pressions élevées que les bulles classiques (Figure III.4)

Le cycle de pression rapide des fluides de forage aphron laisse la plupart des aphrons intacts. [8]

III.3.3. Diamètre des Aphrons.

Le diamètre de la bulle aphron est un facteur essentiel pour déterminer l'écoulement des fluides aphronisés dans la formation pendant le forage. La taille des bulles doit être adaptée à la distribution de la taille des pores de la formation/roche. Il est donc très important de mesurer la distribution de la taille des microbulles plutôt que de regarder la taille moyenne d'une bulle. D'après les résultats de la Figure III.5, les fluides de forage à base d'aphrons présentent une large gamme de tailles, montrant que les bulles sont comprises entre 20 et

130 μm avec une taille de bulle moyenne de 71,87 μm .. [10]

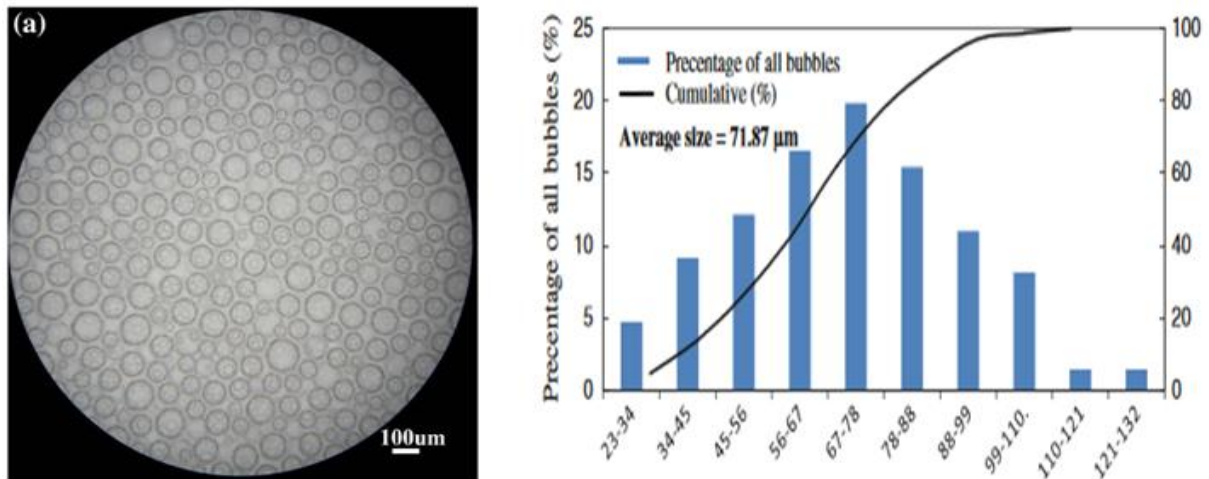


Figure III. 5 : Diamètre des bulles en μm . [10]

III.3.4. L'Aphron Based Mud

Le premier et prédominant type de système de boue à base d'aphron utilisé sur le terrain est un système polymère à base d'eau. Les tableaux III.1 et III.2 montrent la composition de fluides de forage typiques à base d'aphron à base d'eau et d'huile. Ces deux fluides consistent en un viscosifiant, un générateur d'aphron, stabilisateur d'aphrons et agent de contrôle de la filtration. La principale différence entre les deux systèmes de fluide est la phase continue qui consiste en eau (eau douce ou saumure) système aphon à base d'eau et huile ou fluide synthétique dans système aphon à base d'huile. [8]

➤ **Caractéristiques:** [15]

1. Colmatage interne sans solide
2. Microbulles robustes et stables
3. LSRV élevé
4. Réduit les effets des hautes pressions différentielles
5. Bon transport des déblais
6. Peut être utilisé dans des environnements à basse pression

➤ **Avantages :**[15]

1. Efficacité de forage améliorée et dommages minimes
2. Forage plus facile dans les puits dévier et horizontal
3. Réduit la perte de circulation et le risque de coincement
4. alternative UBD
5. Améliore la qualité de la cimentation

CHAPITRE III : Généralité sur l'Aphron

6. Augmentation de la production et amélioration de l'économie sur le terrain
7. acceptable pour l'environnement
8. Réduit considérablement les temps et les coûts de nettoyage

Tableau III.3: Composition typique d'un système d'Aphron à base d'eau. [8]

Produits	Fonctions et rôles	Concertations et quantités
Fresh water/brine	Phase continue	0.97 m ³ /m ³
Soda ash	Régulateur de dureté minérale	071kg/ m ³
Biopolymer blend	Viscosifiant	14.26kg/ m ³
Polymer blend	Agent de contrôle de filtration et stabilisant thermique	14.26kg/ m ³
pH buffer	Contrôleur de pH	1.43kg/ m ³
Surfactant	Générateur d'Aphron	2.85kg/ m ³
Biocide	Biocide	1.19l/ m ³
Polymer/Surfactant blend*	Stabiliseur d'Aphron	2.85kg/ m ³
Polymer*	Inhibiteur de gonflement d'argile	2.85kg/ m ³
Oligomer*	Anti-mousse	2.85kh/ m ³

Tableau III.4 : Composition typique d'un système d'Aphron à base d'huile. [8]

Produits	Fonctions et rôles	Concertations et quantités
Oil or synthetic fluid	Phase continue	0.97 m ³
Clay or Polymer Blend	Viscosifiant	42.79 kg/m ³
Surfactant	Générateur d'Aphron	2.85 kg/m ³
Water	Activateur Polaire	28.53 kg/m ³
Polymer*	Agent de contrôle de filtration	2.85 kg/m ³
Polymer/Surfactant Blend*	Stabiliseur d'Aphron	2.85 kg/m ³

* : Produits optionnels et au choix.

Le fluide de base se compose d'un polymère haut rendement couplé à des agents de contrôle de la filtration qui créent et stabilisent la aphrons dans la phase continue, un tensioactif aphroniseur est incorporé pour atteindre la concentration souhaitée de microbulles, qui se situent généralement entre 8 et 14% volume. [8]

En outre, le surfactant peut construire le multicouche et créer une tension inter-faciale pour lier les aphrons dans un réseau capable de créer un colmatage en fond de trou. Pour réussir l'opération, les aphrons doivent être stabilisé dans les fluides de forage. Ceci a été réalisé par polymère HYSST à haute limite d'élasticité. Ce type de polymère est considéré comme viscosifiant ainsi que stabiliseur. L'utilisation du polymère HYSST couplé à l'agent de

CHAPITRE III : Généralité sur l'Aphron

contrôle de filtration aidera à contrôler les propriétés rhéologiques (c.-à-d. viscosité au cisaillement, viscosité à faible taux de cisaillement) et stabilisation les aphrons en empêchant la croissance des bulles avec le temps. [10]

Tableau III.5 : Propriétés physiques. [8].[10]

Fluid properties	Based Water	Based Oil	Properties	Initial	HotRoll 16 h at 120 °C
Density kg/m ³	1027	812	Density (g/cm ³)	0.8	0.84
Plastic viscosity (mPa·s)	9	15	Funnel viscosity (s)	64	56
Yield Point (Pa)	22	33	Apparent viscosity (cP)	41.5	37
Gel Strength 10 s/10 min (Pa)	13/16	22/25	Plastic viscosity (cP)	27	25
API Fluid loss (cm ³ /30 min)	9	Negligible	Yield point (Pa)	14.5	12
ISrv at 0,06 s-1 (mPa·s)	60 000+	50 000+	YP/PV	0.54	0.48
			Gel strength 10 s/10 min (Pa)	4/9	5/11
			API fluid loss (mL/30 min)	5.1	4.9
			pH	9.7	9.7
			Half-life (h)	>48	>48

III.3.4.1. Rhéologie

Le modèle rhéologique approprié pour décrire le comportement du fluide de forage en matière d'écoulement avant et après la génération d'Aphron est le modèle de Herschel Bulkely. D'après les résultats de l'ajustement du modèle de Herschel Bulkley, avant ou après la génération d'Aphron, l'élévation de la température améliorerait les performances rhéologiques du fluide de forage. Après la génération de l'Aphron, la capacité de nettoyage du fluide dans le puits de forage s'améliore. Lorsque la température atteint 93 ° C (200 ° F), les propriétés du fluide de forage ne diminuent pas beaucoup. Après la génération, la taille de la bulle augmente lentement avant 150 minutes, après 150 minutes, elle augmente plus rapidement. En termes de longévité, le fluide de forage Aphron présente une forte stabilité. Dans le test de drainage statique, le taux de drainage du liquide est faible, prouvant également une bonne stabilité du fluide de forage. [12]

Modèles rhéologiques de Herschel-Bulkley

Certains produits comme les boues de forage, les encres d'imprimerie, le dentifrice, ...etc., présentent un seuil de contrainte: il faut exercer une contrainte de cisaillement minimale avant de démarrer l'écoulement. Ces matériaux ne sont donc pas des fluides simples mais des matériaux plus complexes. Ce sont en général des suspensions concentrées de particules solides. Ces particules s'organisent, au repos, en une microstructure qui confère à la

CHAPITRE III : Généralité sur l'Aphron

suspension un comportement de solide, puis, quand la microstructure est suffisamment désorganisée, la suspension à un comportement fluide. [13]

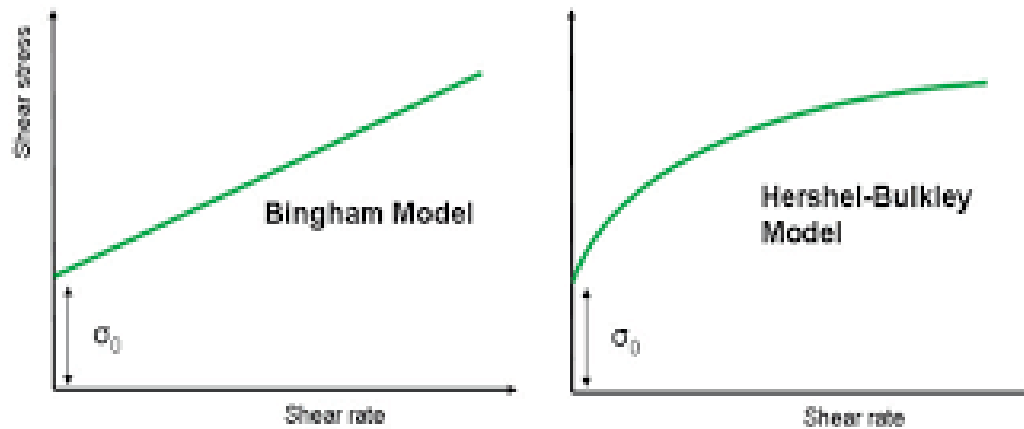


Figure III.6 : Courbe d'écoulement des fluides à seuil.[13]

Le modèle d'Herschel-Bulkley est celui permettant de décrire la plupart des fluides plastiques, la courbe d'écoulement de tels fluides finit par devenir rectiligne au-delà d'une certaine contrainte critique appliquée (figure III.6). L'équation rhéologique de ce modèle est donnée par la formule suivante :

$$\tau = \tau_0 + K \gamma^n$$

τ_0 : Contrainte seuil (Pa)

K : Indice de consistance (Pa.sn)

n : Indice d'écoulement (-)

La viscosité à faible taux de cisaillement (LSRV) des fluides de forage aux aphrons est considérablement plus élevée que celle des fluides de forage de réservoir conventionnels. la LSRV joue un rôle important dans l'invasion des fluides de forage aux aphrons en formation et doit toujours être maintenu à plus de moins de 50 000 mPa · s. comme le fluide ralentit en raison de radiale écoulement et l'action de pontage des aphrons, son taux de cisaillement diminue et sa viscosité augmente. si le LSRV baisse, il est fortement recommandé de suspendre le forage jusqu'à la restauration des propriétés de la boue. La présence des aphrons n'affecte pas de manière significative la viscosité. [8]

Le fluide de forage nécessite une bonne LSRV pour empêcher les particules d'air / de gaz de s'échapper du fluide en surface. En pratique, une LSRV supérieure à 50 000 mPa sur un Brookfield à 0,5 tr / min est la rhéologie minimale requise pour maintenir les particules air / gaz dans le système de fluide de forage. Idéalement, une viscosité Brookfield de 100 000 mPa maintiendra l'entraînement de toutes les particules air / gaz et maintiendra la densité du

CHAPITRE III : Généralité sur l'Aphron

fluide de forage à une valeur constante et prévisible. La composition du fluide de forage est essentielle pour pouvoir atteindre le LSRV et donc l'entraînement des particules air / gaz. Brookey a utilisé des polymères HYSST afin d'obtenir la rhéologie requise et de garantir l'autonomie des particules air / gaz. [14]

III.3.5. Comment l'Aphron Based Mud agit-il ?

les fluides forage aphron réduisent l'invasion aussi bien rhéologiquement que mécaniquement., le fluide de base a un LSRV très élevé, ainsi, la densité de circulation équivalente (ECD) est assez faible et son potentiel d'initiation et de propagation des fractures sont également faibles. De plus, le fluide de base a une thixotropie relativement basse. [9]

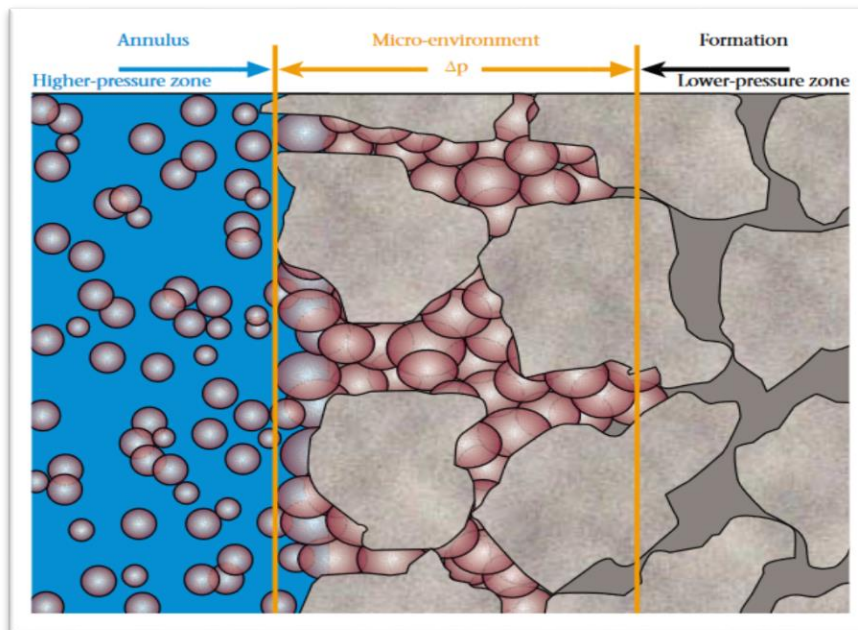


Figure III.7 : Mécanisme de colmatage des Aphrons.[17]

Les aphrons contiennent un noyau de gaz d'air encapsulé et se compressent lorsqu'ils circulent dans le trou. La pression interne de ces microbulles augmente à un taux proportionnel à la pression externe appliquée. La combinaison de la pression croissante et de la température sert à dynamiser les aphrons individuels. Une fois que l'outil pénètre une formation épuisée, les aphrons s'agrègent immédiatement dans les ouvertures des zones à basse pression. Là, une partie de l'énergie stockée dans chaque aphron est libérée, ce qui provoque son expansion. L'expansion se poursuit jusqu'à ce que les pressions internes et externes sur la paroi de l'aphron soient équilibrées. Lorsque les microbulles excitées entrent dans les ouvertures de la formation, elles transportent une énergie égale à celle de l'annulaire. Lorsqu'elles s'entassent dans une ouverture, les forces externes de Laplace augmentent considérablement, entraînant une agrégation et une augmentation du LSRV interne. Le microenvironnement créé par ce phénomène forme un pont sans solides.

CHAPITRE III : Généralité sur l'Aphron

À mesure qu'ils se relient, les aphrons se développent vers l'annulaire, transmettant la pression différentielle par les ouvertures de la formation et loin de la zone de production. En d'autres termes, ils deviennent des barrières absorbant l'énergie qui isolent la formation du forage. [15]

Relations avec les pertes de circulation

Le système est caractérisé par des pertes naturelles qui sont inévitables; pour réduire ce genre de perte il est conseillé d'ajouter un polymère synergique (Activator I), pour renforcer la stabilité de la LSRV et des Aphrons, car les autres agents de contrôle de filtrats sont nuisibles sur ces propriétés. Ce système de boue ne produit pas le gâteau de la boue (Mud cake), le maintien des parois est réalisé grâce à la capacité de l'invasion et de colmatage des microbulles dans les formations ainsi que leur résistance aux mouvements (Figure III.8). Et dans un système bien entretenu les pertes ne dépassent pas les 5ml. [11]

Impact sur les réservoirs

La grande majorité des roches réservoirs sont mouillées d'eau. Comme la phase huile / lipophile est déplacée par de l'eau qui mouille les surfaces rocheuses, donc la pression capillaire est une force motrice. [14]

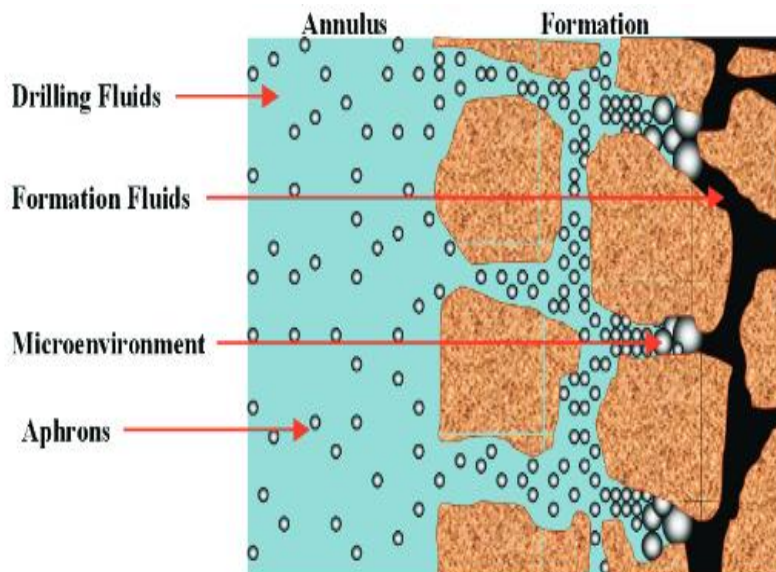


Figure III.8 : Expansion des aphrons dans les formations. [8]

La pression capillaire résiste à l'invasion d'une microbulle hydrophobe dans un réseau de micro-fractures / pores interconnectés hydrofuge dans des formations perméables. La résistance à l'écoulement des aphrons et du fluide porteur dans les ouvertures de la formation, c'est-à-dire l'efficacité du scellement formé par les aphrons, dépend de la taille des ouvertures et du degré d'hydrophobie de la coque extérieure de l'aphron. Les petites ouvertures et les aphrons fortement hydrophobes / lipophiles favorisent l'étanchéité. À l'inverse, de très grandes

CHAPITRE III : Généralité sur l'Aphron

ouvertures, par exemple fractures, ne génèrent que peu ou pas de pression capillaire et, par conséquent, aucune étanchéité n'est possible, sauf au niveau de l'extrémité de la fracture. [8]

L'avantage de ce système, qui minimise les de perte de circulation, est bénéfique pour la productivité des puits, la cimentation primaire et permet de forer à travers la formation à basse pression pour la recherche de zones productives en dessous. Ces puits utilisant un fluide aphron ont généralement présenté une réponse plus rapide après la stimulation initiale. La réaction rapide à la production est due au fait que le microenvironnement ne comprend pas de mud cake chargé d'eau ou de solides, mais en un système contenant principalement de l'air / gaz, avec de petites concentrations de surfactant et de polymère. Par conséquent, après l'achèvement du puits ils sont évacuer par les effluents . Les aphrons sous tension se retirent généralement lorsque la pression hydrostatique du trou de forage est réduite. Tout résidu de surfactant et de polymère est mineur et non tenace en raison des nouvelles caractéristiques de mouillage de la surface. Ce mouillage de surface favorise l'élimination des résidus par dilution des hydrocarbures produits et un nettoyage rapide et facile des puits est normal avec le système à aphron. [14]

De plus, les microbulles flexibles permettent aux opérateurs d'accéder économiquement à certaines réserves où l'épuisement a altéré la mécanique du champ, obligeant à utiliser des chaînes de tubage supplémentaires ou des techniques de forage en UBD coûteuses. [15]

III.4. Expériences sur quelques chantiers dans le monde

Le système des fluides de forage aux aphrons a été appliquée avec succès dans des puits de forage vertical, horizontal et incliné, ainsi que dans des opérations de complétion et de reconditionnement (workover) en Amérique du Sud, en Amérique du Nord, en Afrique, dans l'Extrême-Orient, à l'Est du Mexique, au Venezuela, en Mer du Nord, au Nord du Texas...etc. Depuis la première application (puits VLA 1321 au lac Maracaibo dans la section réservoir), la technologie à base d'aphrons utilisée dans plusieurs puits dans le monde ont été forés avec succès dans des réservoirs épuisés dans des gisements de pétrole et de gaz, des formations à haute perméabilité et des roches micro-fracturées. Le tableau ci-dessous représente les différentes données recueillies dans la littérature publiée concernant l'expérience de terrain dans l'application de la technologie des fluides aphroniques. [8]

CHAPITRE III : Généralité sur l'Aphron

Tableau III.4 : Application de la boue aphron dans quelques champs [8]

Localisation/ Emplacement	Opération/ Nombres de puits	Formations	Problèmes/Anomalies	Avantages/Résultats
Lac Maracaibo, Venezuela	Forage de zones à basse pression (9 puits)	formation de la rosa (sables et alternance de sable et de schiste)	perte de circulation, instabilité de forage dommages à la formation cimentation déficiente	excellent nettoyage des trous inhibition et contrôle de l'invasion des fluides
Amérique du sud	Forage des zones sous pression (3 puits)	Sable hautement perméable	perte de circulation instabilité du forage	Carottage, diagraphie et cimentation en ligne
Est du Mexique (région de Tajin)	Opération de reconditionne ment (WO) et de complétion (3 puits)	sables appauvris produisant du pétrole entremêlés de schistes réactifs	perte de circulation, afflux de gaz	Invasion minimale, environnement de travail sûr, réduction des risques pour l'environnement et réduction des coûts
Mer du Nord (secteur néerlandais)	Forage dans deux réservoirs avec des pressions différentes	Argile entre deux formations de sable	perte de circulation, risque de fracturation du réservoir avec une pression plus basse, formation de dommages.	Opération terminée avec succès
West Texas (Fusselman)	Forage de réentrée horizontal (1 puits)	Formation fracturée	Problèmes mécaniques avec les petits outils fracture grande et large pertes totales	excellentes conditions de trous pas de tirage (drag) pas de remplissage ou d'instabilité
Alberta	Complétions et workover (1 puits)	Grès produisant du gaz	Gaz corrosif, permettre la complétion du puits	Opérations de complétions et workover bien réussis
Nouveau Mexique, champ de bassin indien	Forage (7 puits)	formation de dolomie et de calcaire contenant de grandes fractures	perte de circulation, source de gaz	faible corrosion, forage sans perte, pas besoin de stimulation acide

III.5. Conclusion

L'utilisation et l'application de la boue à base d'aphron ne se résume pas uniquement à son aptitude de résoudre les problèmes rencontrés lors des forages, mais il est essentiel de prendre en considération les affinités et les interactions avec les formations traversées et les fluides qu'elles contiennent; et cela est selon la région, le champ, le puits et le réservoir à forer.

IV.1. Introduction

L'utilisation du système de boue à base d'Aphron dans le monde paraît bénéfique et rentables surtout dans la résolution des problèmes de pertes au cours de forage. Au Canada, Yémen et au Venezuela ce système avait donné des résultats très motivant; dans ce chapitre on va essayer de présenter quelques applications et les discuter.

IV.2. Etudes de cas

IV.2.1. Moyen orient

En raison des difficultés techniques liées à la perte de circulation et aux formations sous pression normale; le forage à la mousse est utilisé pour la section supérieure, pour la section intermédiaire et en raison du succès obtenu lors du forage de KC-7, un système de boue MMO est utilisé pour forer cette section, tandis que le système de boue AphronICS devrait être utilisé pour forer la section de réservoir.

IV.2.1.1. Objectifs

Un puits directionnel est prévu à une profondeur mesurée de 2212 mMD / 1574 mTVD pour intersecté les formations de réservoir jurassiques. La trajectoire du puits de forage a débuté à une faible profondeur et augmenté à une inclinaison de 53 ° pour intersecté la cible principale à un azimut de 134 °.

- Forage pour intersecté les formations Barsarin, Naokelekan, Sargelu, Alan et Mus.
- Évaluer le potentiel commercial du Mus Fm.
- Tester la zone dans et en dessous de la fenêtre de transition d'huile (-220mTVDSS) pour déterminer les fluides in situ, la viscosité et le débit de l'huile.
- Compléter le puits en tant que producteur des formations du Jurassique supérieur et éventuellement du Jurassique inférieur (Alan & Mus), en fonction du type de fluide rencontré.

Colonne de production 8^{1/2}" x 7"

L'intervalle de production comprend le réservoir et la section de production du puits. Les formations comprennent les Barsarin, Naokelekan, Sargelu, Alan & Mus et sont composées d'anhydrites, de schistes argileux et de carbonates intercalés qui sont fortement fracturés et soumis à des pressions inférieures à la normale (<6 ppge). Cet intervalle est foré directionnellement et peut rencontrer H₂S avec des concentrations allant jusqu'à 20%. Le système de fluide doit être prétraité avec du carbonate de zinc ou un épurateur de H₂S liquide. Le fluide de forage prévu pour cet intervalle est le système AphronICS. Il est décidé de ne pas utiliser de KCl comme inhibiteur supplémentaire du schiste pour éviter une invasion de

CHAPITRE IV : Etude de cas

chlorures dans le réservoir. Bien qu'ActiGuard soit l'ingrédient spécifique de ce package de système fluide pour lutter contre l'inhibition du schiste, des tests pilotes supplémentaires sont effectués pour vérifier la compatibilité de ce système avec d'autres inhibiteurs non chlorés, à savoir ID-FURY, ID-CLYSTOP, etc.

Tableau IV.1: Propriétés du système AphronICS

Densité	Viscosité	Perte	Yield Point	6 RPM	pH	Aphron concentration	LSRV
< 9.5	50-60	< 12	24-30	18-22	10.0 -10.5	10 -12 %	40k - 50k

Tableau IV.2 : Produits de formulation du système AphronICS

Produit	Fonction	Concentration
Fresh Water	Fluide de base	0.96 bbl/bbl
Na-Hypochlorite	Oxydant pour éliminer les bactéries	2.0 lb/bbl
ID- Cide	Bactéricide	0.3 lb/bbl
Soda Ash	Contrôleur de pH et stabiliser la LSRV	3.0 lb/bbl
Go-Devil II	Viscosifiant	4.0 lb/bbl
ActiVator I	Stabilisateur de système/réducteur de filtrat	4.0 lb/bbl
ActiVator II	Control de pH	2.0 lb/bbl
ActiGuard	Inhibiteur d'argile et stabilise les Aphron	2.0 lb/bbl
Blue Streak	Aphroniseur	1.0 lb/bbl
Aphronizer A	Améliorateur d'Aphron(Surfactants)	0.25 lb/bbl
Aphronizer B	Améliorateur d'Aphron(polymère)	0.25 lb/bbl
Passivator	Désémulsifiant	Si nécessaire

IV.2.1.2. Description des produits

1. **Go-Devil II** : C'est un mélange de polymères non ioniques qui fournissent une viscosité à faible taux de cisaillement (LSRV) dans le système APHRONICS. Les LSRV créés par Go Devil II favorisent le nettoyage des trous, la suspension de solides, le contrôle de

CHAPITRE IV : Etude de cas

l'invasion de formation et la prévention de la perte de circulation. La concentration initiale recommandée pour une performance optimale est de 4,0 lb / bbl.

2. **ActiVator I** : est un stabilisant pour le système APHRONICS ainsi que pour d'autres fluides à faible viscosité, il peut être ajouté sous forme de poudre sèche ou dans un baril de produit chimique en se dissolvant dans de l'eau douce. La concentration initiale recommandée pour une performance optimale est de 4,0 lb / bbl.
3. **ActiVator II** : C'est un tampon de pH non caustique pour APHRONICS système. il est plus efficace s'il est dissous dans de l'eau douce et ajouté à l'aide d'un baril de produit chimique. La concentration initiale recommandée pour une performance optimale est de 2,0 lb / bbl.
4. **ActiGuard** : C'est un mélange de tensioactifs et d'huiles végétales qui améliorent la stabilité des aphrons et inhibent l'absorption d'eau et le gonflement des argiles réactives. Les concentrations typiques pour des performances optimales sont de 0,1% à 0,5% en volume.
5. **Blue Streak** : C'est un mélange de tensioactifs anioniques et non ioniques et de co-tensioactifs en solution aqueuse. BLUE STREAK encapsule l'air dans les fluides de forage en créant des microbulles. Les LSRV élevés du système et l'effet de pontage des microbulles réduisent ou éliminent de manière significative les pertes de fluide ou de filtrat dans les formations. L'application initiale est habituellement de 1,0 lb / bbl. Les traitements d'entretien quotidiens sont généralement de 0,1 à 0,25 lb / baril. BLUE STREAK est plus efficace s'il est injecté dans le système au niveau de la colonne d'eau mais peut être ajouté à travers la trémie (mud hopper) sans aucun problème de formation de mousse. BLUE STREAK doit être ajouté en dernier dans l'ordre de mélange et pas avant l'obtention d'un LSRV stable d'au moins 50 000 cP sur le rhéomètre Brookfield (broche n ° 2 à 0,3 tr / min).
6. **Passivator** : C'est un anti-mousse à base d'eau spécialement conçu pour les fluides à base d'eau d'Aphron. PassiVator peut être utilisé pour traiter les mousses de surface sans retirer les aphrons du système. Cependant, la mousse en surface indique que le LSRV du système peut ne pas être suffisante pour empêcher la formation de mousse.

IV.2.1.3. Procédure de mixage

Le système est facile à mélanger car les polymères et autres matériaux se dispersent facilement. Idéalement, un bon mixeur (mud hopper) et des bacs avec une bonne agitation

CHAPITRE IV : Etude de cas

sont utiles pour faciliter le mélange des matériaux. Le Blue Streak peut être ajouté en s'égouttant dans les bacs d'aspiration. Préparation du système et ordre de mélange:

1. Avant de mélanger le système, prétraiter l'eau avec de l'hypochlorite de sodium à 2,0 lb / lb pour tuer toutes les bactéries et avec du carbonate de sodium à une dureté totale <200 mg / l.
2. Ajouter 3,0 gal d' ID-Cide par 100 bbl d'eau d'appoint. Cela garantira un mélange homogène du matériau et minimisera les risques de développement d'une poche isolée de bactéries dans le système.
3. Go-Devil II (4,0 lb / bbl) peut être mélangé très rapidement sans craindre le développement de "yeux de poisson" ni la perte de polymère sur les écrans du shaker. Deux à trois minutes par seau de 25 lb à travers une trémie standard sont possibles sans problèmes. Le matériau est conçu pour être mélangé avec des exigences de cisaillement minimales.
4. ActiVator I (4,0 lb / bbl) doit être mélangé dans une trémie standard à raison de quatre à cinq minutes par sac de 50 lb. Il ne présente aucune tendance à boucher la trémie.
5. ActiVator II (2,0 lb / bbl) doit être mélangé assez lentement pour assurer un mélange homogène et un pH constant.
6. Le tensioactif Blue Streak (1,0 lb par bbl) est conçu pour aider au développement et à la stabilisation des aphones. La méthode privilégiée pour mélanger Blue Streak consiste à utiliser le bac à boue. Cependant, il est possible de mélanger en le versant directement dans la partie supérieure des bacs de boue au-dessus des agitateurs. Il doit être mélangé assez lentement pour assurer un mélange homogène dans tout le système. En aucun cas, le surfactant Blue Streak ne doit être mélangé avant l'obtention d'un LSRV de base fluide de 60 000 cP. Si un LSRV de 60 000 n'a pas été atteint, testez-le avec Go Devil II pour trouver le niveau de traitement optimal, puis ajoutez-le au système.

Remarque: lors du mélange initial, le fluide peut mousser mais n'est pas incontrôlable. Cela peut être minimisé en utilisant des pistolets à boue souterrains et en mélangeant rapidement pour construire le LSRV à près de 60 000 cP aussi rapidement que possible. À mesure que la boue approche de ce seuil, la formation de mousse diminue et la taille des bulles d'air entraînées diminue.

7. Ajoutez Aphronizer A (0,25 lb par bbl), Aphronizer B (0,25 lb par bbl).
8. Ajoutez du bicarbonate de soude (3,0 lb / bbl) comme avantage synergique pour le tampon pH Activator II, ainsi que pour la stabilité du LSRV.

9. Ajustez les concentrations de Blue Streak, Aphronizer A et Aphronizer B dans leur rapport respectif (1,0: 0,25: 0,25) jusqu'à atteindre une concentration de 12,0% en volume d'Aphron dans le système en circulation.

IV.2.1.4. Directives d'ingénierie du système APHRON ICS

A. La densité: Il est important de se rappeler que les aphrons sont compressibles et que la densité en fond de trou sera supérieure aux mesures de densité de surface. La densité de surface ne doit pas être augmentée par rapport aux exigences prévues en fond de trou, sauf si une compression est envisagée. Il est recommandé d'utiliser une balance sous pression pour les mesures de densité surfacique afin de permettre une meilleure estimation de la densité en fond de trou. Maintenir le poids de la boue aussi bas que possible en utilisant l'équipement de contrôle des solides et la dilution. D'après les observations et les mesures sur le terrain, la réduction de la densité à la surface est minimale (plus / moins 10,0%).

Réduction de la densité: La réduction de la densité est gérée en contrôlant l'accumulation de solides forés, en réduisant la concentration en agent alourdissant en solides ou en réduisant la concentration en sel. L'augmentation de la concentration en aphrons n'affectera que la densité de surface et aura un effet minimal, voire nul, dans le trou.

Augmentation de la densité: pour augmenter la densité, il est possible de détruire les aphrons en utilisant un anti-mousse spécifique afin de réduire ou d'éliminer la concentration d'Aphrons dans le système. Ce processus est mieux réalisé en réduisant la LSRV en dessous de 35 000 cP avant le traitement avec l'anti-mousse. Cela restaurera le système à sa densité native. La densité peut ensuite être augmentée à l'aide de techniques d'alourdissement non dommageables, si nécessaire. Il est également possible d'augmenter la densité avec les aphrons en place. Ceci est utile dans les cas où des zones à haute pression et à basse pression coexistent. Étant donné que les aphrons sont une phase stable, il est possible d'obtenir une densité accrue en ajoutant des sels ou des matériaux alourdissants ne causant pas de dommages, tels que du marbre broyé.

B. Viscosité - Rhéologie - LRSV: Bien que la viscosité FANN soit habituellement mesurée, la seule mesure rhéologique pertinente est la méthode Brookfield (cP). Une broche # 2L (cylindrique) à 0,3 tr / min est recommandée pour le système APHRON ICS ®. Cela donne la viscosité à faible taux de cisaillement du fluide (LRSV). Un minimum de 60 000 cP est requis dans la nouvelle boue avant l'ajout de Blue Streak et de l'air dans la trémie.

Remarque: Si la viscosité FANN n'est pas testée avant d'exécuter la rhéologie de Brookfield, la valeur LSRV doit être supérieure de 5 000 à 10 000 cPs.

- C. Nettoyage de trou:** En plus de stabiliser les aphrons, le fluide de forage doit permettre le nettoyage des trous, la suspension de coupe et le contrôle d'invasion nécessaires à une performance optimale lors du forage de trous de forage à angle élevé ou horizontaux. La capacité des systèmes à LSRV élevé à produire cette performance a été bien documentée
- D. Densité équivalente et effet de pistonnage:** En pratique sur le terrain, la boue réduit la pression de circulation lors du remuage. Lorsque les polymères sont ajoutés à de l'eau en circulation, on observe généralement une réduction des pressions de circulation de 30%. L'autre phénomène intéressant est que la boue est facilement déplacée après un circuit sans gélification ni accumulation de pression. Il est typique que les foreurs aillent au fond des choses après un circuit au lieu de s'arrêter pour interrompre la circulation, comme dans la boue classique. Si les lectures de force de gel enregistrées étaient de véritables gels, il serait difficile de déclencher du tout à cause des surtensions excessives et des conditions de pistonnage. Cependant, certains pistonnages peuvent survenir en fonction de la géométrie du puits et de la vitesse de la manœuvre, mais cela ne sera perceptible que lorsque la formation et la pression du forage sont proches de l'équilibre. Selon les données PWD, le poids de boue équivalent dans le trou est environ égal au poids de boue de base sans les aphrons. Dans la pratique actuelle, les mesures de densité mesurées à l'aide d'un bilan de boue sous pression sont la densité au fond du trou.
- E. Déblais et traitement:** Les solides de forage doivent être maintenus grâce à une utilisation intensive et à l'optimisation de l'équipement de contrôle des solides. Tous les équipements disponibles doivent donc être utilisés. des tamis à grande vitesse avec au moins 175 écrans sont recommandés, mais des écrans plus fins peuvent être utilisés. Si, au cours de la circulation complète, au moins 70% de la surface de l'écran n'est pas recouverte de boue, les écrans doivent être remplacés par l'écran suivant pour optimiser l'efficacité du nettoyage.

REMARQUE: une perte minimale du paquet Aphron se produit avec un filtrage fin. La majeure partie des aphrons de grand diamètre qui reviennent à la surface ont leurs coquilles brisées par le cisaillement mécanique des shakers. Cela libère le noyau de gaz tout en maintenant les composants de la coque des aphrons dans le liquide en vrac qui passe à travers les écrans. L'utilisation d'hydrocyclones, de centrifugeuses, de pistolets à boue et de la trémie à boue en aval régénérera les aphrons avec les composants retenus dans le fluide en vrac.

- F. pH et alcalinité de la boue:** Le pH doit toujours être maintenu autour de 10 pour éviter une dégradation rapide de la LSRV. Utilisez Soda Ash et ActiVator II comme tampons de pH. Le pH-mètre électronique peut être utilisé dans le système APHRONICS
- G. Effet de la température sur la viscosité:** La viscosité des polymères sera réduite à des températures plus élevées, mais l'expansion des gaz dans les aphones augmentera. Les aphones sont également comprimés et encombrés, ce qui augmente les forces de la population et de la surface, ce qui augmentera la viscosité. L'expérience sur le terrain démontre la stabilité du microenvironnement dans ces conditions de fond de trou

IV.2.1.5. Maintenance et traitement du système

- A. Stabilité du système:** Les applications sur le terrain présentent une bonne stabilité car les pompes à boue, la perte de charge, le cisaillement et la température aident à créer des aphones stables. La colonne hydrostatique aide également à maintenir les Aphones dans le fond en maintenant une pression externe sur les sphères. Comme le système est thermiquement stabilisé, la température améliore les performances des aphones. La pression (telle que la pression de fond généralement ressentie) sert à fournir de l'énergie pouvant aider à renforcer la capacité de scellement du pont de microenvironnement dans les ouvertures de formation. Comme les aphones ne sont pas complètement compressibles, ils contiennent une pression interne et conservent leur efficacité dans les conditions de fond. La température élevée en fond de trou augmente également la pression interne des Aphones qui se réchauffent et se dilatent. La mesure de la LSRV avec le viscosimètre Brookfield est un bon indicateur de la qualité du fluide. Si elle commence à chuter, il faut traiter avec Go Devil II et ActiVator I. Une baisse de pH peut déclencher une réduction de la LRSV. Le pH doit être fortement tamponné avec ActiVator II et Soda Ash. Les mesures effectuées à 3 et 6 tr / min avec un rhéomètre Fann 35 à six vitesses (ou équivalent) ne disent pas beaucoup sur la LSRV. Par exemple, la lecture 6 peut rester la même et la perte de LSRV jusqu'à 50%.
- B. Comportement de la boue pendant une période statique:** Le système APHRONICS reste stable pendant de longues périodes dans le trou. L'enregistrement pendant plus de 48 heures n'a posé aucun problème. En fait, le système reste encore plus stable en fond de trou qu'en surface, car les Aphones sont sous compression.

IV.2.1.6. Limitations du système

A. Contamination: le système n'est pas sensible aux contaminants normaux des fluides à base d'eau tels que les carbonates, les bicarbonates, les sels et l'anhydrite. Le ciment peut être manipulé facilement en prétraitant avec du bicarbonate de sodium et en maintenant un pH inférieur à 11,0, de préférence à 10,5. Les contaminants les plus dommageables pour le système sont les hydroxydes et le traitement par la soude caustique ou la chaux est déconseillé. La présence d'hydroxydes réduira la LSRV. Il est également sensible aux pH bas et doit être tamponné lors du forage de gaz acides. APHRONICS est également compatible avec les saumures et ne devrait pas être affecté négativement par des contaminants dans les aquifères au cas où certains écoulements se produiraient. En effet, le fluide reste stable lors des opérations de neutralisation des puits. Cela permet une récupération rapide, permettant ainsi aux opérations de forage de continuer sans détériorer les conditions des trous, les garnitures coincées ou les retards importants. Les ions tels que CaCl_2 ou MgCl_2 doivent être évités dans le système

B. Equipement de traitement des solides

Tamis vibrants: Le premier et le plus important moyen d'éliminer les solides est les tamis. Comme le système résiste également aux écrans, les agitateurs doivent être rapides, capables de créer un cisaillement pour fluidifier le fluide à haute LSRV. Les tamis doivent être dimensionnés pour permettre une élimination optimale des solides sans éliminer les aphrons efficaces. Généralement, des écrans de 175 mesh sont recommandés à cet effet. Il est parfois nécessaire d'utiliser des tamis inférieurs, tels que 80-100 mesh, pour éviter de perdre de la boue tout en ayant des taux de pénétration élevés. Cela est généralement efficace dans la mesure où le mouvement des secoueurs à grande vitesse crée un mouvement de roulement et fait que les solides forment de grosses boules, qui se déplacent à travers un écran plus grand à la fin pendant le passage de la boue. Il est préférable d'utiliser un tamis plus grossier que de perdre de la boue excessive ou de contourner une partie du flux due à l'aveuglement.

Centrifugeuse: Une centrifugeuse est une option souhaitable d'élimination des solides. Comme les aphrons n'ont pas de masse, ils ne sont pas éliminés par la force centrifuge, ce qui leur permet de rester dans la boue pendant que la centrifugeuse élimine les solides fins, elle doit être capable de traiter au moins 100 gpm.

NB: L'utilisation de Dessabler et Déselteur n'est pas recommandée en raison des pertes excessives de boue provenant de ces appareils

IV.2.1.7. Perte de circulation et procédures de contrôles

En cas de circulation et de forage avec des pertes partielles, des fractures importantes ont probablement été rencontrées et une chute du volume des bacs peut être observée. La plupart du temps, ce sera temporaire et s'arrêtera car les pertes sont contrôlées par l'établissement du pont microenvironnement. Lorsque des pertes de boue entières sont observées, il est suggéré de tirer temporairement le train de tige au-dessus de la zone de perte et d'arrêter la circulation.

Le fait de permettre à la colonne de fluide annulaire de trouver son point d'équilibre par rapport aux différences de pression entre la tête hydrostatique et les pressions de formation permettra l'établissement mécanique du pont de microenvironnement dans les grandes fractures fraîchement exposées. Après avoir laissé le pont de microenvironnement se mettre en place (observé par un niveau de fluide annulaire stable), augmentez progressivement le débit de circulation jusqu'à la vitesse de forage et tournez au fond pour reprendre le processus de forage. Cette procédure s'est révélée très efficace lors de précédentes occurrences.

La seule exception est si le fluide pénètre dans de très grandes ouvertures à faible tortuosité, où des vitesses élevées risquent de fluidifier le fluide APHRONICS. Lorsque cela se produit, il est recommandé d'utiliser une pilule Go-Devil II hautement concentrée pour accélérer le traitement de la LSRV (300 000 cP), associée à du CaCO₃ grossier pour améliorer la construction d'un pont de microenvironnement. Cette situation est rare, mais il convient de mentionner dans toute discussion complète de la perte totale de circulation avec le système

En cas de perte de circulation lors du forage de sables hautement poreux ou de micro-fractures, il est recommandé de s'assurer que le pourcentage d'Aphrons dans le système en circulation est d'environ 15,0% en volume. Cela ne devrait être fait qu'après s'être assuré que le système APHRONICS actuel a suffisamment de la LSRV, assurant ainsi de la stabilité des aphrons. Une quantité suffisante d'Aphrons stabilisés, par rapport au taux de pénétration instantanée et au volume de formation poreuse ou micro-fracturée à forer, permettra d'arrêter les pertes. Si la LSRV n'est pas adéquate, les aphrons ne sont pas efficaces. La LSRV doit donc être rétabli comme indiqué précédemment.

La plage de pourcentage optimale des aphrons dans les bacs d'aspiration se situe entre 10 et 12%. Il est possible de réaliser des balayages d'Aphrons à haute concentration en versant un baril de Blue Streak de 5,0 gallons directement dans la tige de forage lors de la connexion. Cela s'est avéré très efficace pour traiter les pertes par filtration lors du forage dans des formations à haute porosité ou micro-fracture à haute densité.

REMARQUE: Cette approche est contraire à la plupart des fluides où la réduction de l'ECD est obtenue en fluidifiant la boue.

CHAPITRE IV : Etude de cas

Arbre de décision des pertes de circulation

Tableau IV.3 : Arbre de décision en cas de pertes

Taux de pertes	Actions/Remèdes
Moins de 10 bbl/heures	Assurez la LSRV, puis augmentez la concentration en aphrons
De 10 bbl/hr à 50 bbl/hr	Probablement exposé à de grandes fractures 1) Remonter au-dessus des fractures, arrêtez la circulation et observez comme ci-dessus 2) En cas d'échec, passez à l'étape suivante
De 50 bbl/hr à 100 bbl/hr	Probablement exposé à de grandes fractures de tortuosité minimale 1) Remonter sur les fractures, arrêtez la circulation et pompez 50 bbl de LSRV (300 000 cP +), Go Devil II / CaCO ₃ 2) en cas d'échec, passez à l'étape suivante
Plus de 100 bbl/hr	1) Pompez un comprimé de Go Devil II de 50 bbl 2) En cas d'échec, passez à l'étape suivante 3) 15 ppb MIX II Fine 4) 30 ppb CaCO ₃ -Médium 20 ppb CaCO ₃ - Fine

IV.2.1.8. Contrôle du puits et des venues

A. Venue de gaz: Les venues présentent des problèmes différents et intéressants dans le système APHRONICS. Pendant les venues de gaz, il n'y a pas de perte de charge suffisante pour créer des aphrons dans le trou. Cependant, lorsque l'influx de gaz passe à travers la chock, une chute de pression suffisante sera présente pour créer des aphrons. Le rapport de la boue entière au gaz est assez faible, ce qui limite la quantité réelle d'Aphrons que ce processus va générer en raison de la faible concentration de tensioactifs disponibles. Après avoir passé le flux entrant à travers la chock, le mélangeur de gaz et les

agitateurs primaires, la petite quantité de fluide contaminé doit être placée dans un réservoir de rétention. La LSRV de ce fluide doit être suffisamment réduit pour permettre aux Aphrons de flotter à la surface sous forme de mousse, puis traité avec un anti-mousse. Le fluide doit ensuite être passé dans un dégazeur à vide avant de retourner dans le système actif.

- B. Venue d'huile:** Les venues d'huile créent une autre situation intéressante, car l'huile provoque une dilution et augmente la viscosité en même temps. L'huile, ainsi que tous les solides présents, seront émulsifiés par le tensioactif et les polymères. Les effets d'un petit afflux d'huile (jusqu'à 20%) seront négligeables, bien que des concentrations plus élevées généreront une viscosité considérable. Un avantage majeur des Aphrons dans cette situation est que la densité nécessaire pour tuer le puits peut être rapidement ajoutée sans perte, de sorte que même des afflux importants puissent être contrôlés.
- C. Cimentation:** La cimentation est étonnamment facile avec APHRONICS, puisque le fluide est très visqueux et qu'il se produit très peu de mélange à l'interface. La boue fournit également une surface très utile pour créer un bon lien. Si une densité inférieure est souhaitable avant la cimentation, il est possible d'ajouter Blue Streak. Bien que ce soit une pratique courante, cela n'est généralement pas nécessaire, car les ouvertures, une fois scellées, soutiendront la densité supplémentaire de la colonne de ciment. Il faut s'attendre à des retours complets pendant la cimentation lors du forage de puits scellés avec des aphrons (de nombreux cas de puits ont débordé en raison de l'utilisation d'un excès de ciment). L'entrepreneur en cimentation doit également être informé de la présence d'Aphrons dans le système lors de la mesure de la densité de la boue à l'aide d'un densimètre électronique.
- D. Nettoyage du puits:** Le système ne crée pas de gâteau de paroi conventionnel, qui dépend du dépôt de solides sur un support semi-perméable. Le système APHRONICS favorise un minimum de solides et un minimum de mouvements dans et à travers la zone. De ce fait, les conditions pour former un gâteau de filtration ne sont pas présentes. Les aphrons en place dans la formation contiennent encore de la pression et de l'énergie, de sorte que lorsque la pression hydrostatique est relâchée (comme lors des opérations d'achèvement des travaux), ils sortent facilement de la zone. Tout polymère résiduel en place ne sera qu'un léger film, qui est généralement éliminé par élimination des fluides de complétion ou de fracturation, ou simplement par production.

IV.2.2.1. Introduction

Un fluide de forage à base d'aphron a été utilisé pour forer avec succès le socle en granite fracturé contenant du pétrole du puits KHA 403 pour TOTAL dans le centre du nord du Yémen. KHA 403 est le troisième de plusieurs puits de développement prévus dans le sous-sol fracturé. Ce puits, qui a atteint la profondeur totale le 17 janvier 2005. L'intervalle de production a été foré avec succès à travers une roche de sous-sol fracturée avec une inclinaison initiale de 36 ° et une augmentation à 55 ° à la profondeur totale.

IV.2.2.2. Description du champ

La structure du réservoir basal de Kharir est essentiellement une formation de gneiss granitique fracturé contenant des hydrocarbures, avec une pression de réservoir équivalente à environ 0,90 sg. Historiquement, un trou de 8^{1/2} " est foré dans la roche réservoir avec un simple fluide de forage polymère à base d'eau, ce qui a généralement entraîné des pertes de boue substantielles dans les fractures jusqu'à atteindre le TD.

Sur le plan logistique, les lourdes pertes de fluide de forage ont posé des problèmes d'approvisionnement et de mélange des nouveaux produits chimiques à base de boue, tout en fournissant suffisamment d'eau d'appoint pour suivre le rythme des pertes.

Comme la roche réservoir a une bonne intégrité, le choix évident de compléter des trous ouverts est évident. Cependant, après avoir évacué le fluide de forage polymère, des lavages à l'acide ont été nécessaires pour faciliter le nettoyage avant d'atteindre une productivité acceptable. L'introduction de la technologie des fluides de forage aux aphrons a été appliquée pour:

- Améliorer la logistique d'approvisionnement et de mélange des volumes de boues de remplacement
- Minimiser les produits chimiques de nettoyage, l'équipement et le temps nécessaire pour nettoyer après le forage (opération de stimulation)
- Réduire l'invasion de fluide dans le réservoir
- Minimiser l'invasion de solides dans le réservoir

IV.2.2.3. Résultats du chantier

L'aspect final et le plus gratifiant de l'application de cette technologie était l'amélioration substantielle de la productivité. Le tableau IV.4 montre les pertes de boue réduites et la production accrue enregistrées avec la boue APHRON ICS sur le puits KHA 403, par rapport aux puits antérieurs forés avec une boue polymère. Le volume total de fluide de forage aux aphrons construit pour forer l'intervalle entre les réservoirs était de 696,3 m³, et

CHAPITRE IV : Etude de cas

les pertes subies dans les fractures de formation totalisaient 264,8 m³. Un puits subséquent, KHA 404, a été foré dans la même zone avec la boue APHRON ICS. Aucune perte de boue APHRON ICS n'a été perdue et une production encore plus importante.

Tableau IV.4: Comparaison entre les puits du champ Kharir [16]

Type de boue	Puits #	Production (BOPD)	Longueur du drain (ft)	Perte de boue (bbl)
Polymère	KHA 401	1003	442	1780
Polymère	KHA 201	1497	247	11400
Polymère	KHA 106	1449	634	4300
Polymère	KHA 402	822	680	1550
Polymère	KHA 401	00	1034	0(pas de fracture)
APHRON ICS	KHA 403	3632	593	1500 polymère 1200 APHRON
APHRON ICS	KHA 404	5620	839	1500 polymère 0 APHRON

Hydraulique:

Par rapport aux puits déportés forés avec de simples boues de polymères à base d'eau, il a été rapporté que le nettoyage des trous avait été considérablement amélioré, même pendant les périodes de pertes en fond de trou, indiquant une invasion minimale de solides forés dans les fractures.

La LSRV a été initialement établi à un niveau de 70 000 à 90 000 cP, ce qui s'est avéré moins apte à maintenir la stabilité du système avec une LSRV plus élevé compris entre 100 000 et 125 000 cP. Une LSRV plus élevé de 150 000 cP a été tenté pour traiter les pertes de formation accrues jusqu'à 30 m³ / h, ce qui a entraîné des difficultés pour maintenir la teneur en aphron, le mélange supplémentaire des produits et la performance réduite de l'équipement de contrôle des solides. En fin de compte, une valeur de LSRV comprise entre 100 000 et 120 000 cP s'est révélée être optimale pour maintenir une concentration stable en aphrons et pour

CHAPITRE IV : Etude de cas

le fonctionnement correct de l'équipement de contrôle et de traitement des solides et des pompes de forage.

Lorsque les pertes les plus graves (jusqu'à 40 m³ / h) ont été rencontrées après un forage à 3198 m, le système à aphrons a permis de remédier à ces pertes. Le taux de perte dynamique a été réduit à 0,4 - 0,5 m³ / h et les pertes statiques sont devenues nulles.

Opération de forage

- L'intervalle a commencé par un forage avec un simple fluide polymère de xanthane d'eau douce. Le premier trépan a foré le sabot et la nouvelle formation de 2790 m MD (2685 m TVD) à 2930 m MD, 2796 m TVD. À cette profondeur, l'outil présentait des signes d'usure. Lors de la sortie du trou, des pertes de 1,2 m³ / h ont été signalées dans le sabot, ce qui a incité à prendre la décision de mélanger le système d'aphrons pour un déplacement dans le trou et de forer en avant.

- Les forages se sont poursuivis avec le système des aphrons sans pertes pour la formation. La concentration en aphrons était initialement d'environ 8 à 9% en volume avec LSRV à 80 000 cP. Du bicarbonate de sodium a été ajouté à une concentration de 0,5 lb / bbl pour réduire le pH et élever le niveau de stabilité des aphrons. Les aphrons ont augmenté à 15,5% en volume et, combinés avec un peu de moussage réactif, ont entraîné une réduction significative de la pression de la pompe. Ce problème a été aggravé par la collecte de "fisheyes" polymères dans les filtres d'aspiration de la pompe à boue principale, ce qui a pour effet d'étouffer l'alimentation en boue des pompes de charge. Les filtres ont été nettoyés et la pression de la pompe est restée stable à environ 65 bars, alors qu'elle atteignait 85 bars. À 2983 m, une manœuvre a été effectuée pour inspecter le train de tiges.

- À 3198 m, une rupture de forage significative a été observée, avec un taux de pénétration atteignant 40 m / h. Une perte rapide de 19 m³ de boue a été signalée. Les forages se sont poursuivis avec divers degrés de pertes jusqu'à 3250 m, où une autre interruption de forage a été constatée, entraînant cette fois des pertes accrues et durables de 30 m³ / h jusqu'à la formation, avec un débit de circulation de 1800 L / min.

- Les forages se sont poursuivis de 3250 m à 3261 m, circulant à 1800 L / min et avec des pertes de 30 m³ / h. Le forage a été arrêté à 3261 m et les taux de circulation réduits pour tenir compte de l'évolution des pertes. Il a été constaté que les pertes étaient réduites à zéro à une vitesse de circulation de 500 L / min, avec une LSRV de 107 000 cP et une concentration de 12% en volume d'aphrons. C'était la seule occasion où il était nécessaire de contrôler le débit de circulation à un niveau réduit de 1020 L / min afin de minimiser les pertes.

CHAPITRE IV : Etude de cas

- Avec des stocks suffisants disponibles sur place, le volume de réserve a été construit avec une LSRV de 150 000 cP et le volume dans le trou a également été traité pour porter le LSRV à 150 000 cP et 12% vol. Les travaux de forage ont entraîné des pertes de formation de 3 m³ / h tout en circulant à 1020 L / min. À 1800 L / min, les pertes augmentent à 15 m³ / h. Des simulations hydrauliques ont suggéré que ceci était le débit optimal pour minimiser les valeurs ECD lors de la circulation et du forage, tout en garantissant que les très bonnes caractéristiques de nettoyage des trous ne soient pas compromises. Les simulations hydrauliques ont été confirmées par des observations et en ajustant les débits à des niveaux différents. L'évacuation des déblais de forage des shakers est restée excellent et correspond bien au taux de pénétration.

- À partir de 3330 m, les paramètres de boue ont été ajustés. La LSRV a été réduite à une plage allant de 110 000 à 120 000 cP, ce qui facilite considérablement l'élévation de la concentration en aphrons de 15 à 17% en volume sans compromettre les performances de la pompe. L'augmentation de la concentration en aphrons a contribué à réduire les pertes en fond de trou de 3 m³ / h à des pertes comprises entre 0,4 et 0,5 m³ / h. Ces paramètres ont été maintenus jusqu'à 3383 m.

- Au niveau du réservoir, les pertes de formation ont été contrôlées à moins de 1,0 m³ / h alors qu'elles circulaient à 1 000 L / min, et aucune perte n'a été observée dans des conditions statiques. L'intervalle du réservoir a été enregistré avec succès sur l'opération de travaux au câble (wireline), même lorsque l'inclinaison a augmenté de 36 ° à 55 °.

- A la profondeur totale TD, l'outil a été remonté du fond du trou et la boue est circulé pour conditionner à l'exécution de l'assemblage de la complétion. La nature unique du mécanisme de colmatage des aphrons facilite un nettoyage rapide et simple, ce qui permet d'établir la production sans perte de temps et coûts supplémentaires liés aux opérations de stimulation.

Formulation du fluide

- La formulation utilisée est indiquée dans le tableau IV.5. Cette formulation devrait donner des aphrons avec LSRV autour de 120 000 cP, mesurés à l'aide d'un viscosimètre Brookfield avec fuseau # 3L à 0,3 tr / min et à 50 ° C. Le pH sera d'environ 10,5 et la teneur en aphrons de 10 à 15% en volume (en fonction de la quantité de cisaillement et de la source d'air). Une teneur élevée en LSRV n'est pas recommandée car des difficultés de mélange se produiront à travers les trémies.

- Des ajouts supplémentaires de carbonate de sodium doivent être effectués uniquement après avoir mesuré le pH du système. Ils ne doivent pas être effectués si le pH est supérieur à 10,5.

CHAPITRE IV : Etude de cas

Les pH élevés doivent être évités, car une détérioration des polymères de contrôle de perte peut se produire, entraînant une perte totale de fluide. En cas de pH élevé, évitez d'ajouter de la soude et un stabilisant thermique. Les traitements peuvent être faits avec de l'acide citrique pour abaisser le pH, il peut être ajouté par baril chimique, sans réactions indésirables. Les ajouts de bicarbonate de sodium doivent être évités autant que possible, car ils peuvent provoquer une formation de mousse et une augmentation de la teneur en aphron.

Tableau IV.5: Formulation du fluide aphron dans le puits KHA403

Produits/fonctions		Concentration
Soda Ash		0.25 lb/bbl
Go DEVIL II - Viscosifiant		4.5 lb/bbl
ACTIVATOR I - Stabilisant thermique		5.0 lb/bbl
ACTIVATOR II - Agent de contrôle d'alcalinité		2.0 lb/bbl
M-I CIDE - Bactéricide		0.3 lb/bbl
BLUE STREAK - Générateur d'aphron		1.0 lb/bbl
APHRONIZER A	Stabiliseur d'aphron	0.5 lb/bbl
PLASTICIZER		0.3 lb/bbl
APHRONIZER B		0.5 lb/bbl

- Des ajouts supplémentaires de carbonate de sodium doivent être effectués uniquement après avoir mesuré le pH du système. Ils ne doivent pas être effectués si le pH est supérieur à 10,5. Les pH élevés doivent être évités, car une détérioration des polymères de contrôle de perte peut se produire, entraînant une perte totale de fluide. En cas de pH élevé, évitez d'ajouter de la soude et un stabilisant thermique. Les traitements peuvent être faits avec de l'acide citrique pour abaisser le pH, il peut être ajouté par baril chimique, sans réactions indésirables. Les ajouts de bicarbonate de sodium doivent être évités autant que possible, car ils peuvent provoquer une formation de mousse et une augmentation de la teneur en aphron.

- La concentration en aphrons devrait être maintenue dans la plage de 12 à 15% en volume. Le niveau stable du contenu des aphrons est fonction de la LSRV; à mesure que le LSRV

CHAPITRE IV : Etude de cas

augmente, une teneur plus élevée en aphrons peut être tolérée. Inversement, à mesure que le LSRV diminue, la tolérance au contenu des aphrons diminue. Une bonne source d'aération consiste à faire fonctionner la centrifugeuse et, si nécessaire, à circuler avec précaution à travers les lignes de mélange vers les bacs actifs. L'ouverture de la vanne d'addition de produits chimiques de la trémie induira également un entraînement de l'air et une concentration des aphrons. Il est recommandé de modifier une ligne de mélange sur le système actif, afin d'inclure une ligne d'injection d'air connectée à l'air de l'installation. L'injection de flux d'air contrôlée par un étranglement constituera une méthode simple permettant de mieux contrôler le contenu des aphrons.

- L'eau dans l'Hadramawt est caractérisée par une activité bactérienne. Un traitement régulier généreux avec un biocide est recommandé pour éviter la dégradation du polymère. Traiter l'eau d'appoint initiale avec un biocide de 0,3 lb / lb. Attention de ne pas ajouter le biocide avant le viscosifiant, car cela pourrait entraîner une formation excessive de mousse et par conséquent une teneur élevée en aphron. Pour le système de circulation actif, un traitement quotidien avec 0,05 lb / bbl est recommandé.

- Un apport de sel, par exemple KCl, CaCl₂ doivent être envisagés pour l'augmentation de la densité . Alternativement, un volume de neutralisation pré-formulé d'aphrons à base de saumure d'une densité prédéterminée peut être préparé.

Test et ingénierie du système Aphrons

- Outre les procédures de test standard des fluides à base d'eau API, deux mesures supplémentaires sont nécessaires, la LSRV et le contenu(pourcentage) des aphrons. La mesure, la surveillance et le maintien de la viscosité du système doivent être effectués à l'aide d'un viscosimètre Brookfield utilisant une broche # 3L à 0,3 tr / min et la mesure étant enregistrée à 50 °C.

- Une balance de pression standard doit être utilisée pour la détermination de la densité. Une fois compressé, une mesure de la densité réelle des aphrons est déterminée. La balance sous pression offrait des mesures précises pour déterminer le profil de densité dans le puits de forage aux conditions statiques et dynamiques. La différence entre la lecture de densité sans pression et la lecture sous pression, divisée par la densité sous pression, donne les fraction d'aphrons.

$$\text{Aphrons (Vol \%)} = ([P_1 - P_2] / P_1) \times 100\%$$

IV.3. Analyse et discussion

CHAPITRE IV : Etude de cas

D'après les informations recueillis dans les études de cas ci-dessus, et en se basant sur l'interprétation directe et indirecte des données présentées au cour de cette étude; on peut dire:

1. La boue de forage à base d'Aphron ou le système APHRON ICS, est simplement le même type de boue mais avec différentes appellations au saint des société de service.
2. Ce système de boue est plus proche des boues à base d'eau que des boues à la mousse, vu qu'il ne contient qu'un petit volume de bulles (Maximum 15%)
3. La formulation de l'Aphron est typique et unique, elle est composée de produits primordiales (GO DEVIL II, ACTIVATOR I et II, BLUE STREAK, APHRONIZER A et B) et des produits secondaires au choix selon les exigences et les conditions du puits à forer.
4. Les procédures de mixages et les équipements utilisés doivent être respecter selon la normalisation API, ainsi que paramètres (débit, vitesses, types de pompes, fractions d'air...etc.) devront être pris en considération pour l'obtention d'un système adéquat en LSRV et fraction d'Aphron %
5. Les éléments clés de ce système sont la LSRV et pourcentage d'Aphron, qui contribuent au remède des perte de circulations et au mécanisme de scellement dans les zones à pertes.
6. La création des microenvironnements dans les formations fracturées par les Aphrons est plus rhéologique que mécanique, vu que les microbulles énergétiques ont tendances a crée des regroupements visqueux après leurs invasion dans les pores et du fait des différences de pressions de part et d'autre de la parois.
7. La défaillance de ce système dans certains puits forés réside dans l'incompatibilité de ce derniers avec les formations traversées ou les techniques d'ingénieries au saint du chantier (Tests, manipulation des équipements tel que les tamis, pompes,...etc.). Par contre, la réussite est favorisée par la prise en considération de toutes les situations possibles (problèmes, imprévues, résultats de chantiers et puits antérieurs, caractéristiques géologiques...etc.)
8. Le système APHRON ICS s'avère moins couteux et moins polluant du fait qu'il est composé que de produits organiques, et même s'il a envahie les zones productrices après un certain temps le microenvironnement crée par les aphron se décompose et devient une sorte de filme qui peut être évacuer par les fluides du réservoir (production).

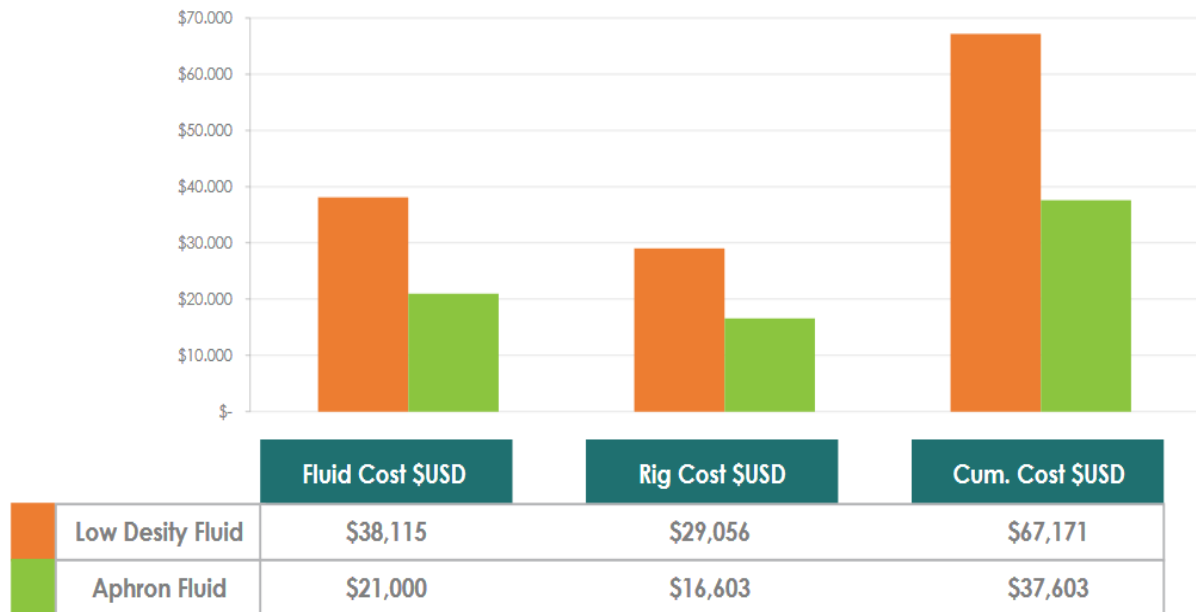


Figure IV.1: Répartition de coûts de Workover entre une boue ordinaire et la boue Aphron. [17]

D'après la figure IV.1 ci-dessus, on peut déduire que du côté économique la boue à base d'aphron est moins chère que les boues ordinaires ainsi que les coûts de l'appareil de forage et les opérations complémentaires, sachant qu'elle peut nous économiser les frais d'opérations de stimulations (acidification, lavage du puits...etc.).

IV.4. Les puits OKN66 et OKN530 [18]

Vu que certaines régions du champ Haoud Berkaoui en Algérie, sont caractérisées par les pertes de circulations sévères qui contribuent énormément aux coûts élevés de la boue de forage, une nouvelle boue est proposée pour remédier à ce problème, cette boue n'est rien d'autre que le système APHRON ICS. Le puits OKN66 est le second puits à être foré avec ce système après le puits injecteur OKN530

Le problème de perte dans le champ de Haoud Berkaoui est la conséquence du forage du T1 et T2 avec une densité de boue plus grande que celle de fracturation de ces roches. Mais cette densité de boue est limitée avec les formations qui se trouvent au dessus, qui nécessitent une pression de fond plus élevée pour empêcher les venues des eaux chlorurées calciques et le gonflement des argiles. Le forage avec cette densité provoque une perte totale qui cause coincement de la garniture et procéder aux opérations de repêchage et de side track ce qui peut conduire à un abandon du puits si nécessaire. C'est pour ça la meilleure solution pour faire face à ce problème est de forer la phase 8^{1/2} en deux étapes séparées avec une densité de boue différente. Ce qui a conduit à proposer les deux solutions :

- Changement de programme de forage

CHAPITRE IV : Etude de cas

➤ Utilisation d'une nouvelle boue technologique

Tableau IV.6: Coûts et prix de l'AphronICS

PRODUIT	Unit Size Kg/sac	Concentration (kg / m3)	QUANTITY: (Tons)	Unit Price (US\$)	Total (USD)
NaCl	1000	282.46	70	55.80	3,906
KCl	1000	43.46	10.865	614.00	6,671.11
Soda Ash	50	0.70	0.175	646.00	113.05
Go Devil II	11.20	11.4	2.850	70654.32	201,364.812
ActiVator I	22.68	17.1	4.275	9717.81	41,543.637
ActiVator II	22.68	1.43	3.575	7951.94	28,428.185
ActiGuard	16.78	7.13	1.782	17.530.00	31,238.460
Blue Streak	18.60	3.56	0.890	29047.50	25,852.275
Barytine	1500	348.21	87.052	143.00	12,448.436
Total Estimated Cost (US \$)					351,565.965
Total Estimated Cost/m3 (US \$)					1757.28

D'après le Tableau IV.6, le prix de 1 m³ d'une boue AphronICS est d'environ 1757.28\$, ce qui fait environ le triple d'une boue à base d'huile (INVERMUL).

IV.5. Conclusion

Le système AphronICS est un type de boue qui peut remplacer les boues conventionnelles utilisées dans le forage des réservoirs. Avec ses performances prouvées dans différentes applications (Forage, complétion et workover) il peut être un remède sans égale aux problèmes fatals rencontrés tel que les pertes, coincements et instabilités des parois.

Son application en Algérie (puits OKN66 et OKN530) avait donné des résultats plus performants par rapport aux autres types de boues déjà utilisées, mais la question qui se pose, malgré les avantages et les bienfaits apportés par ce système, pourquoi son application a été marginalisée? cela est due à un problème technique ou économique? ou bien le manque d'expérience ?

CONCLUSION GENERALE ET RECOMMANDATION

Conclusion Générale

Aujourd'hui certains courants et acteurs énergétiques se dirigent vers les énergies renouvelables et les techniques les moins coûteuses, moins polluantes et des rendements remarquables. Par contre d'autres préfèrent développer des stratégies et des solutions tout en restant dans le conventionnel.

L'AphronICS est l'une des solutions trouvées dans le domaine du forage pour minimiser et voir même éliminer les problèmes rencontrés surtout dans les réservoirs à faible pression, où une perte de circulation est synonyme de perte d'argent et voir même perte du réservoir lui-même.

La résolution des problèmes de perte avec l'AphronICS peut être plus coûteux dans le cas où les études adéquates ne sont pas prises en considération et les caractéristiques géologiques des formations à forer sont inconnues. Donc il faut prendre en considération toutes les informations possibles sur la région, le champ et le puits (données de puits antérieurs, diagraphies, tests au laboratoire, simulations, paramètres de forages)

L'AphronICS a prouvé ses performances là où d'autres techniques ont échoué (UBD) dans plus de 300 puits dans le monde (forage, complétion et workover) au Canada, Moyen Orient, Yémen, USA, Algérie.

L'application de ce type de boue en Algérie s'avère possible et promouvant du fait que notre pays vise le développement durable et la protection de l'environnement, sans oublier que l'AphronICS est enjeu économique et environnemental qui peut beaucoup apporter dans le domaine des hydrocarbures et voir même le changer.

Recommandation

Le système AphronICS peut être un axe de recherche académique dans les universités en collaboration avec les laboratoires de recherches spécialisés et les acteurs économiques des régions d'hydrocarbures; pour mener des études bilatérales (académiques et professionnelles) afin de pouvoir développer cette technique.

BIBLIOGRAPHIES

Bibliographies

- [1]. M.DADDOU, Introduction Aux Fluides De Forage, Division forage Département RHU, SONATRACH, Juillet 09.
- [2]. Belaid BADREDDINE, La Boue de Forage, Mémoire de fin d'études master, Université Kasdi merbah-Ouargla, 2012-2013.
- [3]. ENSPM, Les Fluides De Forages, Formation Industrie, IFP Training, 2006.
- [4]. J.P. NGUYEN, Le Forage, Institut Français du Pétrole, Editions Technip, 1993.
- [5]. M.DADDOU, Les boues de forage, Division forage Département de formation, SONATRACH, Février 2004.
- [6]. FOURAR Karim, Amélioration Des Propriétés Rhéologiques Des Fluides De Forage A Base Biopolymères: "Application Aux Puits Horizontaux", Mémoire de Magister, Université M'HAMED BOUGARA Boumerdes, 2007.
- [7]. M-I/SCHLUMBERGER, The Drilling Fluids Engineering Manual, Chapitre 1-7-10-15-16, 1998-2001.
- [8]. NEDILJKA GAURINA-MEDIMUREC, BORIVOJE PAŠIĆ; Aphron-Based Drilling Fluids: Solution For Low Pressure Reservoirs; University of Zagreb Croatia; 2009.
- [9]. RAMZI ALJADI; Field Lessons from Successful Application in Drilling Depleted Reservoirs; DRILLING FLUIDS TECHNOLOGY; 25/Feb/2014.
- [10]. XIANGFEI GENG, XINGQI HU, XUECHENG JIA; Recirculated aphron-based drilling fluids; Springer; December 2014.
- [11]. A.Z.NOAH, Controls losses in Depleted Reservoirs and high-permeability formations using Nanomaterial as a new mud product, The American University in Cairo, Egypt, Life Science Journal 2012.
- [12]. KHAMEHCHI Ehsan1, TABIBZADEH Shahin, ALIZADEH Ali1; Rheological properties of Aphron based drilling fluids; ScienceDirect; December 2016.
- [13]. Dr.Hammadi,L; Rhéologie des fluides complexes; USTOMB.
- [14]. XIN-MIN WU, YONG-LI YAN; Physicochemical Properties of Aphron Drilling Fluids; ASIAN JOURNAL OF CHEMISTRY; 2011.
- [15]. MI a Smith/Schlumberger Company; The APHRON ICS Invasion-control system Micro bubbles. Macro results; 2001.

BIBLIOGRAPHIES

[16]. MICHEL GREGOIRE, NICK HILBIG, MARK STANSBURY, SALEH AL-YEMENI; Drilling Fractured Granite in Yemen with Solids-Free Aphon Fluid; TOTAL, M-I SWACO, MASI Technologies; IADC World Drilling 2005 9-10 June, Rome, Italy.

[17]. ENVENTIVES; AphonICS; 2016-2017.

[18]. BOUMIDOUNA.M, TALEB.M; Etude des performances d'une nouvelle boue dans le forage du réservoir à HAUD BERKAOUI cas du puits OKN66; Mémoire de Master; Université de Boumrdès.